

Análisis de factibilidad económica a partir de la generación fotovoltaica desde el hogar: un estudio de caso

Economic feasibility analysis of residential photovoltaic generation: A case study

Maykop Pérez Martínez^{I*}, Eduardo Rodríguez Antúnez^{II}, Josnier Ramos Guardarrama^{II}, Luis René Brizuela Bringlez^I, Leonardo René Garcés Enríquez^{II}

^IUniversidad de Concepción, Chile

^{II}Universidad Tecnológica de La Habana "José Antonio Echeverría", CUJAE. Cuba

* Autor de la correspondencia: maykoperez@udec.cl

Recibido: 14 de julio de 2026

Aprobado: 22 de septiembre de 2026

Este documento posee una [licenciaCreativeCommonsReconocimiento-NoComercial4.0internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/)



RESUMEN/ABSTRACT

La creciente demanda de energías renovables ha impulsado políticas de fomento solar, como las tarifas de alimentación (FiT). En Cuba, la adopción de paneles solares residenciales se ve limitada por el desconocimiento, la escasa difusión y la inseguridad de los consumidores. Este trabajo compara la política tarifaria anterior y la vigente para la venta de energía fotovoltaica en Cuba, evalúa su factibilidad económica e identifica barreras para su adopción. La metodología caracteriza y estratifica el consumo eléctrico de La Habana (296 272 consumidores), construye curvas de carga diaria y simula escenarios técnico-económicos con HOMER Pro y análisis costo/beneficio. Para penetraciones solares $\leq 120\%$, la inversión no resulta rentable; en el óptimo, el retorno es de 2 años con 90 CUP/kWh y de 6 con 6 CUP/kWh. Se concluye que aumentar la tarifa reduce el retorno, siendo las políticas FiT y la educación pública determinantes para la adopción solar en Cuba.

Palabras clave: consumidores; energía solar fotovoltaica; fuentes renovables de energía; recuperación de la inversión; tarifa de alimentación.

The growing demand for renewable energy sources has driven policies to promote solar energy adoption, such as feed-in tariffs (FiT). In Cuba, the adoption of residential solar panels has been limited by lack of awareness, insufficient outreach, and consumer insecurity. This study compares the previous and current tariff policies for the sale of residential photovoltaic energy in Cuba, assesses its economic feasibility, and identifies barriers to its adoption. The methodology characterizes and stratifies the residential electricity consumption of Havana (296,272 consumers), builds daily load curves, and simulates techno-economic scenarios using HOMER Pro along with a cost-benefit analysis. For solar penetration levels of 120% or lower, the investment is not profitable under any scenario; in the optimal case, the payback period is approximately 2 years with a tariff of 90 CUP/kWh and 6 years with 6 CUP/kWh. The study concludes that raising the feed-in tariff shortens the payback period, making FiT policies, together with public education and outreach, key drivers of residential solar adoption in Cuba.

Key words: consumers; feed-in tariff; investment recovery; renewable energy sources; solar photovoltaic energy.

INTRODUCCIÓN

La gran dependencia de los combustibles fósiles y su acceso limitado obligan a buscar nuevas alternativas para enfrentar la crisis energética, en especial en los países en vías de desarrollo. En este contexto, las fuentes renovables de energía (FRE) se han consolidado como una alternativa prometedora, entre las que la energía solar fotovoltaica destaca por su confiabilidad para uso doméstico y por la abundancia del recurso solar [1, 2].

Cómo citar este artículo:

Maykop Pérez Martínez y otros. Análisis de factibilidad económica a partir de la generación fotovoltaica desde el hogar: un estudio de caso. Ingeniería Energética. Vol. 47(2026): publicación continua. ISSN 1815-5901.

Sitio de la revista: <https://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/index>

A escala mundial, la demanda de FRE creció a un ritmo cercano al 4,7 % anual entre 2010 y 2020 con el propósito de reducir progresivamente la dependencia de los combustibles fósiles, y el segmento fotovoltaico experimentó un incremento particularmente acelerado, con adiciones de capacidad del orden de 175 GW en un solo año [3]. Este avance se sustenta en grandes instalaciones desarrolladas en países como Australia, España, Honduras, Países Bajos, Chile y Alemania, mientras que Asia se ha convertido en el principal protagonista, con cerca del 52 % del total mundial de instalaciones fotovoltaicas [3]. El sector residencial, que a nivel global consume entre el 25 % y el 30 % de la energía total, ofrece un amplio potencial para la generación distribuida [4, 5]. La adopción de FRE por los propios consumidores —que pasan a ser a la vez productores y consumidores, es decir, prosumidores— contribuye de forma significativa a mitigar el impacto ambiental de la generación eléctrica [6, 7].

Para regular la implementación de la energía solar, numerosos países se rigen por una política de tarifa de alimentación (feed-in tariff, FiT), cuyo objetivo es incentivar en la población el uso de paneles solares mediante un pago garantizado por cada unidad de electricidad generada. Alemania fue pionera en aplicar políticas FiT y, según diversos estudios, estas resultaron determinantes para la difusión masiva de la tecnología fotovoltaica en ese país [8]. El Reino Unido desarrolló una estrategia de paneles solares en viviendas que, pese a su ubicación geográfica de baja irradiación, permitió a los clientes autogenerar electricidad y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero [2]. Estados Unidos, en cambio, implementó una política de devolución de impuestos que reduce el costo inicial de la inversión y permite al cliente recibir a precio minorista la electricidad generada [1, 9].

En América Latina y el Caribe se introdujeron políticas FiT desde inicios de la década de 2000 con el objetivo de disminuir la dependencia del petróleo: Brasil (2002–2010), Ecuador (2002), Nicaragua (2005) y Argentina, entre otros [10]. Australia presenta, en regiones como Queensland, una amplia variedad de instalaciones solares que han sido objeto de estudios sobre políticas FiT desde su incorporación en 2008 hasta 2019 [11]. Incluso Arabia Saudita, uno de los países con mayores reservas de petróleo del mundo, planifica la implementación de paneles solares residenciales basándose en la experiencia de naciones que ya introdujeron estas tecnologías [12]. La evidencia internacional reciente confirma el papel decisivo de la FiT: en Vietnam, esta política multiplicó por más de treinta la adopción residencial de energía solar desde 2019 [13], mientras que en economías en desarrollo la combinación de mecanismos de compensación adecuados (FiT, medición neta y facturación neta) resulta clave para una distribución equitativa de los beneficios [14, 15].

En la región, varios estudios han evaluado la factibilidad técnico-económica de la generación fotovoltaica residencial: en el Distrito Metropolitano de Quito (Ecuador) se analizó el potencial técnico y económico de la microgeneración solar en el sector residencial [16]; en Buenos Aires (Argentina) se realizó un estudio microeconómico de factibilidad para viviendas [17]; en Manizales (Colombia) se compararon experimentalmente configuraciones con inversor centralizado y microinversores [18]; y en Perú se dimensionó el impacto ambiental del ciclo de vida de la energía fotovoltaica [19]. Estos antecedentes coinciden en que la rentabilidad de la inversión depende fuertemente de las condiciones locales de irradiación, de la estructura tarifaria y de los mecanismos de incentivo disponibles.

Cuba dispone de condiciones naturales favorables, con una radiación solar media de 5,74 kWh/m² por día y una componente directa que oscila entre el 65 % y el 80 % [20]. El país ha trabajado en el desarrollo de la energía fotovoltaica para reducir su dependencia de los combustibles fósiles, tanto en sistemas aislados y microrredes [21], como en la generación distribuida residencial. En 2021, la empresa Copextel comenzó a comercializar la instalación y explotación de sistemas fotovoltaicos para los hogares, y mediante el Decreto-Ley 345 los ciudadanos pueden consumir la energía generada o venderla a la Unión Eléctrica Nacional (UNE) [22, 23]. Sin embargo, esta modalidad no ha resultado suficientemente atractiva para los consumidores cubanos debido al desconocimiento, la escasa difusión y la inseguridad. El precio de venta de la energía generada se fijó inicialmente en 3 CUP/kWh hasta el 5 de septiembre de 2022, posteriormente fue modificado el 16 de octubre de 2023 a 6 CUP/kWh [22, 23] y la actualización más reciente data del 1ro de junio del 2026 la cual aumentó significativamente a 90 CUP/kWh.

Ante este escenario, el problema de investigación que motiva el presente trabajo se centra en determinar bajo qué condiciones tarifarias la instalación de paneles fotovoltaicos en techos residenciales resulta económicamente factible para el consumidor cubano. El objetivo principal es comparar la política tarifaria anterior (6 CUP/kWh) con la vigente (90 CUP/kWh), relativa a la venta de la energía generada por paneles solares en las viviendas de Cuba, evaluar la factibilidad económica de los distintos escenarios de operación y plantear posibles soluciones a las barreras existentes, con el fin de incentivar a los clientes a instalar paneles solares en sus hogares. El estudio se delimita a la caracterización del consumo residencial de La Habana y a la simulación de escenarios mediante el software HOMER Pro en su versión de prueba, lo que constituye también una de sus limitaciones.

MATERIALES Y MÉTODOS

Área de investigación

Como caso de estudio se seleccionó La Habana, capital de la República de Cuba, ubicada en el occidente del país entre las latitudes 22°58' y 23°10' norte y las longitudes 82°30' y 82°06' oeste. Su extensión territorial es de 726,75 km² y cuenta con una población superior a los dos millones de habitantes [24, 25]. Cuba presenta una radiación solar media de 5,74 kWh/m² por día, con una componente directa que oscila entre el 65 % y el 80 %, por lo que la componente difusa resulta relativamente alta [20]. Estas condiciones hacen de La Habana un emplazamiento adecuado para la generación fotovoltaica distribuida en el sector residencial.

Recopilación de información

Se utilizó una base de datos con información del consumo eléctrico anual de los clientes residenciales, organizada por rangos de consumo, según se muestra en la tabla 1. La base comprende un total de 296 272 consumidores y un consumo anual agregado de 52 487 823 kWh.

Tabla 1. Consumo anual en kWh y cantidad de consumidores de La Habana

Rango (kWh/año)	Cantidad de consumidores	Consumo (kWh/año)
0 – 100	73 629	3 832 433
101 – 150	64 429	8 109 641
151 – 200	55 921	9 761 734
201 – 250	40 129	8 970 438
251 – 300	24 517	6 716 447
301 – 350	15 326	4 948 593
351 – 400	8 745	3 268 823
401 – 450	5 349	2 265 165
451 – 500	3 231	1 529 191
501 – 600	3 112	1 688 666
601 – 700	1 116	717 437
701 – 1000	640	503 423
1001 – 1800	116	142 202
1801 – 2600	9	17 986
2601 – 3400	1	3 092
3401 – 4200	1	3 892
más de 5000	1	8 660
Total	296 272	52 487 823

A partir del consumo anual se realizaron las conversiones necesarias para obtener el consumo mensual y diario, con el fin de construir las curvas de consumo del cliente y caracterizar a los consumidores por estratos. Para el análisis se consideraron únicamente los clientes cuyo consumo mensual se encuentra entre 0 y 350 kWh, por concentrar la mayor cantidad de consumidores. El consumo mensual (CM) y el consumo diario (CD) se determinaron mediante las ecuaciones (1 y 2):

$$CM = \frac{\text{Consumo anual del rango}}{(C \cdot 12)} \quad (1)$$

$$CD = \frac{CM}{30} \quad (2)$$

donde:

CM: es el consumo mensual, en kWh;

C: es la cantidad de clientes del rango;

CD: es el consumo diario, en kWh.

Con base en estos datos se construyó la tabla 2, que muestra el promedio de consumo mensual y diario de los consumidores dentro del rango analizado.

Tabla 2. Consumo mensual y diario de los clientes, en kWh

Rango (kWh)	Consumo mensual (kWh)	Consumo diario (kWh)
0 – 100	52,05	1,74
101 – 150	125,87	4,20
151 – 200	174,56	5,82
201 – 250	223,54	7,45
251 – 300	273,95	9,13
301 – 350	322,89	10,76

A partir de esta información se conformaron cuatro estratos de consumo: estrato-1 (0–100 kWh), estrato-2 (101–150 kWh), estrato-3 (151–200 kWh) y estrato-4 (201–250 kWh en adelante). Se determinó llevar la estratificación hasta 350 kWh debido a que, a medida que aumenta el rango, disminuye la cantidad de clientes, como se observa en la figura 1.

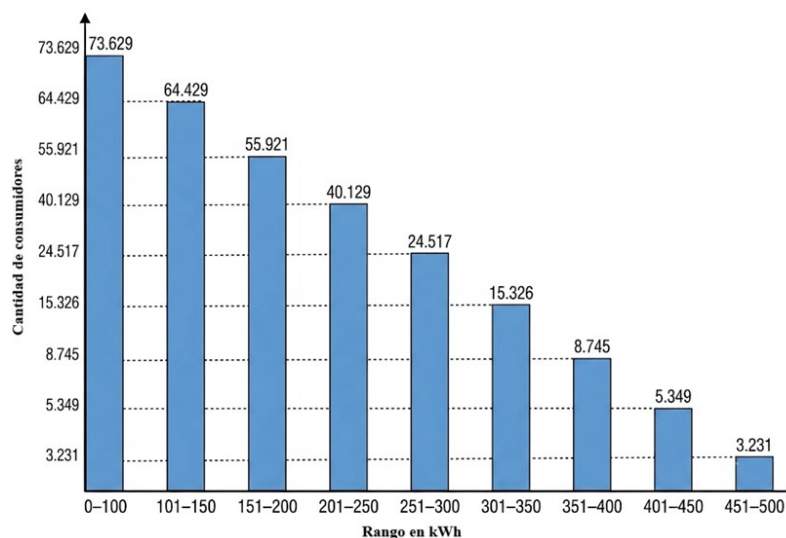


Fig. 1. Cantidad de consumidores por rango de consumo

A partir de los valores de consumo diario obtenidos en la tabla 2, se construyeron las curvas cronológicas de carga diaria (CCCD) de cada estrato, mostrada en la figura 2. Para ello se aplicó un perfil de demanda por tramos horarios, correspondiente al comportamiento típico del sector residencial cubano. Dicho perfil distribuye la demanda diaria en siete intervalos horarios (0–2 h, 2–6 h, 6–12 h, 12–18 h, 18–21 h, 21–23 h y 23–24 h), con un pico máximo en el intervalo de las 18 a las 21 horas, característico del consumo residencial cubano. Los valores de potencia demandada en cada intervalo por estrato se obtuvieron escalando proporcionalmente el perfil de referencia al consumo diario promedio (CD) de cada rango de consumo.

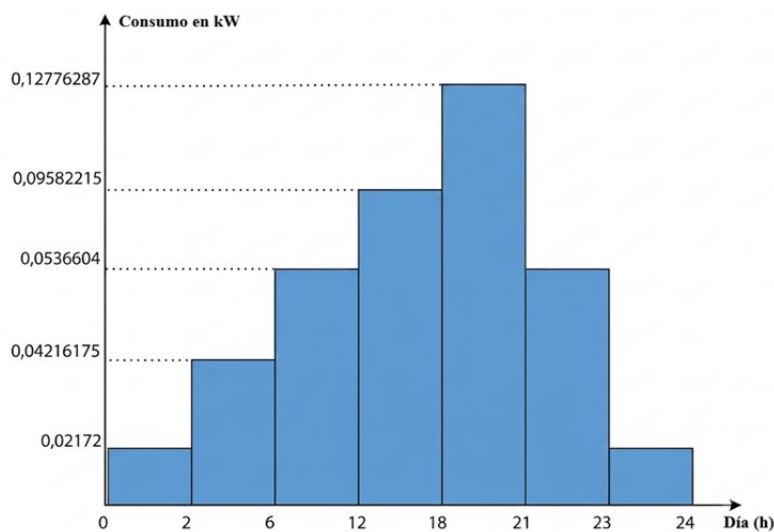


Fig. 2. Curva cronológica de carga diaria (CCCD) por estrato

En Cuba existen diferentes tarifas para el consumo de la red eléctrica y para la venta de la energía generada por paneles solares en los techos del sector residencial [22, 26]; esta última fue modificada recientemente en su valor [22]. Asimismo, la empresa Copextel ofrece el servicio de venta y montaje de los paneles fotovoltaicos por un precio de 75 200 CUP por kWp, sujeto al cumplimiento de una serie de requisitos [20].

Software utilizado

Para la simulación de escenarios se empleó el software HOMER Pro, una herramienta capaz de modelar diferentes configuraciones de fuentes renovables de energía. A los efectos de este trabajo se utilizaron únicamente paneles fotovoltaicos. El software es de pago, pero dispone de un período de prueba gratuito de 21 días, durante el cual fue posible realizar el estudio.

La herramienta permite incorporar la carga conectada a la red, añadir los datos de las curvas de consumo y, mediante la opción de cálculo, obtener las curvas resultantes y el esquema del sistema solar residencial, como se muestra en la figura 3.

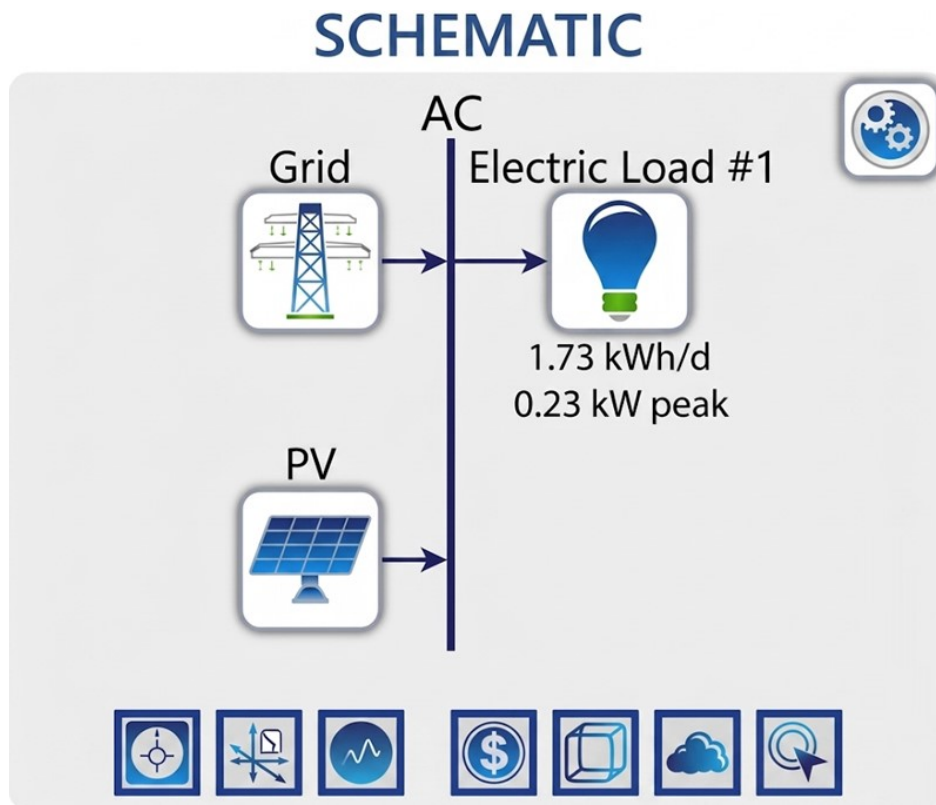


Fig. 3. Esquema del sistema del panel solar residencial modelado en HOMER Pro

Una vez suministrados los datos de la carga, se insertó la opción de panel fotovoltaico (PV) y se seleccionó el catálogo “Generic flat plate PV”. El programa proporciona los resultados correspondientes: costo, vida útil, factor de reducción, años de operación y mantenimiento y capacidad. Dentro de la capacidad, HOMER Pro incluye una opción de optimización que permite identificar la mejor configuración para el cliente.

Análisis de costos y beneficios

El análisis costo/beneficio es una técnica utilizada para evaluar proyectos de inversión a partir de la determinación del costo de inversión y de los beneficios generados durante su vida útil [27]. La relación costo/beneficio (RCB) se determinó mediante la ecuación (3):

$$RCB = \frac{\text{Beneficios totales}}{\text{Costos totales}} \quad (3)$$

donde:

RCB: es la relación costo/beneficio (adimensional);

Beneficios totales: es el valor de la energía generada y/o vendida durante la vida útil, en CUP;

Costos totales: es la inversión inicial más los costos de operación y mantenimiento, en CUP.

Un valor de RCB mayor que la unidad indica que el proyecto es económicamente factible. Este indicador se complementó con el período de recuperación de la inversión obtenido en las simulaciones de HOMER Pro.

RESULTADOS

Las tarifas de alimentación admiten tres variantes en cuanto al uso de la energía generada por el panel fotovoltaico, todas ellas beneficiosas para el cliente según sus necesidades: (i) consumir toda la energía generada por el panel, sin recurrir a la red eléctrica; (ii) vender toda la energía generada y consumir la energía de la red; y (iii) una variante híbrida, en la que el cliente consume energía de ambas fuentes. La elección depende del consumo mensual del cliente y de su objetivo: reducir el consumo de la vivienda o recuperar la inversión inicial del módulo fotovoltaico.

Para una penetración de radiación solar del 120 %, la inversión no resulta rentable en ninguna de las tres variantes ni para ninguna de las tarifas analizadas (6 y 90 CUP/kWh), como se aprecia en la figura 4, debido a que la generación del panel es muy baja en comparación con la energía aportada por la red.

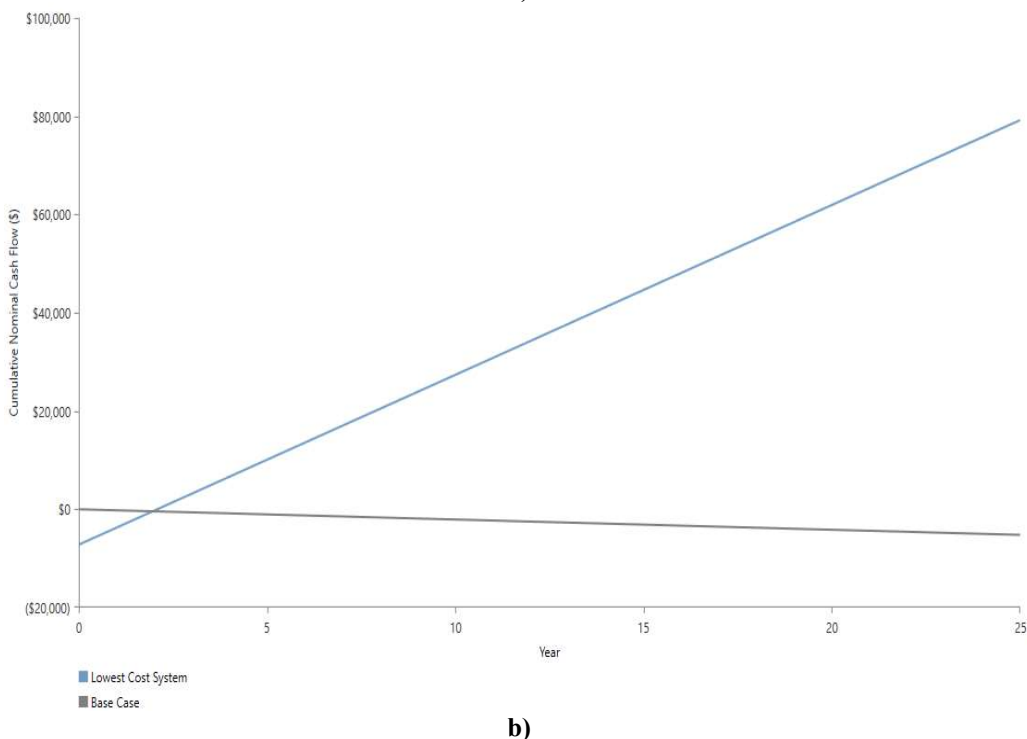
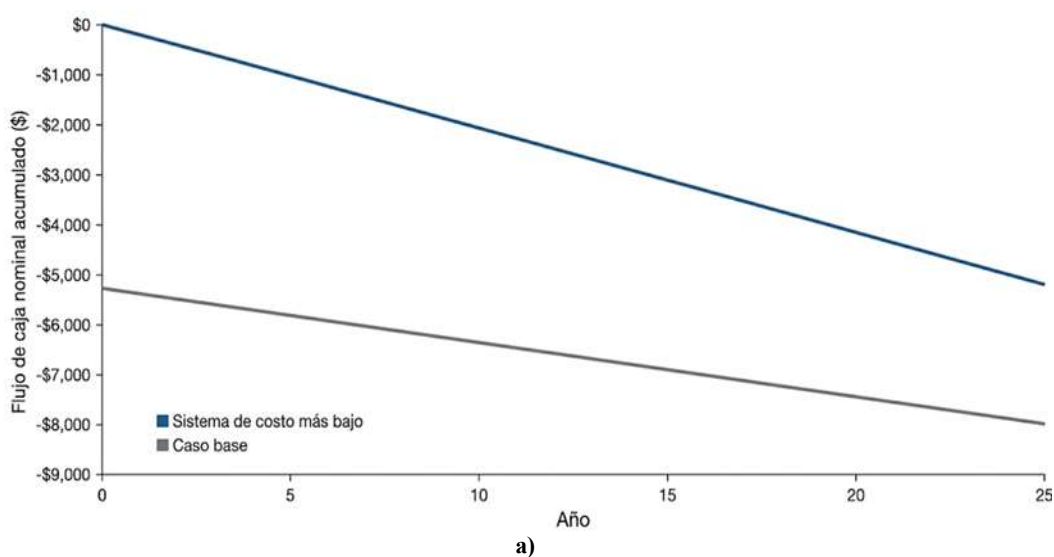
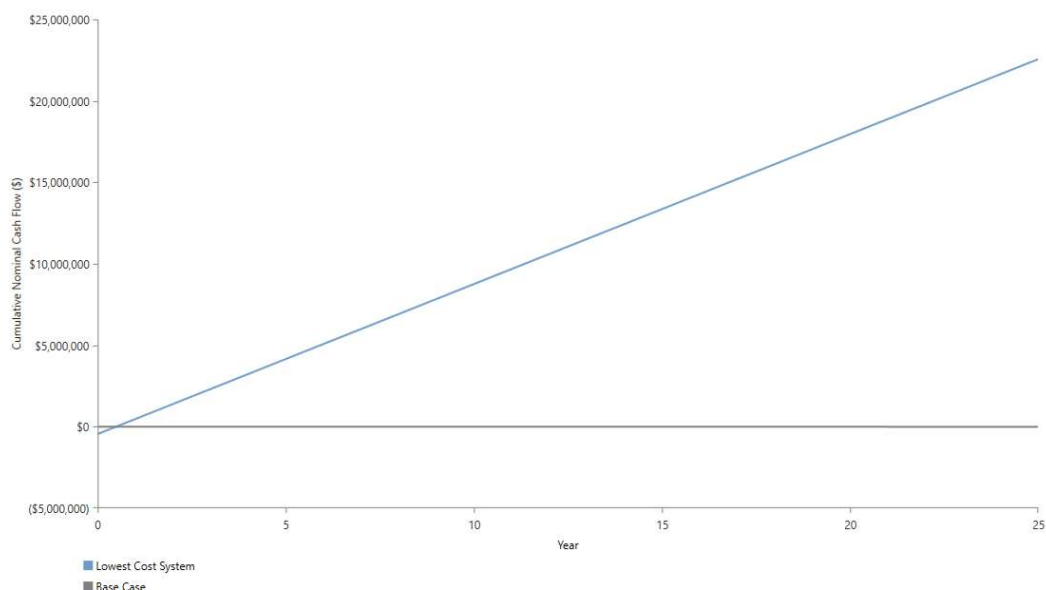


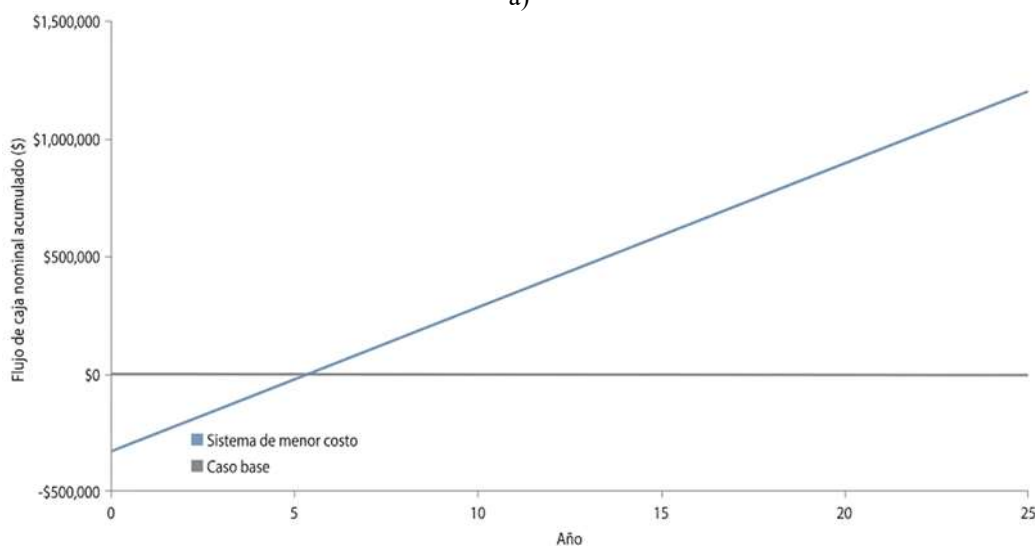
Fig. 4.a) Resultado para 120 % de penetración solar con tarifa de 6 CUP/kWh, **b)** Resultado para 120 % de penetración solar con tarifa de 90 CUP/kWh

La figura 5, muestran los casos para 120 % de penetración solar con tarifa 6 y 90 CUP/kWh, respectivamente, en los que HOMER Pro identifica la mejor variante de capacidad de generación fotovoltaica para el cliente, buscando además la mayor rapidez de recuperación de la inversión. En el caso de la tarifa de 90 CUP/kWh, el período de recuperación de la inversión es de aproximadamente 2 años, lo que constituye una mejor variante que la tarifa de 6 CUP/kWh, cuya recuperación se alcanza casi en la mitad del ciclo de vida resulta desventajoso.

Como se aprecia, en el caso óptimo resulta factible para el cliente la venta de la energía generada, además el cliente tiene la facilidad de escoger entre consumir toda la energía, venderla toda con carácter lucrativo o combinar ambas opciones. En el caso de la tarifa de 90 CUP/kWh, el período de recuperación de la inversión se reduce aproximadamente 2 años, lo que constituye una mejor variante que la tarifa de 6 CUP/kWh, la cual recuperaba la inversión en un período de 6 años con respecto a su tarifa antecesora de 3 CUP/kWh que lo hacía en un período de 11 años.



a)



b)

Fig. 5 a) Caso óptimo con tarifa de 90 CUP/kWh. Eje y: costo de inversión inicial; eje x: años de recuperación de la inversión, b) Caso óptimo con tarifa de 6 CUP/kWh. Eje y: costo de inversión inicial; eje x: años de recuperación de la inversión

La tabla 3, presenta el porcentaje de penetración solar frente al estrato-1 (0–100 kWh) para una tensión de 110 V, comparando las tarifas de 6 y 90 CUP/kWh.

Tabla 3. Comparación de las tarifas de 6 y 90 CUP/kWh según el porcentaje de penetración para el estrato-1

Penetración (%)	Estrato 0–100 (6 CUP)	Estrato 0–100 (90 CUP)
20	No rentable	No rentable
40	No rentable	No rentable
60	No rentable	No rentable
80	No rentable	Rentable (9 años)
100	No rentable	Rentable (4 años)
120	No rentable	Rentable (2 años)
Óptimo	Rentable (6años)	Rentable (1 año)

Se observa que, que para la tarifa de 90 CUP/kWh a partir del 80% de penetración solar resulta rentable la recuperación de la inversión en un período de 90 años y para el 120% de penetración ya en 2 años se recupera la inversión. Estas comparaciones demuestran que el valor de 90 CUP/kWh es notablemente más conveniente por su rápida recuperación a diferencia del de 6 CUP/kWh que viene a ser rentable en su caso más óptimos recuperando la inversión en 6 años.

La tabla 4, muestra, según el porcentaje de penetración solar, la producción de energía del panel, la producción aportada por la red y la diferencia entre ambas, lo que permite decidir si conviene consumir toda la energía del panel, venderla en su totalidad o adoptar una variante híbrida.

Tabla 4. Generación del panel solar, de la red y diferencia entre ambas

Penetración (%)	Producción del panel (kWh)	Producción de la red (kWh)	Diferencia panel – red (kWh)
20	33,9	631	598
40	67,8	631	564
60	102	631	530
80	136	631	498
100	169	631	470
120	203	631	446
Óptimo	10 589	631	9 958

Para los casos por debajo del óptimo, el cliente no obtiene beneficio alguno; por ello, el análisis se centra en el caso óptimo, que constituye la mejor variante. En él, el cliente puede escoger libremente cualquiera de las tres variantes de operación. La tabla 5, muestran los costos asociados a las tarifas de 90 y 9 CUP/kWh, respectivamente, para cada variante de operación: el costo de la energía vendida por el panel, el costo de la energía consumida de la red y el costo de la diferencia entre ambas.

Tabla 5. Costos del panel solar, de la red y diferencia entre ambas para la tarifa de 90 CUP/kWh

Penetración (%)	Costo del panel (CUP)	Costo de la diferencia (CUP)	Costo de la red (CUP)
20	3 051	2 701,40	2 743,95
40	6 102	2 377,40	2 743,95
60	6 180	2 064,60	2 743,95
80	12 240	1 517	2 743,95
100	15 210	1 321	2 743,95
120	18 270	1 157	2 743,95
Óptimo	953 010	2 635 076,55	2 743,95
Costos del panel solar, de la red y diferencia entre ambas para la tarifa de 6 CUP/kWh			
20	203,4	2 432,6	2 743,95
40	406,8	2 119,8	2 743,95
60	612	1 807	2 743,95
80	816	1 517	2 743,95
100	1 014	1 321	2 743,95
120	1 236	1 157	2 743,95
Óptimo	63 534	60 790,05	2 743,95

De la tabla 5, se constata que, fuera del caso óptimo, la inversión nunca resulta factible. Con el aumento del valor de la tarifa por la venta de la energía, el cliente logra una recuperación más rápida de la inversión, lo que confirma que 90 CUP/kWh es la mejor alternativa al ofrecer más opciones al prosumidor. Finalmente, la tabla comparativa, mostrada en el anexo analiza el período de recuperación de la inversión para las tarifas de 6 y 90 CUP/kWh en los distintos rangos de consumo analizados. Con el fin de complementar el análisis del período de recuperación, se calculó la relación costo/beneficio (RCB) para el caso óptimo mediante la ecuación (3). Considerando una capacidad instalada de aproximadamente 5,05 kWp, una inversión inicial de 277 980 CUP, costos de operación y mantenimiento del 1% anual sobre la inversión y una vida útil de 25 años, se obtuvo una RCB de 4,57 para la tarifa de 6 CUP/kWh y de 4,57 para la tarifa de 6 CUP/kWh. Ambos valores son superiores a la unidad, lo que confirma la factibilidad económica del proyecto en el caso óptimo; no obstante, la tarifa de 90 CUP/kWh duplica el beneficio neto respecto a la tarifa de 6 CUP/kWh, resultado coherente con el menor período de recuperación reportado.

DISCUSIÓN

Los resultados obtenidos confirman que la rentabilidad de la generación fotovoltaica residencial en Cuba depende de manera crítica del valor de la tarifa de alimentación. El paso de 6 CUP/kWh a 90 CUP/kWh reduce el período de recuperación de la inversión de 6 a 2 años, esto es, prácticamente a la mitad, lo que resulta determinante si se considera que la vida útil del panel es de 25 años. Este hallazgo es coherente con los reportados para los prosumidores de energía solar en el contexto habanero, donde se estimaron períodos de recuperación del orden de 7 a 8 años y se recomendó ajustar las tarifas para incentivar la inversión [22].

La interpretación de los resultados debe hacerse en el mismo orden lógico en que fueron presentados. En primer lugar, la no rentabilidad de la inversión para penetraciones iguales o inferiores al 120 % se explica por

la baja proporción de energía aportada por el panel frente a la demanda total de la vivienda; solo el caso óptimo, que dimensiona adecuadamente la capacidad instalada, hace viable la inversión.

En segundo lugar, la flexibilidad de las tres variantes de operación —autoconsumo total, venta total o variante híbrida— constituye un atractivo adicional, pues permite al prosumidor adaptar el sistema a sus objetivos económicos. Estos resultados concuerdan con la evidencia internacional, según la cual la FiT es la política más influyente para impulsar la adopción residencial de energía solar [8, 13], aunque su diseño debe equilibrar los beneficios entre los distintos tipos de consumidores para evitar inequidades [14, 15].

Desde una perspectiva regional, los hallazgos son consistentes con los estudios de factibilidad realizados en Quito [16], Buenos Aires [17] y otros casos latinoamericanos, en los que la viabilidad económica de la microgeneración solar residencial se encuentra fuertemente condicionada por la estructura tarifaria y los mecanismos de incentivo. Asimismo, la elevada irradiación cubana [20], representa una ventaja comparativa que, debidamente acompañada de políticas tarifarias adecuadas y de campañas de educación y difusión, podría acelerar la transición hacia una matriz energética más sostenible.

Entre las limitaciones del estudio se destacan el uso de la versión de prueba de HOMER Pro, que restringe el horizonte temporal de análisis; la consideración de un único catálogo genérico de panel fotovoltaico; y la concentración del análisis en los estratos de consumo de 0 a 350 kWh. Tampoco se incorporaron de forma explícita los sistemas de almacenamiento en baterías, cuya inclusión modifica de manera significativa los indicadores de autosuficiencia y autoconsumo, según se ha reportado en la literatura reciente [15]. Investigaciones futuras podrían abordar el dimensionamiento con almacenamiento, la incorporación de la inflación y de las variaciones del costo de los equipos, así como estudios de percepción que cuantifiquen el efecto del desconocimiento y la desconfianza de los consumidores.

CONCLUSIONES

Tras el análisis de las políticas de tarifas de alimentación (FiT) y de los efectos de la implementación de paneles solares en las viviendas de Cuba, se concluye lo siguiente. La comparación entre la política tarifaria anterior (6 CUP/kWh) y la vigente (90 CUP/kWh) demuestra que la nueva política reduce significativamente el tiempo de recuperación de la inversión, de 6 a 2 años, lo que responde directamente al objetivo planteado y constituye un incentivo potencial para que más consumidores adopten la energía solar como fuente sostenible y económicamente viable. El análisis de los distintos valores de venta de la energía solar revela que el valor más alto (90 CUP/kWh) conlleva una recuperación más rápida de la inversión, por lo que un mayor valor de venta podría ser crucial para fomentar la adopción de esta tecnología en el mercado residencial.

La exploración de los diferentes escenarios muestra que la variante óptima ofrece al cliente la flexibilidad de escoger entre consumir toda la energía generada, venderla en su totalidad o combinar ambas opciones, flexibilidad que puede ser un factor determinante para atraer a más consumidores. Las políticas de tarifas de alimentación, como evidencia el caso cubano, constituyen un componente importante para la promoción y adopción de las fuentes renovables de energía. La implementación de políticas que reducen el tiempo de recuperación de la inversión impulsa la adopción de la energía solar y contribuye a la transición hacia una matriz energética sostenible, siempre que se acompañe de acciones de educación y difusión pública dirigidas a los consumidores.

REFERENCIAS

- [1]. Pourasl, H. H., Vatankhah Barenji, R. y Khojastehnezhad, V. M., "Solar energy status in the world: a comprehensive review," *Energy Reports*, vol. 10, pp. 3474–3493, 2023. DOI: [10.1016/j.egyr.2023.10.022](https://doi.org/10.1016/j.egyr.2023.10.022).
- [2]. Hassan, Q., Algburi, S., Sameen, A. Z., Al-Musawi, T. J., Al-Jiboory, A. K., Salman, H. M., Ali, B. M. y Jaszczur, M., "A comprehensive review of international renewable energy growth," *Energy and Built Environment*, 2024. DOI: [10.1016/j.enbenv.2023.12.002](https://doi.org/10.1016/j.enbenv.2023.12.002).
- [3]. O. A. Al-Shahri, F. B. Ismail, M. A. Hannan, M. S. H. Lipu, A. Q. Al-Shetwi, R. A. Begum, N. F. O. Al-Muhsen y E. Soujeri, "Solar photovoltaic energy optimization methods, challenges and issues: A comprehensive review," *J. Cleaner Prod.*, vol. 284, art. n.º 125465, 2021, DOI: [10.1016/j.jclepro.2020.125465](https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.125465).
- [4]. G. T. Chala, M. Al-Ghouti, S. M. Al Alshaikh *et al.*, "Solar photovoltaic energy as a promising enhanced share of clean energy sources in the future—A comprehensive review," *Energies*, vol. 16, no. 24, art. no. 7919, Dec. 2023, DOI: [10.3390/en16247919](https://doi.org/10.3390/en16247919).
- [5]. Arencibia, G. "La importancia del uso de paneles solares en la generación de energía eléctrica," *REDVET, Rev. Electrón. Vet.* 2016, vol. 17, n.º 9, p. 1–4. ISSN 1695-7504. Disponible en: <https://www.redalyc.org/pdf/636/63647456002.pdf>
- [6]. Sánchez, D., *et al.* "Análisis cualitativo y dimensionamiento del impacto ambiental del uso de la energía fotovoltaica: 3 casos de estudio en el Perú," *TECNIA*. 2023, vol. 33, n.º 1, p. 34–44. ISSN 2309-0413. Disponible en: <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=9389106>

- [7]. Cortés, C., *et al.* “Análisis experimental del desempeño de un sistema solar fotovoltaico con inversor centralizado y con microinversores: caso de estudio Manizales,”. *TecnoLógicas*. 2020, vol. 23, n. 47, p. 1–21. ISSN 2256-5337. Disponible en: http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0123-77992020000100003
- [8]. Baur, L., y Uriona, M. “Diffusion of photovoltaic technology in Germany: a sustainable success or an illusion driven by guaranteed feed-in tariffs?,”. *Energy*. 2018, vol. 150, p. 289–298. ISSN 1873-6785. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/323408850_Diffusion_of_photovoltaic_technology_in_Germany_A_sustainable_success_or_an_illusion_driven_by_guaranteed_feed-in_tariffs
- [9]. Babich, V., *et al.* “Promoting solar panel investments: feed-in-tariff vs. tax-rebate policies,”. *Manuf. Serv. Oper. Manag.* 2020, vol. 22, n. 6, p. 1148–1164. ISSN 1523-4614. Disponible en: https://www.researchgate.net/publication/340419452_Promoting_Solar_Panel_Investments_Feed-in-Tariff_vs_Tax-Rebate_Policies
- [10]. Jacobs, D., *et al.* “Analysis of renewable energy incentives in the Latin America and Caribbean region: the feed-in tariff case,”. *Energy Policy*. 2013, vol. 60, p. 601–610. ISSN 1523-46. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.09.024>
- [11]. Lan, H., *et al.* “An evaluation of feed-in tariffs policies for promoting household solar energy adoption in Southeast Queensland, Australia,”. *Sustain. Cities Soc.* 2020, vol. 53. DOI: [10.1016/j.scs.2019.101942](https://doi.org/10.1016/j.scs.2019.101942)
- [12]. Ko, W., *et al.* “Development of feed-in tariff for PV in the Kingdom of Saudi Arabia,”. *Energies*. 2019, vol. 12, n. 15. DOI: [10.3390/en12152898](https://doi.org/10.3390/en12152898)
- [13]. Nguyen, T., *et al.* “Solar adoption and the decisive role of the feed-in tariff policy,”. *Econ. Lett.* 2023, vol. 228. DOI: [10.1016/j.econlet.2023.111129](https://doi.org/10.1016/j.econlet.2023.111129)
- [14]. Ahsan, M., *et al.* “Net-metering and feed-in-tariff policies for the optimum billing scheme for future industrial PV systems in Bangladesh,”. *Alexandria Eng. J.* 2023, vol. 63, p. 157–174. DOI: [10.1016/j.aej.2022.08.004](https://doi.org/10.1016/j.aej.2022.08.004)
- [15]. Borenstein, D., *et al.* “Prosumer policy options in developing countries: a comparative analysis of feed-in tariffs, net metering, and net billing,”. *PolitykaEnerg. – Energy Policy J.* 2025. DOI: [10.33223/epj/202801](https://doi.org/10.33223/epj/202801)
- [16]. Dávila, R., *et al.* “Evaluation of the technical and economic potential of solar photovoltaic technology for electrical microgeneration in Quito Metropolitan District residential sector,”. *Rev. Téc. Energía*. 2020, vol. 17, n. 1, p. 80–90. Disponible en: <https://revistaenergia.cenace.gob.ec/index.php/cenace/article/view/399>
- [17]. Martínez, C., y Poladian, A. “El uso de energía fotovoltaica en viviendas de Buenos Aires: estudio microeconómico de factibilidad,”. *Rev. Hipótesis*. 2019, vol. 5, n. 2, p. 1–18. ISSN 2618-2785. Disponible en: <https://files.uagrm.edu.bo/entidad/161/file/indexed/repec/grm/ecoyun/202006.pdf>
- [18]. Pilatasig, E., *et al.* “Ubicación de paneles solares a la red de distribución de corriente continua de medio voltaje considerando cargas en DC,”. *ITECKNE*. 2021, vol. 18, n. 2, p. 132–139. DOI: [10.15332/iteckne.v18i2.2563](https://doi.org/10.15332/iteckne.v18i2.2563)
- [19]. Guzmán, T., *et al.* “Uso de la energía solar en sistemas de producción agropecuaria: producción más limpia y eficiencia energética,”. *Tecnol. Marcha*. 2016, vol. 29, n. 8, p. 46–56, 2016. Disponible en: <https://www.redalyc.org/pdf/6998/699878529006.pdf>
- [20]. Díaz, R., *et al.* “Influence analysis of the inclination angle in the photovoltaic power plant generation,”. *Ing. Energ.* 2018, vol. 39, n. 3, p. 200–209. ISSN 1815-5901. Disponible en: <https://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/article/view/539/pdf>
- [21]. Gallego, Y., *et al.* “Impacto de la implementación de paneles fotovoltaicos en el sistema eléctrico Cayo Santa María,”. *Ing. Energ.* 2017, vol. 38, n. 2, p. 76–87. ISSN 1815-5901. Disponible en: <https://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/article/view/501>
- [22]. Rodríguez, E., *et al.* “Análisis del costo/beneficio para prosumidores de energía solar,”. *Ing. Energ.* 2024, vol. 45, n. 1. ISSN 1815-5901. Disponible en: <https://rie.cujae.edu.cu/index.php/RIE/article/view/880>
- [23]. Castro, M., *et al.* “Puesta a tierra en viviendas con sistema solar fotovoltaico como alternativa de generación de electricidad,”. *Ing. Energ.*, vol. 44, no. 2, art. no. e3406, mayo–ago. 2023. [En línea]. Disponible en: <https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/9338192.pdf>
- [24]. González Piedra, J. I. y Bui, X. M., “Socio-hydrological analysis of the province of Havana, Cuba,”. *Int. J. Hydrol.*, vol. 7, no. 5, pp. 194–198, oct. 2023, doi: [10.15406/ijh.2023.07.00357](https://doi.org/10.15406/ijh.2023.07.00357)
- [25]. Godefroy Núñez, E., Cristiá Lara, S. y Travieso Montalván, C., “La Habana: población, vulnerabilidad social y percepción del riesgo sobre los peligros hidrometeorológicos,”. *Estudios del Desarrollo Social: Cuba y América Latina*, vol. 11, no. 3, pp. 378–397, sep.–dic. 2023. [En línea]. Disponible en: <https://revistas.uh.cu/revflacso/article/view/7716>
- [26]. Montero Laurencio, R., “Trends in energy consumption in the residential sector in Cuba,” en *Cuban Energy Futures: The Transition Towards a Renewable Energy System—Political, Economic, Social and Environmental Factors*, J. Luukkanen, A. Saunders Vázquez, J. Laitinen y B. Auffermann, Eds. Turku, Finlandia: Finland Futures Research Centre, University of Turku, 2022, p. 199–225. Disponible en: https://www.utupub.fi/bitstream/handle/10024/154402/FFRC_eBook_3-2022.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- [27]. Torres, C., *et al.* “Criterios para cuantificar costos y beneficios en proyectos de mejora de calidad,”. *Ingeniería Industrial*. 2016, vol. 37, n. 2, p. 151–163. ISSN 1815-5936. Disponible en: <https://www.redalyc.org/pdf/3604/360446197005.pdf>

CONFLICTO DE INTERESES

Los autores declaran que no existe ningún conflicto de intereses en relación con la publicación de este artículo.

CONTRIBUCIÓN DE LOS AUTORES

Maykop Pérez Martínez: <https://orcid.org/0000-0003-3073-1675>. Participó en el diseño de la investigación, diseño del modelo, simulación, el procesamiento de los datos, la redacción del manuscrito, la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.

Eduardo Rodríguez Antúnez: <https://orcid.org/0009-0008-9782-2022>. Participó en la metodología, supervisión y revisión crítica del manuscrito, diseño del modelo, simulación en HOMER Pro, el procesamiento de los datos

Josnier Ramos Guardarrama: <https://orcid.org/0000-0002-8796-8481>. Participó en la metodología, supervisión y revisión crítica del manuscrito

Luis René Brizuela Bringuez: <https://orcid.org/0009-0008-8852-1017>. Participó en la metodología, supervisión y revisión crítica del manuscrito, la revisión crítica de su contenido y en la aprobación final.

Leonardo René Garcés Enríquez: <https://orcid.org/0009-0008-7839-9150>. Participó en la conceptualización, recopilación y curación de datos, simulación en HOMER Pro, análisis formal y redacción del borrador original.

ANEXO

Con el propósito de complementar los resultados presentados en la sección de **Resultados**, se incluye a continuación la tabla comparativa completa del periodo de recuperación de la inversión para las tarifas de 6 cup/kWh y 90 cup/kWh respectivamente, desagregada por cada uno de los rangos de consumo residencial analizados en el estudio. Esta información amplía el análisis expuesto en el cuerpo del artículo y permite apreciar, de manera detallada, como varía la rentabilidad de la instalación fotovoltaica en función del nivel de consumo del cliente y del valor de la tarifa vigente.

Tabla. 1. Comparación del periodo de recuperación de la inversión para 6 y 90 CUP/kWh según el rango de consumo

Rango (kWh)	Recuperación con 6 CUP/kWh	Recuperación con 90 CUP/kWh
0 – 100	6 años	2 años
101 – 150	6 años	2 años
151 – 200	6 años	2 años
201 – 250	6 años	2 años
251 – 300	6 años	2 años
301 – 350	6 años	2 años

Estos valores respaldan lo discutido en la sección de **Resultados**, respecto al efecto de la tarifa sobre los periodos de recuperación.