

Techno-economic Analysis of Grid-connected Photovoltaic Systems for Self-consumption in Ecuador: Experimental Cases in the Coastal and Highland Regions

Análisis técnico-económico de sistemas fotovoltaicos conectados a la red en modalidad de autoconsumo en el Ecuador: casos experimentales en las regiones de la Costa y Sierra

Ángel Ordóñez¹, Juan Carlos Solano¹, Esteban Sánchez²

¹ Universidad Nacional de Loja, angel.j.ordonez@unl.edu.ec, juan.solano@unl.edu.ec Loja - Ecuador.

² Universidad de Salamanca, esh@usal.es, Salamanca - España.

ISSN: 2737-6060

Abstract

Grid-connected photovoltaic systems in self-consumption mode are designed to operate parallel to the conventional electricity grid. Its operation makes it possible to supply all or part of the electricity demand of buildings and to take advantage of the surpluses generated when photovoltaic production exceeds electricity demand. These new scenarios accompanied by adequate compensation regulations have made it possible for PV self-consumption to spread around the world at an accelerated pace [1].

In Ecuador, the existing legislation is very young. It officially started in 2018, through the regulation ARCONEL003/18, which establishes the technical, commercial, and legal conditions for users to implement photovoltaic generation facilities [2]. Three years later, an update was established with regulation ARCERNNR-001/2021 [3]. Despite the incentives presented in these regulations, the installation of grid-connected photovoltaic systems has a low number of registrations. [4]. This may be due to various factors, starting from administrative procedures, cost of the systems, and mode of compensation, among others. This research develops a technical and economic analysis of the operation of three photovoltaic systems located in the provinces of Manabí and Pichincha. The technical analysis includes PV generation curves, electricity demand, and self-consumption factors. The economic analysis includes installation costs, savings generated and payback time. In a complementary way, a scaling of the real data is carried out to establish different scenarios where the minimum conditions for the profitability of these systems are identified. The results indicate that profitability is achieved for residential users under certain consumption conditions. Finally, recommendations are generated for the appropriate design of new installations and new ones are proposed to improve the inclusion of self-consumption systems.

Index terms: *Photovoltaic Systems, Self-consumption, Ecuador, Net Metering, BIPV.*

Resumen

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red de distribución eléctrica en modalidad de autoconsumo están diseñados para funcionar en paralelo con la red eléctrica convencional. Su funcionamiento permite suministrar toda o parte de la demanda eléctrica de los edificios y aprovechar los excedentes que se generan cuando la producción fotovoltaica supera la demanda eléctrica. Estos nuevos escenarios acompañados con adecuadas regulaciones de compensación han posibilitado que el autoconsumo fotovoltaico se extienda por el mundo a un paso acelerado [1].

En Ecuador la legislación existente es muy joven, comenzó oficialmente en el año 2018, a través de la regulación ARCONEL003/18, que establece las condiciones técnicas, comerciales y legales para que los usuarios implementen instalaciones de generación fotovoltaica [2]. Tres años después, se estableció una actualización con la regulación ARCERNNR-001/2021 [3]. A pesar de los incentivos presentados en estas regulaciones, la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a red presenta una baja cantidad de registros [4]. Esto puede deberse a diversos factores, partiendo desde los trámites administrativos, costo de los sistemas, modo de compensación, entre otros. La presente investigación desarrolla un análisis técnico y económico del funcionamiento de tres sistemas fotovoltaicos ubicados en las provincias de Manabí y Pichincha. El análisis técnico comprende las curvas de generación fotovoltaica, demanda eléctrica y factores de autoconsumo. El análisis económico incluye los costos de instalación, el ahorro generado y el tiempo de retorno de la inversión. De forma complementaria, se realiza un escalado de los datos reales, para establecer diferentes escenarios donde se identifican las condiciones mínimas para tener rentabilidad de estos sistemas. Los resultados indican que la rentabilidad se logra para usuarios residenciales bajo ciertas condiciones de consumo. Finalmente, se generan recomendaciones para el diseño apropiado de nuevas instalaciones y se plantean nuevos que permitan mejorar la inclusión de los sistemas de autoconsumo.

Palabras clave: *Sistemas Fotovoltaicos, Autoconsumo, Ecuador, Medición Neta, BIPV.*

1. INTRODUCCIÓN

El autoconsumo fotovoltaico a nivel mundial se implementa a un paso acelerado. Se prevé que en los próximos dos años aproximadamente 100 millones de hogares cuenten con paneles fotovoltaicos; para ese momento, esta producción representaría el 25 % de la energía distribuida producida en el mundo [5]. Este incremento ha incidido para que la generación fotovoltaica se convierta en la forma de producir electricidad más económica en países que gozan de buen recurso solar.

Los sistemas de generación fotovoltaica conectados a red permiten solventar parcial o totalmente la demanda energética de los usuarios de una manera más activa; además, de promover una generación más solidaria con el medio ambiente, al evitar la emisión de gases de efecto invernadero en el proceso de producción eléctrica. En Ecuador, por ejemplo, la generación de electricidad requiere anualmente la emisión de 1,93 millones de toneladas de CO₂ al año [6]. Para reducir este impacto, Ecuador presentó en el 2019 durante la 25va. Cumbre del Cambio Climático de Naciones Unidas (COP25), un proyecto para lograr la descarbonización hasta el 2050, como recoge el Acuerdo de París [7]. Este ambicioso proyecto solo se podrá alcanzar con el fomento de las energías renovables, incluyendo la fotovoltaica. Según investigaciones, el crecimiento alcanzado por la fotovoltaica para el 2020, permitiría el reemplazo de la producción de 75 nuevas centrales de combustión de carbón, evitando la emisión de 664 millones de toneladas de CO₂ anualmente [8].

Paralelamente, el incremento de sistemas fotovoltaicos permite a los países involucrar a los microgeneradores en su transición energética, dando lugar a una competencia que permite una mayor flexibilidad en el sistema eléctrico [9]. Estos beneficios que ya se han alcanzado en algunos países [10], [11], y que en otros se están empezando a identificar, dependen directamente de una correcta legislación que permita su adecuado diseño e implementación.

1.1. Recurso solar

Ecuador disfruta de buen recurso solar y por lo tanto, excelentes condiciones para la generación de energía con este recurso. Para la región Sierra dispone de una irradiación horizontal anual de 1.846 kWh/m² tomando de ejemplo la ciudad de Quito, y para la región Costa unos 1.776 kWh/m² en la ciudad de Manta, según la base de datos PVGIS-NSR-DB [12]. Con una irradiación entrante casi perpendicular al mediodía, durante todo el año, Ecuador cuenta con una irradiación solar estable a lo largo del año, como se muestra en la Figura 1.

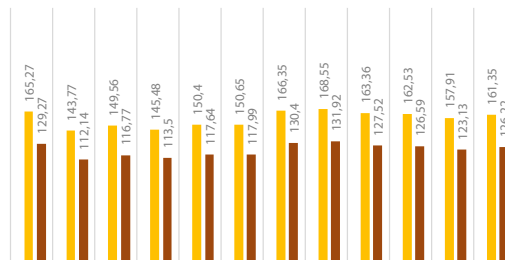


Figura 1(a). Simulación del funcionamiento de un sistema FV de 1 kWp en la ciudad de Quito.

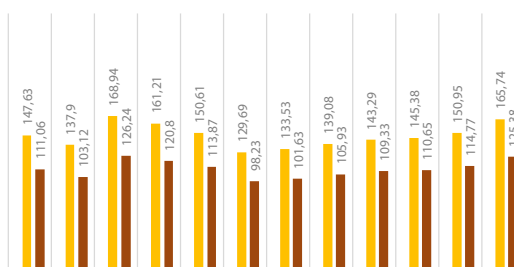


Figura 1(b). Simulación del funcionamiento de un sistema FV de 1 kWp en la ciudad de Manta.

2. Regulación Vigente

En Ecuador, la legislación existente es de reciente aplicación, ya que inició oficialmente en 2018 a través del reglamento ARCONEL 003/18. Este reglamento establece las condiciones técnicas, comerciales y legales para que los usuarios del sector residencial implementen sistemas de autoconsumo residencial de hasta 300 kW de capacidad nominal instalada, y hasta 1000 kW para el sector industrial y comercial. El reglamento fue ratificado con la “Ley de Eficiencia Energética” publicada en marzo de 2019 [13]. Finalmente, en el 2021 se realizó una actualización de la regulación con la publicación de ARCER-NNR-001/2021, que amplía el autoconsumo para todo tipo de producción renovable con una producción nominal máxima de 1 MW. La regulación vigente sigue el modelo de “medición neta”, lo que permite un equilibrio entre la energía entrante y el excedente, como se lo describe en la Figura 2. Al final de cada mes la energía entregada a la red se descuenta de la energía consumida de la red. En caso de saldo negativo, es decir, se ha entregado una cantidad mayor a la consumida de la red, se genera un “crédito” de la energía excedente, éste podrá ser acumulado hasta por 2 años, como se detalla en la Figura 2. Es fundamental considerar que esta compensación del excedente de energía descargada a la red no se materializa en ningún monto económico. Pasados tres años de la publicación de la primera ley que autorizaba la conexión a red de los sistemas de autoconsumo fotovoltaico, con base en

datos oficiales emitidos por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARC desde ahora) [4], los resultados obtenidos no han alcanzado a cumplir con las expectativas, existiendo un bajo número de instalaciones registradas con autorización de funcionamiento. Esto puede producirse por varios factores: la cantidad de trámites administrativos necesarios para la implementación de los sistemas, la forma de compensación, los elevados costos de los sistemas fotovoltaicos, entre otros.



Figura 2. Funcionamiento “balance neto” en Ecuador.

A modo de resumen, la Tabla 1 presenta los puntos clave en la regulación vigente.

Tabla 1. Resumen regulación de autoconsumo en Ecuador.

Ítem	Ecuador
Regulación	ARCERNNR-001/2021
Fecha	05 de abril de 2021.
Emisor	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables
Modalidades de autoconsumo	Solo una: “Sistema de Generación Distribuida para el autoabastecimiento (SGDA)”
Autoconsumo compartido	No permitido.
Renovación operativa	Para sistemas fotovoltaicos 25 años, con posibilidad de renovación.
Potencia del sistema	Potencia nominal hasta 1 MW para residencial, comercial o industrial.
Compensación	Medición neta con dos años para consumir saldo de excedentes.
Período de reinicio de compensación	Dos años.
Requisitos de medición y gestión energética	Equipo de medición bidireccional.

Los trámites administrativos para la puesta en marcha de los sistemas son otro parámetro importante a considerar. Con la nueva regulación se ha reducido el número de actores que participaban en el proceso administrativo establecido en la regulación del año 2018, a pesar de ello, aún el tiempo requerido tiene plazos muy extendidos que podrían desmotivar al posible prosumidor (Figura 3).

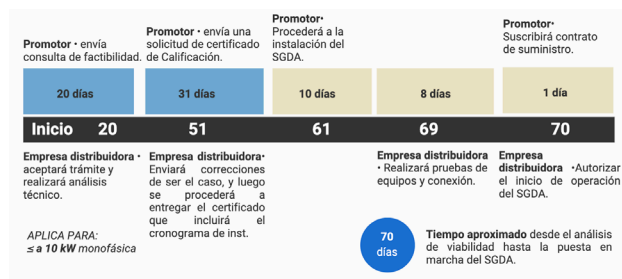


Figura 3. Monitoreo del sistema “Residencial 2”.

2. METODOLOGÍA

Los datos bajo análisis corresponden a tres instalaciones fotovoltaicas residenciales conectadas a la red eléctrica ubicadas en las provincias de Manabí y Pichincha. Las características de los sistemas en funcionamiento se describen en la Tabla 2. Los datos obtenidos corresponden a un año corrido a partir de la puesta en marcha de cada sistema.

Tabla 2. Características de los sistemas de autoconsumo implementados.

Nro.	Nombre	Provincia	Potencia kW	Cantidad de Paneles
1	Residencial 1	Manabí	8,25	30
2	Residencial 2	Pichincha	5,23	20
3	Residencial 3	Pichincha	31,2	78

En la Figura 4 se presentan imágenes de los sistemas fotovoltaicos de autoconsumo, el diseño de cada sistema ha sido adaptado para que su instalación se realice en el techo de cada una de las residencias.

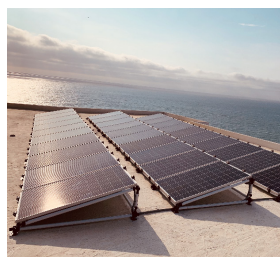


Figura 4(a). Residencia 1.

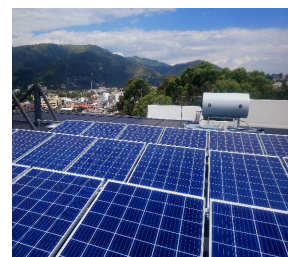


Figura 4(b). Residencia 2



Figura 4(c). Residencia 3.

En la Figura 5, se representa la ubicación geográfica de las tres instalaciones, en la imagen se puede identificar un claro contraste en la irradiación global horizontal que existe entre las regiones Costa y Sierra.

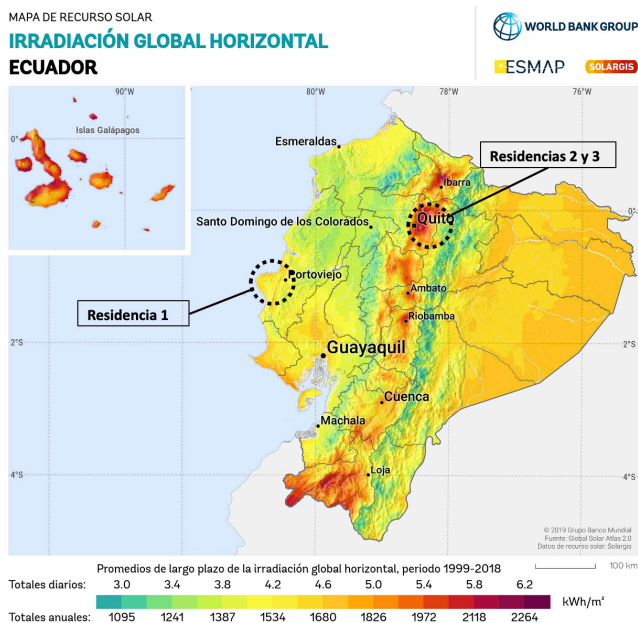


Figura 5. Ubicación geográfica de las tres instalaciones de autoconsumo en Ecuador [14].

El monitoreo de los sistemas se realiza mediante la plataforma web <https://www.solarweb.com/> de la empresa Fronius [15], la misma que permite obtener lecturas en 5 minutos. En la Figura 6, se presenta una captura real de la lectura del funcionamiento de un día de cada sistema.

Figura 6(a). Monitoreo del sistema “Residencia 1” mediante el sistema “Solar.web” de Fronius.



Figura 6(b). Monitoreo del sistema “Residencia 2”.

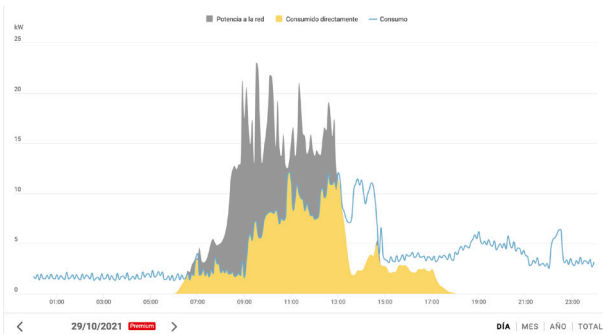


Figura 6(c). Monitoreo del sistema “Residencial 3”.

La configuración del sistema incorpora el inversor Fronius Primo que se caracteriza por ser compacto monofásico sin transformador [16]. Su diseño está basado en el sistema de instalación SnapInverter, lo que facilita su instalación. Este dispositivo es el encargado de enviar la información del funcionamiento de todo el sistema fotovoltaico. De forma general tiene una estructura similar a la que se presenta en la Figura 7.

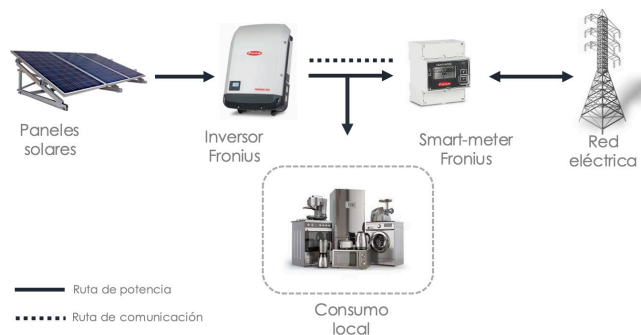


Figura 7. Configuración general de los sistemas de autoconsumo experimentales.

Uno de los aspectos principales para el análisis de la viabilidad de los sistemas de autoconsumo, es el precio de la energía eléctrica. En Ecuador, el precio de la electricidad lo fija la junta de la ARC y tiene una vigencia de un año calendario. El valor final de la facturación eléctrica se establece mediante la suma de varios elementos, a saber, la cantidad de energía, la producción eléctrica, las pérdidas en los transformadores, la comercialización y las penalizaciones por bajo factor de potencia. Estos valores, a su vez, dependen de: el sector al que pertenecen (residencial, comercial o industrial), nivel de tensión, consumo mensual y ubicación geográfica [17]. Para 2021, un consumo residencial en los cantones de Quito y Manta (tomados como referencia por la ubicación de las instalaciones) presentan los costos mensuales de consumo indicados en la Tabla 3. En general, los costos del servicio eléctrico son relativamente bajos, colocando a Ecuador entre los países con las tarifas eléctricas más bajas de América Latina y el Caribe, como lo indica la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) en su informe [18]. El esquema tarifario por consumo eléctrico está configurado para que los clientes residenciales con menor consumo paguen el menor precio; este costo aumenta progresivamente a medida que aumenta el consumo, como se muestra en la Tabla 3. A este costo se agregan un monto único mensual aproximado de \$1,414 por cliente para gastos de comercialización y otros valores complementarios como el aporte al Alumbrado Público y un impuesto al Cuerpo de Bomberos [17]. La ciudad de Guayaquil a diferencia del resto de ciudades presenta un cobro diferenciado por este rubro a partir del consumo eléctrico mensual. Es importante señalar que la electricidad en Ecuador está exenta de IVA.

Tabla 3. Precios del consumo eléctrico residencial en las ubicaciones de los sistemas fotovoltaicos instalados.

Rangos de consumo mensual (kWh)	Empresa Eléctrica Quito	CNEL EP Manabí
	Coste de energía (\$/kWh)	Coste de energía (\$/kWh)
1 – 50	0,078	0,091
51 – 100	0,081	0,093
101 – 150	0,083	0,095
151 – 200	0,097	0,097
201 – 250	0,099	0,099
251 – 300	0,101	0,101
301 – 351	0,103	0,103
351 – 500	0,105	0,105
501 – 700	0,128	0,128 (Jul-Nov)
701 – 1000	0,145	0,105 (Dic-Jun)
1001 – 1500	0,172	0,145
1501 – 2500	0,275	0,172
2501 – 3500	0,436	0,275
Rangos superiores	0,681	0,436
		0,681

3. RESULTADOS

3.1. Análisis técnico

3.1.1. Funcionamiento

El funcionamiento de los sistemas de autoconsumo fotovoltaico fue realizado recopilando la información de un año de funcionamiento, analizando valores como su consumo eléctrico, la producción fotovoltaica y la energía vertida a la red eléctrica. El resumen de su funcionamiento se presenta en la Tabla 4.

Tabla 4. Resumen del funcionamiento de los sistemas de autoconsumo en un año de funcionamiento.

Sistema	Consumido directamente (kWh)	Energía obtenida de la red (kWh)	Energía vertida a la red (kWh)	Producción FV (kWh)
Res. 1	712,6	1440,8	300,3	1012,9
Res. 2	554,1	1387,7	85,9	640,0
Res. 3	2355,3	2866,1	710,0	3065,3

3.2. Análisis

Esta sección presenta un análisis del funcionamiento de los sistemas fotovoltaicos y un análisis del ahorro generado bajo las condiciones de la regulación vigente.

3.2.1. Funcionamiento

El procesamiento de los datos de cada sistema permitió identificar el funcionamiento de cada uno de los sistemas y el manejo de los excedentes.

En la Figura 8(a) podemos observar el funcionamiento del sistema fotovoltaico de autoconsumo ubicado en la región Costa, más específicamente en Manta, provincia de Manabí. Se puede visualizar que el sistema tiene una producción muy regular a lo largo del año, sin mayores variaciones entre las horas de inicio y fin de la producción en cada día. Adicionalmente, se puede establecer que el tercer y cuarto mes del año presentan los valores más elevados de producción. En la Figura 8(b), se puede visualizar los excedentes entregados a la red, con el contraste que para los dos últimos meses del año se procedió a configurar el sistema antivertido por pedido del cliente.

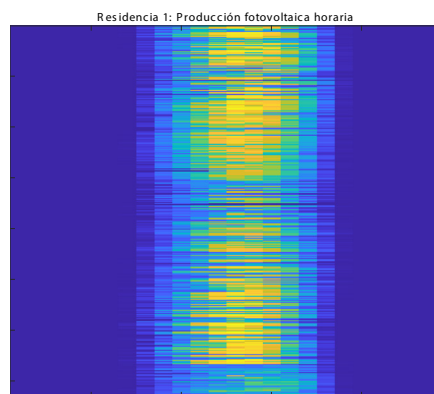


Figura 8(a). Producción fotovoltaica del sistema “Residencia 1” por un año completo.

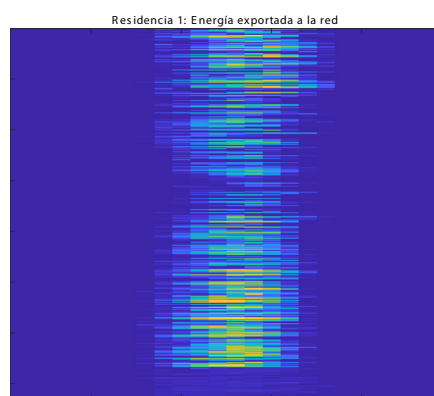


Figura 8(b). Energía exportada a la red eléctrica del sistema “Residencia 1” por un año completo.

En la Figura 9, observamos el funcionamiento del sistema de 5,2 kWp instalado en Quito, provincia de Pichincha. Presenta un funcionamiento continuo sin novedades durante todo el año, sin mayores variaciones en las horas de inicio y fin de

producción fotovoltaica. Al tener una potencia inferior que el sistema anterior, su producción también es menor; a pesar de ello, en la siguiente sección se visualizará que todos los sistemas tienen un excelente retorno. De manera complementaria, se puede observar que se tiene una mayor producción fotovoltaica en la segunda mitad del año, con un pequeño incremento en comparación a los primeros meses.

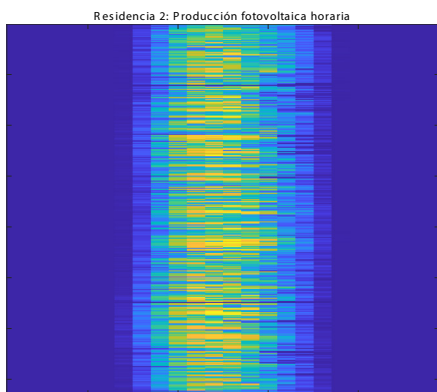


Figura 9(a). Producción fotovoltaica del sistema “Residencia 2” por un año completo.



Figura 9(b). Energía exportada a la red eléctrica del sistema “Residencia 2” por un año completo.

Finalmente, en la Figura 10 tenemos el sistema de 31,2 kWp instalado en la provincia de Pichincha, este sistema corresponde a una casa residencial con un consumo promedio que bordea los 5 000 kWh al mes. El análisis previo realizado para este sistema ha permitido que la producción fotovoltaica se aproxime al consumo residencial. Además, como se puede visualizar en la Figura 9(b), los primeros meses el sistema no funcionó al 100 %, por un lado, debido a que la residencia aún se encontraba en obras, y por otro, debido a la demora en la autorización para su funcionamiento del sistema de vertido a la red de los excedentes.

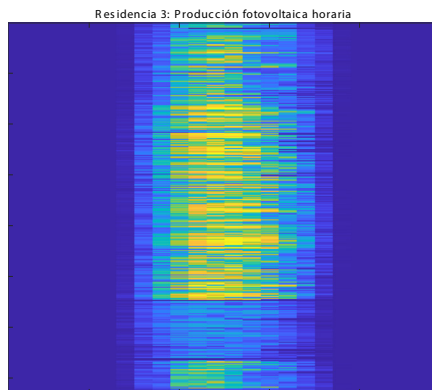


Figura 10(a). Producción fotovoltaica del sistema “Residencia 3” por un año completo.

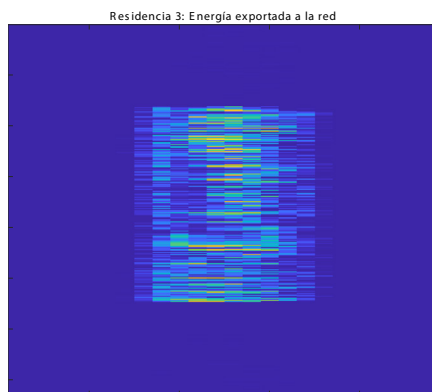


Figura 10(b). Energía exportada a la red eléctrica del sistema “Residencia 3” por un año completo.

3.2.2. Económico

En Ecuador, la adquisición de equipos asciende del 70 % al 85 % del costo total. La mayoría de estos componentes son importados y sujetos a impuestos, los paneles solares presentan el principal beneficio tributario al gravar una tarifa 0 % del IVA [19]. La porción restante incluye mano de obra y costos indirectos. El coste total en Ecuador se muestra en la Figura 11 y alcanza 1,60 \$/W. En países líderes en este sector, los costos de los equipos son más bajos debido a los menores aranceles y una mayor competencia en el mercado, pero la mano de obra y los impuestos son más altos.

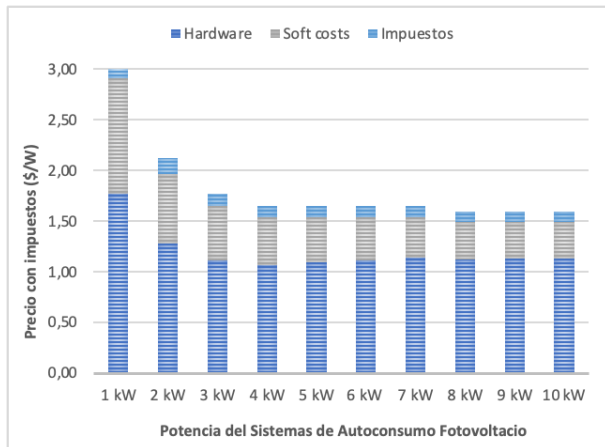


Figura 11. Costo de la instalación de los sistemas fotovoltaicos residenciales en Ecuador [20].

Debido a las características que contempla cada municipio y comercializadora eléctrica se ha contemplado realizar un análisis del retorno en base al ahorro por kWh facturado, tomando en consideración la tabla vigente de precios para las provincias de Pichincha y Manabí publicada por la ARC para el año 2021. En las siguientes gráficas se presenta el contraste del funcionamiento del SFV de autoconsumo en los tres sistemas.

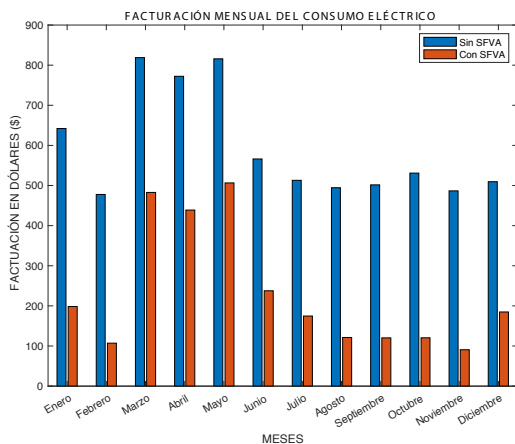


Figura 12(a). Comparación de la facturación de kWh con y sin SFV para la “Residencia 1”.

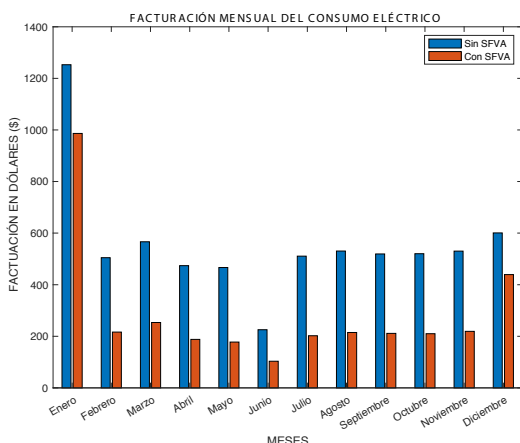


Figura 12(b). Comparación de la facturación de kWh con y sin SFV para la “Residencia 2”.

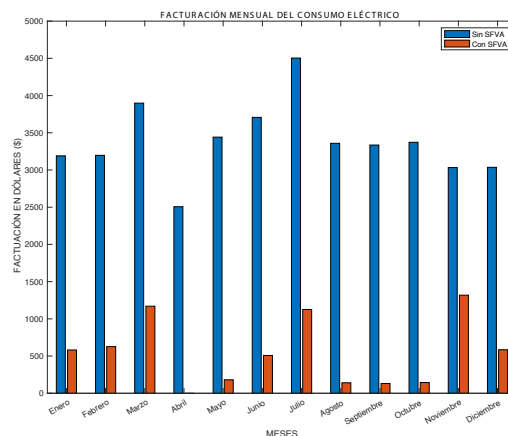


Figura 12(c). Comparación de la facturación de kWh con y sin SFV para la “Residencia 3”.

De forma complementaria, el análisis permitió identificar que existe un doble beneficio para los grandes consumidores, dado que, la facturación de energía se realiza por bandas de consumo, es decir, entre más consumo eléctrico mensual se realiza mayor es el precio del kWh (Tabla 3). En primer lugar, el sistema fotovoltaico permitirá realizar el consumo directo de la energía que produzca y entregar a la red los excedentes de energía, esto permitirá que esta energía vertida a la red sea descontada de la energía tomada de la red en la facturación mensual, y en segundo lugar, esta reducción de la cantidad de energía que será facturada, permite que el costo por cada kWh sea menor, es decir, permite cambiar a una banda de precio más económica, esto se puede apreciar en la Figura 13.

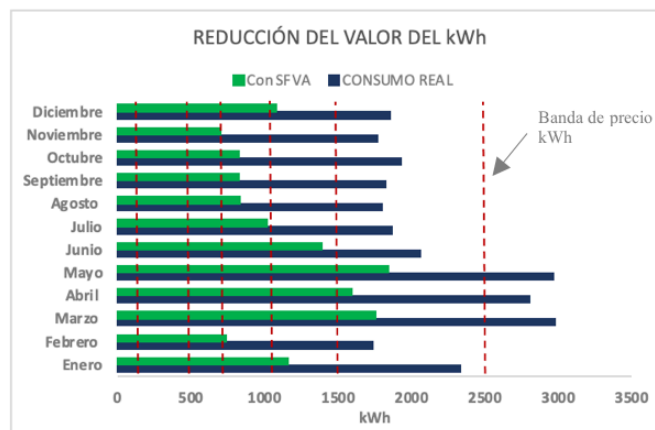


Figura 13. Facturación con SFVA permite variar en las bandas de costo de kWh.

A modo de resumen, la Tabla 5 presenta el retorno obtenido por cada uno de los sistemas.

Tabla 5. Características de los sistemas de autoconsumo implementados.

Nombre	Potencia kW	Costo	Consumo promedio	Retorno años
Res.1	8,25	8,25	2153 kWh	3,4
Res. 2	5,23	5,23	1926 kWh	3,2
Res. 3	31,2	31,2	4962 kWh	1,4

3.2.3. Análisis con consumos promedio

Con los datos de producción fotovoltaica de los tres sistemas se procedió a realizar una normalización para establecer la producción que tendría un sistema de 1 kWp y comparando el retorno que se obtendría para el consumidor promedio residencial de las dos provincias, utilizando los datos reales publicados por la ARC referentes al año 2020 del consumo promedio mensual del sector residencial [21].

Tabla 6. Datos del funcionamiento de los sistemas de autoconsumo.

Nombre	Potencia kW	Consumo promedio	Producción Promedio	Retorno (años)
Res. 1	8,25	164,2 kWh	122,8 kWh	15,5
Res. 2	5,23	138,27 kWh	122,3 kWh	18,1
Res. 3	31,2	138,27 kWh	104,3 kWh	19,6

Se puede identificar que a pesar de tener una producción muy cercana a los consumos mensuales del sector residencial, el retorno se extiende por un tiempo muy considerable, el principal factor incidente, es que el consumo promedio es muy bajo en el Ecuador independientemente de la región, esto provoca que el costo por kWh este en las bandas de precios más bajas. Esto implica que la mayor cantidad de usuarios del sistema eléctrico no obtengan un retorno adecuado y solo se limite a grandes consumidores residenciales. Esto se puede contrastar en la Figura 14, donde a partir de utilizar la producción fotovoltaica de la “Residencia 2” de un año, se ha procedido a normalizar esta información, para que el dimensionamiento del sistema fotovoltaico genere una producción mensual que coincida exactamente con el consumo mensual de clientes residenciales.

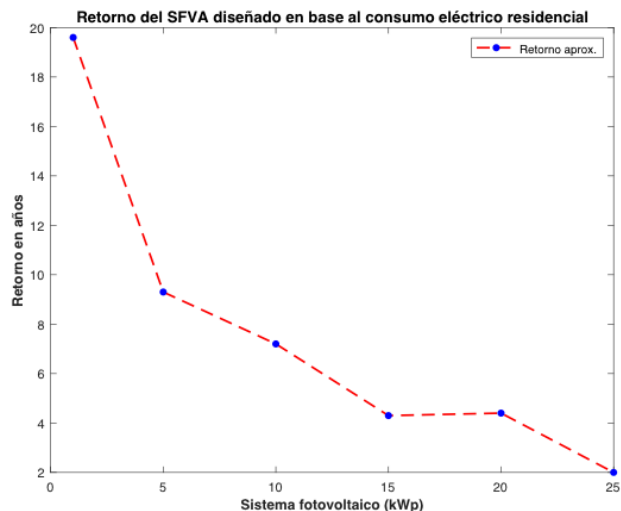


Figura 14. Análisis del retorno para SFVA con una producción adaptada al consumo residencial mensual.

A partir de la Figura 14 se puede establecer, que el tiempo de retorno se reduce conforme aumenta el consumo mensual del cliente residencial, obteniendo excelentes valores de retorno para clientes que generan un elevado consumo eléctrico, debido al doble beneficio registrado y explicado con anterioridad. Por otro lado, los clientes con bajo consumo eléctrico (< 164,2 kWh/mes) presentarán retornos desfavorables, que se encontrarán sobre los 15 años, dado que, como se visualiza en la Tabla 3, estos consumos se ubican en las bandas de precio por kWh más económicas, lo que producen que la reducción no sea significativa.

4. DISCUSIÓN

El análisis realizado ha permitido identificar que los sistemas fotovoltaicos tienen un funcionamiento óptimo, tanto en la Sierra como en la Costa, a pesar de sus diferencias geográficas, destacando el sistema de la Costa con un mejor rendimiento. A pesar de ello, los tres sistemas presentan un funcionamiento regular en su producción fotovoltaica a lo largo del año, empezando aproximadamente a las 7 a.m. y finalizando a las 6 p.m., característica que es interesante, dado que, a diferencia de otros países, donde en ciertos periodos del año se tienen días más cortos y en otros periodos de días más largos, lo que provoca que sea necesario un estudio más minucioso en el diseño e instalación de los sistemas. Por otro lado, en Ecuador el diseño y puesta en marcha de los sistemas fotovoltaicos presenta una baja complejidad.

En el análisis del retorno obtenido por el autoconsumo y por la energía vertida a la red, se logró reconocer que debido al elevado consumo energético que tienen las tres residencias, el costo por kWh autoconsumido se encontraba en las bandas de precio más elevadas. Aquí se identificó un doble beneficio para estos usuarios, por un lado, el autoconsumo generado les permitía ahorrar el costo de la energía en esos periodos

de tiempo. Por otro lado, los excedentes permiten reducir la cantidad final de kWh que se facturan al final del mes, permitiendo utilizar bandas de precios más bajos.

Para que Ecuador pueda aprovechar de forma óptima su recurso solar, es importante que los entes gubernamentales elaboren políticas que impulsen y comprometan su implementación, teniendo en cuenta el objetivo de una futura integración a gran escala de sistemas fotovoltaicos de autoconsumo. El esquema de facturación neta, junto con precios variables de la electricidad comprada y el excedente, pueden contribuir a incentivar la autoproducción de la electricidad. Esto permitirá la adopción de hábitos inteligentes de uso de la energía y fomentará la incursión del diseño de sistemas de autoconsumo con orientaciones no convencionales en los edificios. Esta estrategia requiere entre otros factores clave, el uso generalizado de contadores de energía inteligentes.

5. CONCLUSIONES

El ahorro generado por el autoconsumo y el vertido de los excedentes a la red eléctrica posibilita la obtención de un excelente retorno para usuarios residenciales con un elevado consumo eléctrico. Por otro lado, el bajo costo del kWh para usuarios residenciales promedio provoca que el retorno sea muy bajo y el tiempo para recuperar la inversión sea entre 15 a 20 años.

Los usuarios residenciales con un alto consumo eléctrico mayor a 500 kWh mensual, tienen un doble beneficio. Por una parte, reducen la cantidad de energía facturada por el autoconsumo y el vertido de los excedentes, y por otra, al reducirse la cantidad de kWh que serán facturados su costo unitario también se reduce debido al manejo de bandas para los costes de kWh implementada en Ecuador.

El crecimiento de las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico en Ecuador a partir de la publicación de sus regulaciones: ARCONEL 003/18 en 2018 y ARCERNNR-001/2021 en 2020, no ha obtenido los resultados esperados, obteniendo hasta octubre del 2021 solo 114 sistemas aprobados.

El futuro fotovoltaico del Ecuador, dependerá en gran medida, de la actualización que se da a la legislación que lo regula. Entre las recomendaciones que se pueden inferir de la presente investigación están:

- Implementar incentivos fiscales para sistemas fotovoltaicos de autoconsumo de potencias pequeñas en compensación de los derechos de importación. Simplificar la concesión de permisos.
- Desarrollo de autoconsumo fotovoltaico compartido.
- Despliegue de contadores inteligentes.
- Evaluación de los objetivos para ajustar los incentivos y el futuro desarrollo de la normativa de autoconsumo fotovoltaico.

6. Agradecimiento

Se extiende el agradecimiento por el apoyo de la Universidad Nacional de Loja a través del proyecto: “DESARROLLO DE UN SISTEMA DE SOPORTE DE DECISIONES PARA EL AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO EN EL ECUADOR: CASO PRÁCTICO EN LA REGIÓN SUR”. Proyecto 34-DI-FEIRNNR-2021.

7. Bibliografía

- [1] IEA PVPS et al., Trends 2018 in Photovoltaics Applications — Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2017. 2018.
- [2] ARCONEL, “Regulación para microgeneración fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores – ARCONEL,” Nov. 2018.
- [3] ARCERNNR, REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-001/2021. Ecuador, 2021, pp. 1–39.
- [4] ARCERNNR, “Registro Nacional de Autorizaciones para Consumidores con SFV,” Oct. 2019.
- [5] IEA, “World Energy Outlook 2020 -Summary,” Report, pp. 1–25, 2020, Accessed: Jun. 17, 2021. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020?mode=overview>.
- [6] Comisión Técnica CTFE, “Factor de emisión de CO₂ del Sistema Interconectado de Ecuador,” Jun. 2020. Accessed: May 13, 2022. [Online]. Available: https://www.ambiente.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/11/factor_de_emision_de_co2_del_sistema_nacional_interconectado_de_ecuador_-_informe_2019.pdf.
- [7] Espol, “Lenín Moreno en COP25,” 2020. <http://www.ceap.espol.edu.ec/es/content/lenin-moreno-en-cop25-estamos-empeñados-en-focalizar-los-subsidios-de-combustibles-fosiles> (accessed May 13, 2022).
- [8] Resch Rhone, “La promesa de la energía solar: Estrategia energética para reducir las emisiones de carbono en el siglo XXI | Naciones Unidas,” Naciones Unidas. <https://www.un.org/es/chronicle/article/la-promesa-de-la-energia-solar-estrategia-energetica-para-reducir-las-emisiones-de-carbono-en-el> (accessed May 13, 2022).
- [9] V. Bertsch, J. Geldermann, and T. Lühn, “What drives the profitability of household PV investments, self-consumption and self-sufficiency?,” Appl. Energy, vol. 204, pp. 1–15, 2017, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.06.055.

- [10] P. Onu and C. Mbohwa, “Advances in Solar Photovoltaic Grid Parity,” Proc. 2019 7th Int. Renew. Sustain. Energy Conf. IRSEC 2019, Nov. 2019, doi: 10.1109/IRSEC48032.2019.9078175.
- [11] C. Breyer and A. Gerlach, “Global overview on grid-parity,” Prog. Photovoltaics Res. Appl., vol. 21, no. 1, pp. 121–136, Jan. 2013, doi: 10.1002/PIP.1254.
- [12] EU Science Hub, “Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS),” 2020.
- [13] Asamblea Nacional de la República del Ecuador, Ley Orgánica de Eficiencia Energética. 2019.
- [14] The World Bank, “Mapas de recursos solares y datos GIS para más de 180 países | Solargis.” <https://solar-gis.com/es/maps-and-gis-data/download/ecuador> (accessed Jan. 14, 2022).
- [15] Fronius International GmbH, “Fronius Solar.web.” <https://www.solarweb.com/> (accessed Dec. 17, 2021).
- [16] Fronius International GmbH, “Inversor Fronius Primo.” <https://www.fronius.com/es-es/spain/energia-solar/instaladores-y-socios/datos-tecnicos/todos-los-productos/inversor/fronius-primo/fronius-primo-3-0-1> (accessed Dec. 17, 2021).
- [17] ARCERNNR, “Cargos Tarifarios del SPEE 2021,” 2021.
- [18] R. Contreras, “Análisis de las tarifas del sector eléctrico: los efectos del COVID-19 y la integración energética en los casos de la Argentina, Chile, el Ecuador, México y el Uruguay,” Recursos Naturales y Desarrollo, N° 199 (LC/TS.2020/146), Santiago, 2020.
- [19] Pro-Ecuador, “Incentivos,” 2021. Accessed: Nov. 02, 2021. [Online]. Available: <https://www.proecuador.gob.ec/incentivos/>.
- [20] Ingeniería-Verde, “Ingeniería Verde – Energía Renovable Ecuador,” 2021. <https://www.ingenieriaverde.org/> (accessed Nov. 02, 2021).
- [21] ARCERNNR, “Estadística Anual y Multianual del Sector Eléctrico Ecuatoriano 2021,” Quito, 2021.