




Artículo Original

Análisis de la efectividad regulatoria de diferentes regiones internacionales para viabilizar la participación de autoprodutores residenciales

Analysis of regulatory effectiveness of different international regions to enable the residential prosumers participation

Carlos E. Alvarado Mejía^a, Humberto Amador^a, Ozy D. Melgar-Domínguez^{a,b,1} 

^aDepartamento de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional Autónoma de Honduras, UNAH, Tegucigalpa, Honduras

^bDirección de Planificación de Expansión del Sistema, Operador del Sistema Eléctrico – Centro Nacional del Despacho, CND, Tegucigalpa, Honduras

Historia del artículo:

Recibido: 8 abril 2023

Revisado: 21 mayo 2023

Aceptado: 13 noviembre 2023

Publicado: 30 diciembre 2023

Palabras clave

Evaluación comparativa

Fuente de energía no renovable

Política energética

Keywords

Benchmarking

Energy policy

Renewable energy sources

RESUMEN. Introducción. Existe la necesidad de establecer una reglamentación más adecuada que incremente la efectividad e incentivo de la participación de autoprodutores en el mercado energético hondureño. La presente investigación tuvo el objetivo de contribuir a la discusión de marcos de regulación efectiva que nutran la actual propuesta de norma técnica. **Métodos.** El estudio tuvo un diseño no-experimental con enfoque transeccional descriptivo y utilizó el *benchmarking* como herramienta principal. Se discutieron las trayectorias de capacidades instaladas anuales de California en Estados Unidos de América, Northern Territory en Australia y Costa Rica. Se realizó un *benchmarking* respecto a parámetros preestablecidos. Las curvas de capacidad instalada anual se normalizaron respecto a las poblaciones anuales de cada una de las primeras tres regiones, para comparar sus capacidades instaladas per cápita. **Resultados.** De todas las regiones analizadas, los habitantes del Northern Territory de Australia obtuvieron el mayor acceso a potencia instalada fotovoltaica debido a la altura máxima de su *Feed-in-Tariff* (FIT) (tarifa de suministro a la red), como su consistencia a través de los años. Esto les concedió un mayor volumen de energía que pudieran vender en el mercado energético local. **Conclusión.** Una tarifa de altura máxima 1:1 aumentó la capacidad instalada, mientras la adopción de una restricción de capacidad desacelera la participación de los autoprodutores.

ABSTRACT. Introduction. There is a need to establish a more appropriate regulation that increases its effectiveness by encouraging the participation of prosumers in the Honduran energy market. The research aim was to contribute to the discussion of effective regulatory frameworks that shape the proposal technical regulations. **Methods.** This study had a non-experimental design with a descriptive cross-sectional approach and used benchmarking as its main tool. The trajectories of annual installed capacities of California in the United States, Northern Territory in Australia, and Costa Rica were benchmarked against pre-established parameters. We normalized the annual installed capacity curves with respect to the annual populations of each of the first three regions to compare their installed capacities per capita. **Results.** Of all the regions analyzed, the inhabitants of the Northern Territory in Australia had the greatest access to photovoltaic installed power due to the maximum value of their *Feed-in-Tariff* (FIT), as well as their consistency through the years. This allowed them a greater volume of energy they could sell in the local energy market. **Conclusion.** For Honduran residential prosumers to achieve a greater participation in the energy market, it may be necessary to define a FIT close to the 1:1 ratio under a long-term validity. A maximum rate of 1:1 led to increase the installed capacity, meanwhile the adoption of a capacity constraint slows down the prosumer participation.

1. Introducción

Durante el período 2014-2016, Honduras ha logrado escalar del puesto 14 al 4 en materia de energía limpia en

Latinoamérica y el Caribe (Bloomberg New Energy Finance, 2016). El país registró una inversión sólida en energía solar de 2014-2019 (International Renewable Energy Agency [IRENA], 2020). Hoy en día, Honduras tiene la mayor capacidad instalada en la región, con 514

¹ Autor correspondiente: ozzydamedo@gmail.com, Universidad Nacional Autónoma de Honduras, Tegucigalpa, Honduras

Disponible en: <http://dx.doi.org/10.5377/innovare.v12i3.17161>

© 2023 Autores. Este es un artículo de acceso abierto publicado por UNITEC bajo la licencia <https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/>

megavatios instalados (Statista, 2023a). El progreso de Honduras se ha documentado únicamente para grandes instalaciones centralizadas (Banco Mundial, 2016). Actualmente, no existen datos oficiales que indiquen el estado de adopción solar residencial, siendo probable su escasa difusión en la red de baja tensión. En ese sentido, incentivos para incrementar la participación de autoprodutores residenciales podría ser un aspecto crucial para estudio. Incentivos como el *Feed-in-Tariff* o FIT (tarifa de suministro a la red) y el *Net-Metering* o NM (medición neta) han demostrado ser herramientas capaces de esparcir esta tecnología a menores escalas (Ramalho et al., 2017). No obstante, su implementación también debe ser efectiva por parte de las autoridades regulatorias.

Recientemente, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) publicó la Norma Técnica para Usuarios Autoprodutores Residenciales y Comerciales (NTUARC) (CREE, 2022). Existen dos puntos de gran importancia que deben ser revisados en detalle en la norma. El primero debe definir la tarifa binómica, relación entre la tarifa por exportación de energía a la red versus la de importación. El segundo podría aclarar restricciones en la capacidad de hospedaje en la red.

Con la necesidad de establecer una reglamentación adecuada para incrementar su efectividad e incentivar la participación de los autoprodutores en el mercado hondureño, la presente investigación busca discutir marcos regulatorios que nutran la actual NTUARC. El objetivo de esta investigación fue analizar las políticas adoptadas en otras reglamentaciones e interpretar sus mecanismos implementados para sugerir cambios a la normativa hondureña. Como alcance de la investigación, se delimitó el área de estudio a la generación distribuida (GD) fotovoltaica de pequeña escala.

2. Métodos

2.1. Diseño de estudio

El presente estudio tuvo un diseño no-experimental con enfoque transeccional descriptivo. Se utilizó el *benchmarking* como herramienta principal. El *benchmarking* consistió en comparar la efectividad regulatoria de cuatro regiones internacionales respecto a parámetros preestablecidos, los cuales fueron extraídos del estudio realizado en la referencia (Dijkgraaf et al., 2018). Ese estudio determinó tres factores que influyen en la efectividad de incentivos al autoprodutor: altura de FIT, consistencia regulatoria y *hosting capacity* o HC.

2.1.1. Altura de *Feed-in-Tariff* (FIT)

La altura del FIT se aplica al remunerar el prosumidor, el cual es un ente que participa tanto en producción como en consumo de energía.

La medición de esta altura es en referencia a la tarifa vigente por uso de la red eléctrica para los consumidores residenciales. Esta relación de tarifas puede ser de uno a uno (1:1), siendo que la valoración de energía inyectada a la red es igual a la energía consumida de la red.

Es importante diferenciar el FIT del NM. El NM es la diferencia entre la energía importada de la red y la energía exportada durante un período de lectura. La diferencia puede ser a favor tanto del distribuidor como del autoprodutor. El NM asume que el valor unitario de la energía inyectada es igual al valor unitario de la energía consumida. El FIT no se basa en esta suposición y remunera a los autoprodutores por cada kWh hora inyectado a la red, indistintamente del precio unitario de la energía consumida.

2.1.2. *Consistencia regulatoria*

La consistencia de los incentivos está directamente ligada con la longevidad de las normas regulatorias implementadas. Por ejemplo, en California las normas tienen un período de vigencia, aún después de ser sustituidas por versiones subsiguientes. Estas brindan mayor seguridad al inversionista al mantener los términos acordados en el corto o mediano plazo.

2.1.3. *Hosting capacity*

HC o denominado límite de capacidad se refiere a la capacidad de una red eléctrica para conectar sistemas de GD, sin que la operación del sistema sea impactada. Dicha limitante regula la capacidad fotovoltaica instalada por usuario y el porcentaje de la demanda pico suministrada por la GD.

El objetivo del estudio de Dijkgraaf et al. (2018) fue contrastar y comparar regulaciones FIT en 30 países. Los autores analizaron el impacto en las adopciones solares. El estudio concluyó que la combinación de una alta tarifa con una alta consistencia de implementación representó la mejor ruta para una rápida difusión solar. Además, se concluyó que la presencia de un HC desacelera esta propagación. Los autores excluyeron las regiones de California en Estados Unidos de América (E.E. U.U), Northern Territory (NT) en Australia y Costa Rica. Por lo tanto, la propuesta de este trabajo fue realizar un *benchmarking* de la efectividad regulatoria energética en estas regiones y verificar la conclusión del estudio previo.

2.2. Tratamiento de datos previo al *benchmarking*

En la primera parte, se discutieron las trayectorias de capacidades instaladas anuales de cada región mediante un *benchmarking*. Para analizar dichas capacidades, se utilizaron datos extraídos de sitios oficiales que reportaban el crecimiento en adopciones solares.

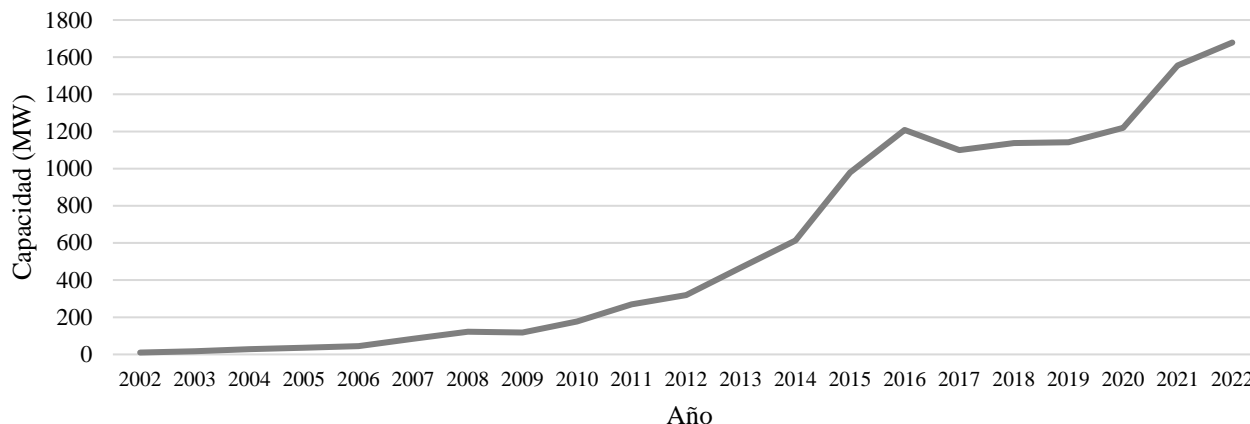


Figura 1. Capacidad instalada anual en California, E.E. U.U.

1. Para el caso de California se utilizaron datos de las estadísticas de generación distribuida publicadas por el gobierno estatal de 2022 (California Distributed Generation Statistics, 2023). Se seleccionaron datos del sector residencial y se trataron en un único paso. Se desagregaron datos históricos de la instalación fotovoltaica acumulada para obtener una curva del cambio anual en instalación fotovoltaica desde el 2002.
2. Para el caso de Australia se utilizó datos publicados por el Instituto Fotovoltaico de Australia. Datos que se obtuvieron del Regulador de Energía Limpia, agencia del gobierno australiano encargada de la administración de los objetivos nacionales de energía renovable (Australian PV Institute, 2023a). Los sistemas fotovoltaicos con una capacidad nominal inferior a 100 kW se consideraron unidades de generación de pequeña escala (Australian PV Institute, 2023b).
3. Para cumplir con el enfoque residencial de este estudio, estas unidades pequeñas se consideraron en el tratamiento de los datos. Primero, se desagregaron los datos de instalaciones menores a 100 kW de los reportes mensuales del estado de NT. Luego, se agregaron estos datos para llegar a una visualización de incrementos de capacidad instalada por año.
4. Para el caso de Costa Rica, se utilizó datos publicados por el Ministerio de Ambiente y Energía del país de 2022. Es importante notar que, aunque el tratamiento de datos también se realizó en un único paso, se efectuó una tabulación en los reportes de potencia por tipo de sistema y potencia por sistemas inscritos para verificar que las potencias instaladas fueran representativas de pequeños sistemas fotovoltaicos. Se encontró que más del 91% de los sistemas fueron fotovoltaicos y alrededor del 94% fueron menores a 100 kW de capacidad instalada. Se observó un alto porcentaje de generación fotovoltaica y se adoptó el

criterio de unidades de generación de pequeña escala que se realizó para Australia. Se utilizaron los datos reportados mensualmente de la potencia instalada y se procedió a agregarlos para poder construir una curva de cambio en instalación fotovoltaica anual.

2.3. Normalización de datos previo a resultados

La segunda parte comparó las capacidades instaladas fotovoltaicas anuales per cápita de cada región. Para comparar las capacidades instaladas de manera equitativa, se normalizaron las curvas de sus poblaciones anuales. Al dividir las capacidades instaladas entre el número de habitantes por región a lo largo de los años, se obtuvieron capacidades anuales per cápita. En el caso de NT se utilizaron datos demográficos publicados por el Buró de Estadísticas Australianas de 2022; para California, los del Buró de Censo de los Estados Unidos de 2022; para Costa Rica, los del Banco Mundial de 2022 (Australian Bureau of Statistics, 2023; Statista, 2023b; The World Bank, 2023).

2.3.1. California, E.E. U.U.

En la primera versión del *Net Energy Metering* (NEM) 1.0, la tarifa de compensación fue determinada por cada distribuidor, según los costos evitados para cada caso de interconexión (Ramalho et al., 2017). La altura de la tarifa fue indeterminada en sus comienzos. Con la primera actualización del NEM en 1998, la remuneración por excedentes se anuló con la excepción de que la distribuidora tuviera necesidad de inyección, mediante acuerdo con autoprodutores. La altura de la tarifa cambió drásticamente con la regulación AB 327 en 2013, elevándose de cero a \$0.045/kWh con la compensación por excedente neto (Ramalho et al., 2017).

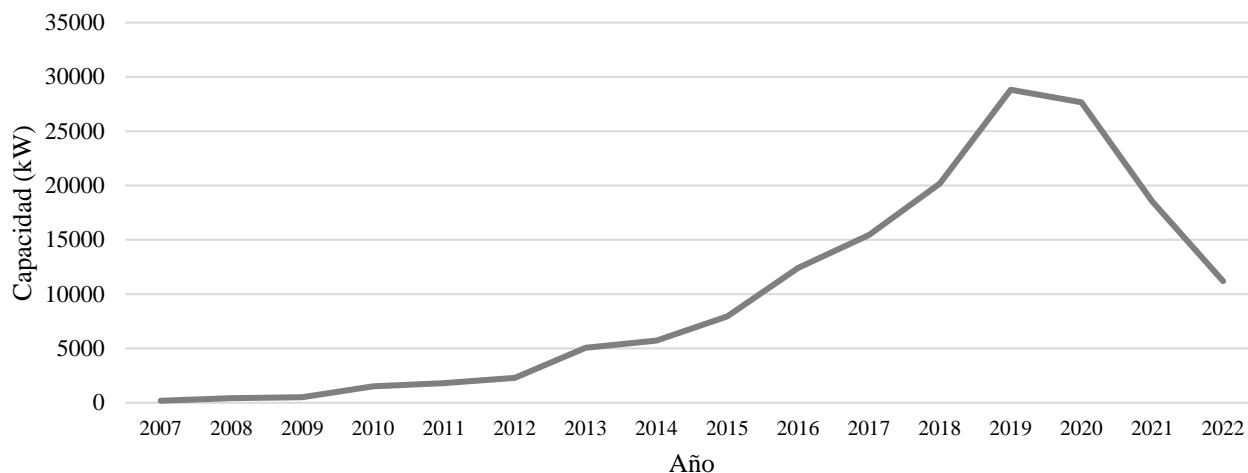


Figura 2. Capacidad instalada anual en Northern Territory, Australia.

En la Figura 1, elaborada mediante el tratamiento de datos explicado previamente, se observa que la curva de capacidad instalada obtuvo su mayor pendiente en el período 2013-2015, un efecto correlacionado con la implementación de la regulación AB 327. A finales de 2016 se migró al NEM 2.0 y su impacto inmediato fue reducir la capacidad instalada anual. A diferencia del NEM 1.0, el NEM 2.0 consideró que los autoprodutores pagaran algunos cargos por uso de red al mismo monto que los usuarios pasivos (California Public Utilities Commission, 2021). Esto resultó en una reducción de la altura de la compensación por excedente neto. La Figura 1 muestra que existe un descenso en la capacidad instalada de 2016 a 2017 e indicó que el cambio a una tarifa menor desincentivó a posibles autoprodutores.

No obstante, el NEM 2.0 obtuvo un impacto positivo a largo plazo. A partir del 2017, la tendencia retomó el alza influida por dos factores durante dicha transición. El primero dado por la disminución significativa de los costos de las instalaciones solares residenciales en los EE. UU. (Feldman et al., 2021). El segundo factor dado por la anulación del impuesto de HC sobre los autoprodutores y las redes de distribución en el 2016. Previo a 2000, se restringió 10 kW por usuario y el 0.1% de la demanda pico de red. El HC fue cada vez más permisivo desde el 2001 hasta su completa invalidación al implementarse el NEM 2.0.

2.3.2. Northern Territory, Australia

Australia se distingue por incentivar los sistemas de energía solar con almacenamiento programable. También, se trabaja en la regulación para que los inversores de instalaciones futuras estén listos para integrarse a las plantas virtuales de los distribuidores (PowerWater, 2023). No obstante, no todas las provincias de Australia avanzan a un ritmo acelerado. NT es una de las provincias

australianas rezagada con respecto a la adopción residencial solar (Zander, 2021). La tarifa FIT se implementó teniendo la máxima relación de 1:1, la cual no es un simple NM, debido a que el distribuidor paga al autoprodutor por cualquier energía inyectada a la red, independientemente si es excedente o no. Esta altura se mantuvo en 2020, hasta una reducción del FIT en alrededor 75%, el cual provocó un descenso en las instalaciones solares. Este declive se ilustra en la Figura 2, elaborada mediante el tratamiento explicado en los métodos.

En términos de consistencia, NT mantuvo constante su tarifa FIT durante 15 años (Zander, 2021). A pesar de que muchas otras provincias australianas no dieron alta remuneración, NT no recortó el beneficio por más de una década a sus usuarios. En la Figura 2, se observa la creciente tendencia para el período 2005-2019. En 2022, la máxima capacidad instalada pasó de 4.5 a 5 kVA para el usuario residencial (PowerWater, 2023). Los únicos cambios encontrados en restricciones de HC se presentan en la Figura 2. Al no contar con suficiente información, no se estimó alguna correlación entre restricciones de HC y capacidad instalada.

2.3.3. Costa Rica

En Costa Rica, la generación de electricidad proviene casi en su totalidad de fuentes renovables (IRENA, 2022). Como resultado, es un país con bajas emisiones de gases de efecto invernadero, superado por Islandia y Luxemburgo (Organization for Economic Cooperation and Development [OECD], 2023). La Figura 3 presenta la curva de capacidad instalada anual en el país.

En Costa Rica, existen dos tipos de tarifas para remunerar a los autoprodutores por sus excedentes de energía. Una se establece por medio de la Medición Neta Sencilla (MNS) y la otra por la Medición Neta Completa

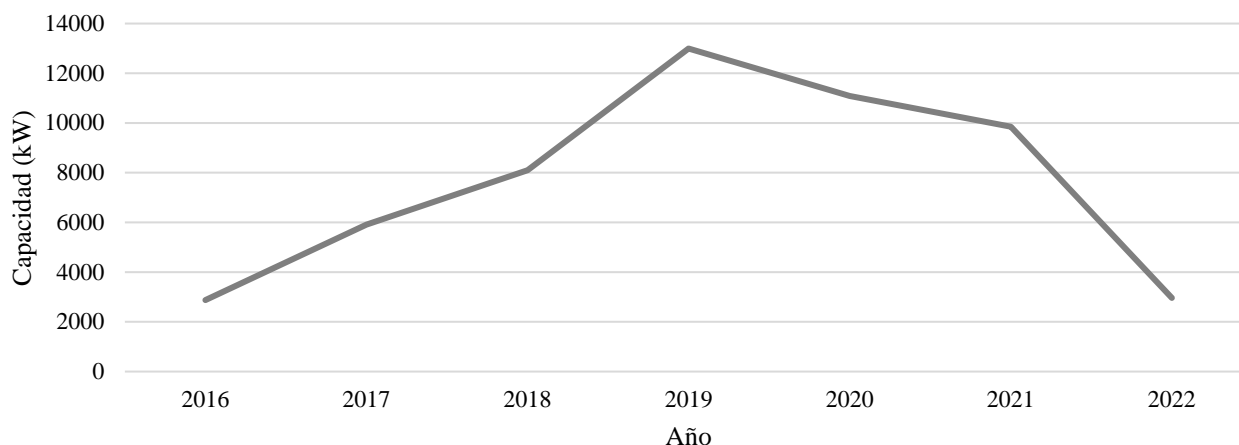


Figura 3. Capacidad instalada anual en Costa Rica.

(Barbero & Guevara, 2017). Los prosumidores solamente pueden escoger una tarifa, previo a la instalación de sus generadores. La mayor diferencia entre la MNS y la MNC está en la manera de remunerar al autoprodutor por sus excedentes de energía. La primera, remunera a través de créditos energéticos, mientras la segunda mediante créditos monetarios.

En el MNC, el monto de la tarifa de compensación no es homogénea para cada empresa distribuidora, Esta depende de los costos evitados y se analiza solamente la tarifa dentro del marco del MNS al cual aplica de forma estándar con cualquier distribuidora (Chavarría & Rodríguez, 2021). En ese sentido, la altura de esta tarifa es alta por la relación binómica de 1:1, cobrando al prosumidor un costo de peaje por uso bidireccional (Chavarría & Rodríguez, 2021). No hubo cambios de tarifa en la regulación MNS durante los años (Figura 3).

Costa Rica carece de una regulación consistente para su GD. En un reporte financiado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) se discuten las oportunidades y desafíos para los autoconsumidores de energía (Echeverría & Monge Guevara, 2017). Además, se explica como la ausencia de un marco legal fomenta una falta de sinergia entre el ente regulador, distribuidores y autoprodutores. Los años expuestos en la Figura 3 han sido marcados por una falta de consistencia. A pesar de esto, se aprecia que en el período 2016-2019 la capacidad instalada tuvo una pendiente positiva. Según el reporte del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) (ICE, 2020), esta se debió a la caída de los costos de paneles solares dentro de ese período.

La creciente saturación de la HC autorizada en varios circuitos se pudo relacionar con la caída de la capacidad instalada (Figura 3). Con el MNS, se establecen restricciones de HC, siendo que un circuito en particular puede recibir hasta 15% de su demanda máxima anual (Sistema Costarricense de Información Jurídica, 2015). Cuando se alcanza el límite de saturación de GD, las nuevas solicitudes de interconexión son rechazadas. Para

el 2016, se rechazaron el 3% de todas las solicitudes a nivel nacional (Echeverría & Monge Guevara, 2017). Posteriormente, dicho porcentaje incrementó debido a la saturación de los circuitos. La Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL) tiene 10 circuitos cerrados (CNFL, 2023). La Cooperación de Electrificación Rural de San Carlos (COOPELESCA) tiene el 75% de todos sus circuitos clausurados (Ministerio de Ambiente y Energía de Costa Rica, 2020). En la Figura 3 se evidencia que, a partir de 2019, se inició el descenso de capacidad.

3. Resultados

El resultado comparativo entre regiones se presenta en la Figura 4, el cual se elaboró según la normalización de datos explicada en los métodos. Para los casos de Costa Rica y NT, el valor máximo se encontró en el 2019 seguido por un descenso, mientras que California tuvo un claro ascenso a partir de ese año. Para el 2021, California tuvo una capacidad instalada per cápita aproximada de 40 W/habitante, Costa Rica de 2 W/habitante y NT de 74 W/habitante. Una mayor capacidad instalada per cápita representó mayor participación de prosumidores en el mercado energético. Los autoprodutores de NT obtuvieron un mayor acceso a potencia instalada, concediéndoles un mayor volumen de energía para vender en el mercado energético local. Con el mismo análisis, los autoprodutores en Costa Rica obtuvieron la menor participación en su mercado energético.

4. Discusión

El contexto regulatorio bajo el cual suceden las alzas y bajas de las capacidades instaladas se puede sintetizar de la siguiente manera. En California, la tarifa fue de altura mediana, aunque su consistencia careció de solidez. El HC fue cada vez menos restrictivo desde el 2001 hasta el 2016, donde ya no se impuso un límite para dicha capacidad.

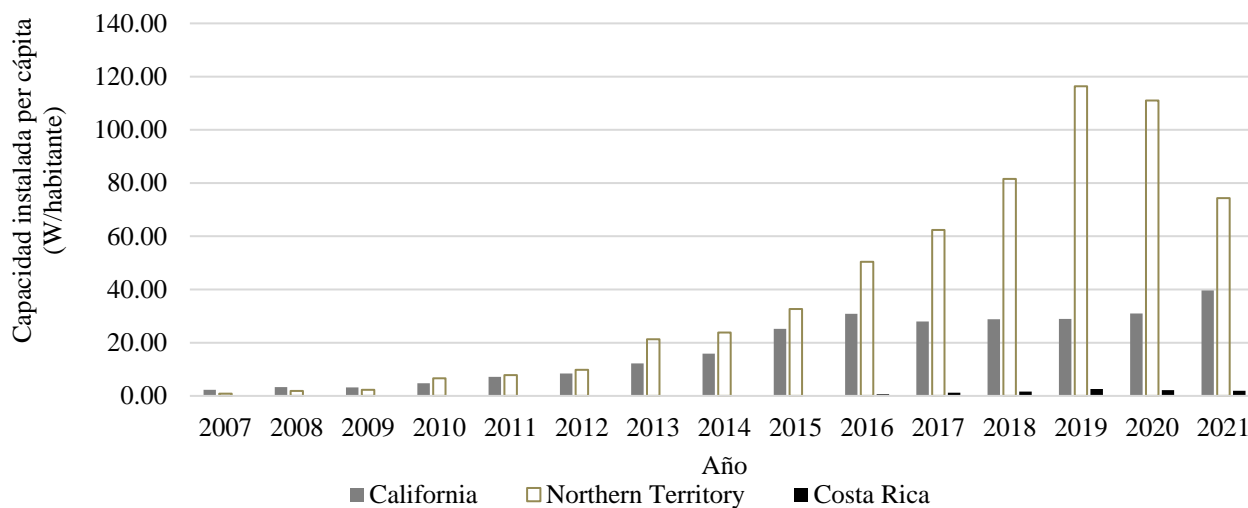


Figura 4. Capacidad instalada per cápita en California, Northern Territory y Costa Rica.

En el caso de Costa Rica, la tarifa fue alta, pero de baja consistencia, donde también se ejerció una regulación HC a partir de la mitad de los años expuestos. En el caso de NT, tanto la tarifa como su consistencia fueron altas. Además, existió la presencia de un HC, pero su comportamiento a lo largo de los años fue indeterminado.

Con los resultados obtenidos, se constatan las dos predicciones realizadas por el estudio de Dijkgraaf et al. (2018). La primera consistió en la verificación de una tarifa FIT alta combinada con una consistencia sólida que produjo un aumento en la capacidad instalada fotovoltaica, como se observó al comparar los casos de California y NT. Durante los años estudiados, California cambió su regulación de tarifa FIT dos veces, mientras que NT solamente una vez. Previo al único cambio en su tarifa, NT mantuvo la altura máxima de 1:1 por 15 años, lo que conllevó a una capacidad instalada per cápita mayor que California.

Para la segunda comprobación, se verificó que la presencia de una restricción de capacidad desacelera el aumento de instalaciones fotovoltaicas. En Costa Rica en 2019, se observó que, al cerrar gradualmente varios circuitos debido a una HC saturada, la curva de capacidad instalada per cápita inició su descenso. El estudio de Dijkgraaf et al. (2018) no fue el único en predecir esta correlación entre el nivel de saturación del HC y la capacidad instalada. Un informe del crecimiento e impacto de la generación distribuida en Costa Rica de 2019 ya pronosticaba este evento en el país (ICE, 2020). Posteriormente, dichos efectos fueron documentados (Chavarría & Rodríguez, 2021).

La regulación hondureña podría considerar este análisis para nutrir la NTUARC. Se destaca la clasificación de usuarios según la magnitud de su generación y los autoprodutores A, B y C. Sin embargo,

no se establece una restricción de HC para estos. Este lineamiento podría ser explorado considerando los casos de California y Costa Rica, donde en el primero se liberó gradualmente la limitación de HC, mientras que en el segundo se mantuvo estática.

5. Conclusión

Este trabajo presentó un *benchmarking* y comparó la efectividad regulatoria de diferentes regiones internacionales para viabilizar la participación de autoprodutores. Se verificó que la tarifa FIT alta de 1:1 aumentó la capacidad instalada. Además, se comprobó que la adopción de una restricción de capacidad desacelera ese aumento.

Para que Honduras acelere su difusión solar en el mercado residencial, es necesario definir una tarifa binómica cercana a la relación 1:1 con un período de vigencia dentro de los lineamientos de la norma técnica. Esto lograría un mayor número de adopciones solares a escala residencial y mayor participación del autoprodutor en el mercado energético. El usuario residencial podría vender sus excedentes de energía a medida que aumente su capitalización solar. Se recomienda realizar un levantamiento de usuarios con GD fotovoltaica para conocer el potencial del mercado actual (e.g. pilotaje en la zona de Islas de la Bahía). Además, se recomienda realizar una investigación relacionada con la HC de las redes de distribución para una participación de autoprodutores, sin impactar negativamente las operaciones del sistema.

6. Contribución de los Autores

CEAM contribuyó en la conceptualización del problema, revisión de la literatura, obtención de datos,

desarrollo de la metodología, análisis y discusión de resultados y redacción del documento. HA contribuyó en el análisis y discusión de resultados y en la supervisión y revisión de la redacción. ODMD contribuyó en la conceptualización del problema, supervisión del desarrollo de la metodología, análisis y discusión de resultados y revisión de la redacción. Todos los autores leyeron y aprobaron la última versión del manuscrito.

7. Reconocimientos

Al Dr. Esaú Figueroa Escoto por su contribución en la discusión del problema bajo estudio.

8. Conflictos de Interés

Los autores declaran no tener ningún conflicto de interés.

9. Referencias Bibliográficas

- Australian Bureau of Statistics. (2023, 20 de abril). *Regional population, 2021-22*. *financial year*. <https://www.abs.gov.au/statistics/people/population/regional-population/latest-release#northern-territory>
- Australian PV Institute. (2023a). *APVI Solar Map*. <https://pv-map.apvi.org.au/postcode>
- Australian PV Institute. (2023b, 30 de junio). *Mapping Australian photovoltaic installations*. <https://pv-map.apvi.org.au/historical>
- Banco Mundial. (2016). *Análisis técnico y económico de máxima penetración de energía eólica y solar en la red eléctrica de Honduras*.
- Bloomberg New Energy Finance. (2016, 15 de diciembre). *ClimateScope 2016: With new pledges and new projects, developing countries take clean energy lead globally*. <https://about.bnef.com/blog/climatescope-2016-clean-energy-emerging-markets/>
- California Distributed Generation Statistics. (2023). *Statistics and Charts*. <https://www.californiadgstats.ca.gov/charts/nem/>
- California Public Utilities Commission. (2021). *Customer-sited renewable energy generation*. <https://www.cpuc.ca.gov/industries-and-topics/electrical-energy/demand-side-management/net-energy-metering>
- Chavarría, M., & Rodríguez, R. (2021). *Estado del arte de la generación distribuida en Costa Rica: una revisión desde la regulación económica y la experiencia internacional*. Universidad Nacional de Costa Rica. <https://repositorio.una.ac.cr/handle/11056/21446>
- Compañía Nacional de Fuerza y Luz [CNFL]. (2023). <https://www.cnfl.go.cr/>
- Comisión Reguladora de Energía Eléctrica [CREE]. (2022). *Norma técnica de usuarios autoprodutores residenciales y comerciales*. <https://www.tsc.gob.hn/biblioteca/index.php/normas/1160-norma-tecnica-de-usuarios-autoprodutores-residenciales-y-comerciales>
- Dijkgraaf, E., van Dorp, T. P., & Maasland, E. (2018). On the effectiveness of feed-in tariffs in the development of solar photovoltaics. *The Energy Journal*, 39(1), 81-99. <https://dx.doi.org/10.5547/01956574.39.1.edij>
- Echeverría, C., & Monge Guevara, G. (2017). *Generación distribuida para autoconsumo en Costa Rica: oportunidades y desafíos*. Banco Interamericano de Desarrollo. <https://publications.iadb.org/es/publicacion/13971/generacion-distribuida-para-autoconsumo-en-costa-rica-oportunidades-y-desafios>
- Feldman, D., Ramasamy, V., Fu, R., Ramdas, A., Desai, J., & Margolis, R. (2021). *U.S. solar photovoltaic system cost benchmark: Q1 2020*. *National Renewable Energy Laboratory*. NREL/TP-6A20-77324. <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/77324.pdf>
- Instituto Costarricense de Electricidad [ICE]. (2020). *Informe del crecimiento e impacto de la generación distribuida en Costa Rica 2019*. https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/131fe56d-3eca-4c7f-ac66-1ea4abf572c2/Crecimiento+e+Impacto+de+la+GD+a+diciembre+2019_EYP-PDE.pdf?MOD=AJPERES&CVID=nJAEhYR
- International Renewable Energy Agency [IRENA]. (2020, 8 de agosto). *Energy profile Honduras*. https://www.irena.org/IRENADocuments/Statistical_Profiles/Central%20America%20and%20the%20Caribbean/Honduras_Central%20America%20and%20the%20Caribbean_RE_SP.pdf
- International Renewable Energy Agency [IRENA]. (2022). *Hoja de ruta de energías renovables para Centroamérica: hacia una transición energética regional*. https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Mar/IRENA_Renewable_Roadmap_Central_America_2022_ES.pdf?rev=8beba78137e14fc7a0e27e1e53df02dd
- Ministerio de Ambiente y Energía de Costa Rica. (2020, 30 de marzo). *Generación distribuida en la Cooperativa de Electrificación Rural de San Carlos*. https://energia.minae.go.cr/?page_id=2583
- Organization for Economic Cooperation and Development [OECD]. (2023, 31 de octubre). *OECD.Stat - Greenhouse emissions*. https://stats.oecd.org/Index.aspx?DataSetCode=air_ghg#
- PowerWater. (2023). *Inverter-based solar energy system requirements*. <https://www.powerwater.com.au/customers/power/solar-power-systems/pv-class-requirements>
- Ramallo, M. S., Câmara, L., Pereira, G. I., Silva, P. P., & Dantas, G. (2017). *Photovoltaic energy diffusion through net-metering and feed-in-tariff policies: learning from Germany, California, Japan and Brazil*. 6th Latin America Energy Economics Meeting. https://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/01_ELA_EE%202017%20-%20Camara_Ramallo_Pereira_Silva_Dantas.pdf
- Sistema Costarricense de Información Jurídica. (2015). *Decreto 39220-MINAE*. Procuraduría General de la República. http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_texo_completo.aspx?param1=NRTC&nValor1=1&nValor2=80310&nValor3=101897&strTipM=TC
- Statista. (2023a, 26 de abril). *Solar photovoltaic energy capacity in Latin America and the Caribbean in 2022, by country or territory (in megawatts)*. <https://www.statista.com/statistics/1202611/solar-photovoltaic-energy-capacity-latin-america-country/>
- Statista. (2023b, 2 de junio). *Resident population in California from 1960 to 2022*. <https://www.statista.com/statistics/206097/resident-population-in-california/>
- The World Bank. (2023). *Population, total - Costa Rica*. <https://data.worldbank.org/indicator/SP.POP.TOTL?locations=CR>
- Zander, K. K. (2021). Adoption behaviour and the optimal feed-in-tariff for residential solar energy production in Darwin (Australia). *Journal of Cleaner Production*, 299. <https://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.126>