

Dynamic Electricity Tariff in Distribution Systems: Bibliometric Analysis and Literature Review

José Miguel Mostacilla Paz
Instituto de Energía Eléctrica
Universidad Nacional de San Juan-
CONICET
San Juan, Argentina
jmostacilla@iee.unsj.edu.ar

Gustavo Coria Pantano
Instituto de Energía Eléctrica
Universidad Nacional de San Juan-
CONICET
San Juan, Argentina
gcoria@iee-unsjconicet.org

Andrés Arturo Romero Quete
Instituto de Energía Eléctrica
Universidad Nacional de San Juan-
CONICET
San Juan, Argentina
aromero@iee-unsjconicet.org

Abstract— This article presents a bibliometric analysis and literature review related to dynamic electricity rates, focusing on Time of Use tariff (TOU), Real-Time Pricing (RTP), and Prediction of Use tariff (POU). Through the bibliometric analysis, articles related to these tariffs are determined, which consider the consumption of electrical energy based on the uncertainty of the price of electrical energy, the base load of the users, the increase in distributed generation, the use of electric vehicles, the reduction of the loss of useful life of the assets of the system, among others. Besides, the aforementioned allows a better understanding of trends of research about this specific topic. The analysis reported here may be useful for distribution system operators and the scientific community, but it can also be used as a guide to conduct a review of the literature on other related topics or delve into any of the topics described.

Keywords— *Dynamic electricity tariff, Electrical distribution systems, Demand response, Time of use tariff, Real time pricing, Prediction-of-use tariff.*

I. INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas, se ha observado un gran incremento en los niveles de contaminación ambiental a nivel mundial siendo un tema muy relevante en la actualidad. Uno de los factores con mayor incidencia en este fenómeno es el aumento de la producción de gases de efecto invernadero. Esto ha captado el interés de agencias internacionales encargadas de la defensa del medio ambiente, que han implementado estrategias con el fin de reducir el avance de este fenómeno. Las estrategias planteadas por Agencias Internacionales como la ONU para la reducción de la aceleración de este efecto, en temas de energía eléctrica, son el aumento de la eficiencia energética en los dispositivos y sistemas eléctricos o electrónicos, la transición energética, el reemplazo de vehículos con motores de combustión interna por vehículos eléctricos, entre otros [1].

Para el caso particular de la transición energética, se puede mencionar el reemplazo de fuentes de generación de energía eléctrica a partir de combustibles fósiles por fuentes renovables de energía [2]. Actualmente, esta transición energética se está implementando gradualmente lo cual se observa en el aumento en la cantidad de energía producida a partir de fuentes de energías renovables no convencionales, como son la energía solar fotovoltaica y la energía eólica.

En este contexto, es importante mencionar que las herramientas para lograr una transición energética no solo permiten reducir el uso de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica, sino que también posibilitan reducir los costos que deben pagar los usuarios finales por la energía eléctrica consumida. Dentro de estas herramientas se encuentra la Respuesta a la Demanda (DR, por sus siglas en inglés) la cual cumple la doble función expresada

anteriormente, teniendo en cuenta los cambios del precio y el consumo de la energía eléctrica durante el tiempo, ya sea por medio de incentivos económicos para reducir el consumo de electricidad, por modificaciones incrementales intencionales del precio de la energía o por generación in situ (por ejemplo, generación distribuida, GD).

Los programas más utilizados para la respuesta a la demanda son el Programa Basado en Incentivos (IBP, por sus siglas en inglés) y el Programa Basado en Precios (PBP, por sus siglas en inglés) [3]. El IBP se puede clasificar en clásico o basado en el mercado; donde el IBP clásico puede generar un descuento en la factura a los usuarios participantes en el programa, y el IBP basado en el mercado recompensa monetariamente a los participantes en relación con la reducción de la carga de estos durante condiciones críticas como el pico de demanda. Este artículo se centrará en el PBP dado que este programa se basa en tarifas donde el precio de la energía eléctrica varía a través del tiempo, el cual se puede denominar tarifas eléctricas dinámicas (DP, por sus siglas en inglés).

Por ello, en este trabajo se presenta la definición de DP, los diferentes tipos de modelos de DP, y aplicaciones de modelos económicos innovadores en el ámbito de la ingeniería eléctrica. Así mismo, se demuestra que el cobro en la factura de electricidad debe ser coherente con la energía eléctrica que el usuario haya consumido (kWh) en el mismo instante que lo está haciendo. Lo anterior, con el propósito de garantizar una mejor precisión en la factura de energía eléctrica al minimizar la diferencia entre el precio reflejado en la factura y el precio del mercado eléctrico mayorista, la disminución del envejecimiento de los activos del sistema por uso a potencia nominal, y una mayor participación del usuario en el mercado eléctrico.

Dos factores importantes al momento de efectuar el cobro por el consumo de electricidad al usuario son: la precisión en el cobro de la electricidad consumida y el conocimiento previo de las tarifas eléctricas. El conocimiento de la tarifa de electricidad del día siguiente por parte del usuario tiende a reducir el consumo de energía en horas pico de demanda. Dicha reducción conlleva beneficios para el sistema eléctrico ya que reduce la tasa de envejecimiento de los activos del sistema, reduce la inversión en activos del sistema por sobrecarga, entre otros. Estos beneficios del sistema también influyen positivamente sobre el usuario dado que, si no es necesaria una inversión extra en el sistema eléctrico por los picos generados debido a los excesos de demanda de energía eléctrica en ciertas horas del día, entonces los costos de expansión que se consideran en la factura eléctrica no serán tan elevados, lo que finalmente afecta a los clientes.

encuentran en la revisión de la literatura, de tal manera de garantizar una alta confiabilidad al usuario al momento de cobrar por la energía consumida. Los esquemas tarifarios encontrados se exponen en este documento y se analiza su avance investigativo por medio de lo descrito en la Sección V, encontrando que la tarifa TOU y RTP son las más investigadas, aunque difieren en su planteamiento inicial. Mientras que la tarifa POU es una nueva tarifa que propone reducir la alta incertidumbre planteada por RTP y una mayor exactitud al momento del cobro por la energía consumida.

Las tarifas eléctricas dinámicas también analizan el factor humano y la experiencia del usuario al tener la posibilidad de participar en el mercado eléctrico como se ha demostrado en algunos documentos revisados. Este tema es muy importante debido a que la utilización de estos esquemas debe ser para la reducción de costos y el mejoramiento del sistema eléctrico.

Finalmente, se encontraron múltiples vías de investigación que permiten una gran ventana de oportunidades para explorar en estos esquemas tarifarios, lo cual también indica que es un tema en vías de desarrollo que se volverá muy importante en un futuro cercano.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo fue apoyado en parte por DAAD, CONICET y CYTED (a través de la red 718RT0564). Además, la investigación fue financiada con la beca DPTS 2020-2022 de la UNSJ y la SECITI

REFERENCES

- [1] United Nations, "Generating power," *Cities Pollution*, 2020.
- [2] IRENA, "Energy Transition," *Modelling, methodologies and knowledge to navigate the energy transition*, 2021.
- [3] Albadi, Mohammed, El-Saadany, and Ehab, "Demand Response in Electricity Market: An Overview." doi: 10.1109/PES.2007.385728.
- [4] J. Perez, "Revisión sistemática de literatura en Ingeniería Ampliada y actualizada," *Research Gate*, vol. Segunda ed, pp. 0–183, Apr. 2019.
- [5] Scopus, "Scopus," 2022. www.scopus.com (accessed Apr. 25, 2022).
- [6] N. Jan van Eck and L. Waltman, "VOSviewer Manual," 2019.
- [7] N. Wang, G. Tang, B. Jiang, Z. He, and Q. He, "The development of green enterprises: A literature review based on VOSviewer and Pajek." *Australian Journal of Management*, p. 031289622110354, Aug. 2021, doi: 10.1177/03128962211035470.
- [8] A. H. Mohsenian-Rad and A. Leon-Garcia, "Optimal residential load control with price prediction in real-time electricity pricing environments," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 1, no. 2, pp. 120–133, Sep. 2010, doi: 10.1109/TSG.2010.2055903.
- [9] X. Zhao, W. Gao, F. Qian, and J. Ge, "Electricity cost comparison of dynamic pricing model based on load forecasting in home energy management system," *Energy*, vol. 229, Aug. 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.120538.
- [10] K. M. Tsui and S. C. Chan, "Demand response optimization for smart home scheduling under real-time pricing," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 1812–1821, 2012, doi: 10.1109/TSG.2012.2218835.
- [11] O. Erdinc, N. G. Paterakis, T. D. P. Mendes, A. G. Bakirtzis, and J. P. S. Catalao, "Smart Household Operation Considering Bi-Directional EV and ESS Utilization by Real-Time Pricing-Based DR," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 6, no. 3, pp. 1281–1291, May 2015, doi: 10.1109/TSG.2014.2352650.
- [12] J. H. Yoon, R. Baldick, and A. Novoselac, "Dynamic demand response controller based on real-time retail price for residential buildings," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 1, pp. 121–129, Jan. 2014, doi: 10.1109/TSG.2013.2264970.
- [13] N. G. Paterakis, O. Erdinc, I. N. Pappi, A. G. Bakirtzis, and J. P. S. Catalao, "Coordinated Operation of a Neighborhood of Smart Households Comprising Electric Vehicles, Energy Storage and Distributed Generation," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 7, no. 6, pp. 2736–2747, Nov. 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2512501.
- [14] M. Erol-Kantarci and H. T. Mouftah, "Wireless Sensor Networks for Cost-Efficient Residential Energy Management in the Smart Grid," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 2, no. 2, pp. 314–325, Jun. 2011, doi: 10.1109/TSG.2011.2114678.
- [15] G. Dutta and K. Mitra, "A literature review on dynamic pricing of electricity," *Journal of the Operational Research Society*, vol. 68, no. 10, Palgrave Macmillan Ltd., pp. 1131–1145, Oct. 01, 2017. doi: 10.1057/s41274-016-0149-4.
- [16] M. L. Nicolson, M. J. Fell, and G. M. Huebner, "Consumer demand for time of use electricity tariffs: A systematized review of the empirical evidence," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 97, Elsevier Ltd, pp. 276–289, Dec. 01, 2018. doi: 10.1016/j.rser.2018.08.040.
- [17] S. Zeng, J. Li, and Y. Ren, "Research of time-of-use electricity pricing models in China: A survey," in *2008 IEEE International Conference on Industrial Engineering and Engineering Management, IEEM 2008*, 2008, pp. 2191–2195. doi: 10.1109/IEEM.2008.4738260.
- [18] M. M. Rahman, S. Hettiwatte, G. M. Shafiullah, and A. Arefi, "An analysis of the time of use electricity price in the residential sector of Bangladesh," *Energy Strategy Reviews*, vol. 18, pp. 183–198, Dec. 2017, doi: 10.1016/j.esr.2017.09.017.
- [19] A. Almutairi and M. M. A. Salama, "Assessment and Enhancement Frameworks for System Reliability Performance Using Different PEV Charging Models," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, no. 4, pp. 1969–1984, Oct. 2018, doi: 10.1109/TSTE.2018.2820696.
- [20] H. Yang, L. Wang, and Y. Ma, "Optimal time of use electricity pricing model and its application to electrical distribution system," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 123558–123568, 2019, doi: 10.1109/ACCESS.2019.2938415.
- [21] Kiguchi Y, Heo Y, Weeks M, and Choudhary R, "Predicting intraday load profiles under time-of-use tariffs using smart meter data," *Energy*, vol. 173, pp. 959–970, Apr. 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.01.037.
- [22] P. K. Wesseh and B. Lin, "A time-of-use pricing model of the electricity market considering system flexibility," *Energy Reports*, vol. 8, pp. 1457–1470, Nov. 2022, doi: 10.1016/j.egyr.2021.12.027.
- [23] M. Jang, H. C. Jeong, T. Kim, and S. K. Joo, "Load profile-based residential customer segmentation for analyzing customer preferred time-of-use (Tou) tariffs," *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 19, Oct. 2021, doi: 10.3390/en14196130.
- [24] Y. Kiguchi, M. Weeks, and R. Arakawa, "Predicting winners and losers under time-of-use tariffs using smart meter data," *Energy*, vol. 236, Dec. 2021, doi: 10.1016/j.energy.2021.121438.
- [25] Z. Wang, R. Paranjape, Z. Chen, and K. Zeng, "Multi-agent optimization for residential demand response under real-time pricing," *Energies (Basel)*, vol. 12, no. 15, Jul. 2019, doi: 10.3390/en12152867.
- [26] V. Robu, M. Vinyals, A. Rogers, and N. R. Jennings, "Efficient Buyer Groups With Prediction-of-Use Electricity Tariffs," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, no. 5, pp. 4468–4479, Sep. 2018, doi: 10.1109/TSG.2017.2660580.
- [27] G. E. Coria, A. M. Sanchez, A. S. Al-Sumaiti, G. A. Ratta, S. R. Rivera, and A. A. Romero, "A framework for determining a prediction-of-use tariff aimed at coordinating aggregators of plug-in electric vehicles," *Energies (Basel)*, vol. 12, no. 23, 2019, doi: 10.3390/en12234487.
- [28] G. Coria, D. Romero-Quete, and A. Romero, "Computational efficient approach to compute a prediction-of-use tariff for coordinating charging of plug-in electric vehicles under uncertainty," *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 136, Mar. 2022, doi: 10.1016/j.ijepes.2021.107692.