

UCUENCA

Universidad de Cuenca

Facultad de Ingeniería

Maestría en Electricidad, Mención Redes Eléctricas Inteligentes

**Análisis Comparativo Tecno – Económico de Sistemas de Generación
Solares Fotovoltaicos Con y Sin Seguimiento Solar, para
Autoabastecimiento de la Demanda de Clientes Residenciales Tipo C de la
Empresa Eléctrica Regional Centro Sur (EERCS)**


Trabajo de titulación previo a la
obtención del título de Magíster en
Electricidad, Mención Redes Eléctricas
Inteligentes

Autor:

Wilson Stalin Pinos Narváez

Director:

Vinicio Estuardo Iñiguez Moran

ORCID:  0000-0001-7494-191X

Cuenca, Ecuador

2023-07-27

Resumen

El presente estudio consiste en el análisis comparativo tecno-económico de 3 sistemas de generación solar fotovoltaica (SFV) con y sin seguimiento solar. Los SFV evaluados incluyen un sistema fijo con paneles de silicio monocristalino (SFV1), un sistema fijo con paneles de silicio policristalino (SFV2) y un sistema móvil con seguidor solar de un eje y dos ejes conformado por paneles policristalinos (SFV3). Se evaluaron los sistemas para el autoabastecimiento de la demanda de clientes residenciales tipo C de la EERCS. Se desarrolló una metodología que consistió en utilizar una base de 525.600 datos de potencia de cada SFV registrados en el sistema SCADA del Laboratorio de Micro-Red del Centro Científico, Tecnológico y de Investigación Balzay de la Universidad de Cuenca, en el año 2022. Los datos se filtraron y procesaron para obtener las curvas de potencia de cada SFV en kW y p.u., la energía total producida mediante la integración numérica de las curvas de potencia y el factor de planta de cada sistema. Posteriormente, se dimensionaron los nuevos SFV y finalmente se calcularon los costos de inversión inicial, ahorro anual, periodo de recuperación, valor actual neto y tasa interna de retorno para cada SFV_{A_TipoC_(1, 2 y 3)}, para determinar el SFV más rentable. El análisis se realizó para SFV_{A_TipoC_(1, 2 y 3)} integrados por 8, 6 y 4 paneles, respectivamente. De los resultados obtenidos, todos cumplen con los parámetros para su implementación, sin embargo, existe una ligera superioridad en términos económicos y técnicos de los SFV conformado por 6 paneles. En términos técnicos, el SFV_{A_TipoC_3} de 6 paneles, es más eficiente que los SFV_{A_TipoC_3} debido a que tiene un rendimiento superior (15,73%) con respecto a los sistemas fijos. En términos económicos, el sistema más rentable es SFV_{A_TipoC_1}, con una TIR del 8,35%, un VAN de \$1.849,73 y un periodo de recuperación de la inversión de 10 años. Razón por la cual, SFV_{A_TipoC_1} compuesto por 6 paneles, es la opción más recomendable para el usuario debido a su alto rendimiento energético, menor costo de inversión inicial, capacidad para abastecer la carga y menor período de recuperación de la inversión.

Palabras clave: Generación distribuida, micro-red, autoabastecimiento residencial.



El contenido de esta obra corresponde al derecho de expresión de los autores y no compromete el pensamiento institucional de la Universidad de Cuenca ni desata su responsabilidad frente a terceros. Los autores asumen la responsabilidad por la propiedad intelectual y los derechos de autor.

Repositorio Institucional: <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

Abstract

This present study consists of a comparative techno-economic analysis of three solar photovoltaic (SFV) generation systems with and without solar tracking. The SFVs evaluated include a fixed system with monocrystalline silicon panels (SFV1), a fixed system with polycrystalline silicon panels (SFV2), and a mobile system with a single-axis and dual-axis solar tracker made up of polycrystalline panels (SFV3). The systems were evaluated for the self-supply of the demand from type C residential customers of "EERCS". A methodology was developed that consisted of use a base of 525.600 power data points for each SFV registered in the SCADA system of the Micro-Grid Laboratory of the Balzay Scientific, Technological, and Research Center of the University of Cuenca, in the year 2022. The data was filtered and processed to obtain the power curves of each SFV in kW and p.u., the total energy produced was calculated by numerical integration of the power curves and the plant factor of each system. Subsequently, the new photovoltaic systems were dimensioned and finally the initial investment costs, annual savings, recovery period, net present value and internal rate of return were calculated for each SFV_{A_TipoC_(1, 2 y 3)}, to determine the most profitable SFV. The analysis was carried out for SFV_{A_TipoC_(1, 2 y 3)} made up of 8, 6 and 4 panels, respectively. Of the results obtained, all meet the necessary parameters for its implementation, however, there is a slight superiority in economic and technical terms of the SFV made up of 6 panels. In technical terms, the SFV_{A_TipoC_3} of 6 panels, is more efficient than the SFV_{A_TipoC_1-2} because it has a superior performance (15.73%) with respect to fixed systems. In economic terms, the most profitable system is SFV_{A_TipoC_1}, with an IRR of 8.35%, a NPV of \$1,849.73 and a payback period of 10 years. Reason why, SFV_{A_TipoC_1} composed of 6 panels, is the most recommended option for the user due to its high energy performance, lower initial investment cost, capacity to supply the load and shorter investment recovery period.

Keywords: Distributed generation, micro-grid, residential self-supply.



The content of this work corresponds to the right of expression of the authors and does not compromise the institutional thinking of the University of Cuenca, nor does it release its responsibility before third parties. The authors assume responsibility for the intellectual property and copyrights.

Institutional Repository: <https://dspace.ucuenca.edu.ec/>

Índice de contenido

| | |
|---|----|
| Resumen..... | 2 |
| Abstract..... | 3 |
| Agradecimiento..... | 7 |
| Dedicatoria..... | 8 |
| 1 Introducción..... | 9 |
| 1.1 SFVs para autoabastecimiento residencial..... | 9 |
| 1.2 Recurso solar en Ecuador..... | 10 |
| 1.3 Regulaciones del sector energético ecuatoriano para GD y autoabastecimiento..... | 11 |
| 1.4 Tecnologías de paneles solares para SFVs..... | 12 |
| 1.5 SFVs con y sin seguimiento solar..... | 13 |
| 1.6 Laboratorio de Micro-Red..... | 13 |
| 2 Materiales y Métodos..... | 15 |
| 2.1 SFVs del Laboratorio de Micro-Red..... | 15 |
| 2.2 Producción energética de los SFV del Laboratorio de Micro-Red..... | 16 |
| 2.3 Regulación Nro. ARCERNNR-001/2021..... | 17 |
| 2.4 Dimensionamiento de SFVs con y sin seguimiento solar para autoabastecimiento..... | 17 |
| 2.5 Análisis Económico..... | 20 |
| 3 Resultados y Discusión..... | 22 |
| 3.1 Producción energética de los SFV del Laboratorio de Micro-Red..... | 22 |
| 3.2 Dimensionamiento de los SFV _{A_TipoC} | 24 |
| 3.3 Análisis Económico..... | 29 |
| 4 Conclusiones..... | 33 |
| 5 Recomendaciones..... | 35 |
| 6 Referencias..... | 36 |
| 7 Anexos..... | 41 |

Índice de figuras

| | |
|---|----|
| Figura 1. Mapa de Irradiación Solar Global Horizontal (GHI) Anual del Ecuador 2019..... | 10 |
| Figura 2. Emplazamiento físico de los (SFVs) del Laboratorio de Micro-Red..... | 15 |
| Figura 3. Curva de demanda tipo de consumidores residencial Tipo C de la EERCS..... | 18 |
| Figura 4. Producción de energía anual..... | 22 |
| Figura 5. Potencia SFV1, SFV2, SFV3 en p.u..... | 23 |
| Figura 6. Potencia SFV1, SFV2, SFV3 en p.u..... | 23 |
| Figura 7. Energía anual proyectada por cada tipo de $SFV_{A_TipoC_{(1, 2 y 3)}}$ | 25 |
| Figura 8. Curva de Carga vs $SFV_{A_TipoC_{(1, 2 y 3)}}$ – mes menos favorable..... | 26 |
| Figura 9. Curva de Carga vs $SFV_{A_TipoC_{(1, 2 y 3)}}$ – mes más favorable..... | 26 |
| Figura 10. Punto de equilibrio de los $SFV_{A_TipoC_{(1, 2 y 3)}}$ con 6 paneles..... | 31 |

Índice de tablas

| | |
|--|----|
| Tabla 1. Factor de planta del Laboratorio de Micro-Red. | 24 |
| Tabla 2. Cálculo del número de paneles. | 24 |
| Tabla 3. Factor de planta para cada $SFV_{A_TipoC_{(1, 2 y 3)}}$ | 27 |
| Tabla 4. Energía neta mensual de cada $SFV_{A_TipoC_{(1, 2 y 3)}}$ con 8 paneles. | 27 |
| Tabla 5. Energía neta mensual de cada $SFV_{A_TipoC_{(1, 2 y 3)}}$ con 6 y 4 paneles. | 28 |
| Tabla 6. Saldo de energía acumulado de cada $SFV_{A_TipoC_{(1, 2 y 3)}}$ con 8, 6 y 4 paneles. | 29 |
| Tabla 7. Resumen de información de los $SFV_{A_TipoC_{(1, 2 y 3)}}$ con 6 paneles. | 30 |
| Tabla 8. Costo inicial de inversión de los $SFV_{A_TipoC_{(1, 2 y 3)}}$ con 6 paneles. | 30 |
| Tabla 9. Costo inicial y periodo de recuperación de los $SFV_{A_TipoC_{(1, 2 y 3)}}$ con 6 paneles. . | 31 |
| Tabla 10. TIR y VAN de los $SFV_{A_TipoC_{(1, 2 y 3)}}$ con 6 paneles. | 32 |
| Tabla 11. Balance neto de energía para $SFV_{A_TipoC_{(1, 2 y 3)}}$ con 8 paneles. | 41 |
| Tabla 12. Balance neto de energía para $SFV_{A_TipoC_{(1, 2 y 3)}}$ con 6 paneles. | 41 |
| Tabla 13. Balance neto de energía para $SFV_{A_TipoC_{(1, 2 y 3)}}$ con 4 paneles. | 42 |

Agradecimiento

Agradezco en primer lugar a Dios por darme la vida y bendecirme con unos padres maravillosos que me apoyan incondicionalmente en cada una de las etapas de mi vida.

A mi director Ing. Vinicio Iñiguez, MSc (Técnico Docente del Laboratorio de Micro-Red) por su tiempo y sus conocimientos que ayudaron al desarrollo de esta investigación.

Finalmente, agradezco a la Universidad de Cuenca y al Ing. Danny Ochoa Correa, PhD (Jefe de Laboratorio) por autorizar el acceso a las instalaciones del Laboratorio de Micro-Red del Centro Científico Tecnológico y de Investigación Balzay (CCTI-B), y por facilitar los datos históricos del sistema de generación solar fotovoltaico e información técnica del equipamiento tecnológico indispensables para la ejecución del trabajo investigativo.

Dedicatoria

A mi esposa Lorena y a mi madre Nelly por siempre confiar en mí.

1 Introducción

La generación solar fotovoltaica es una alternativa prometedora a las fuentes de energía tradicionales basadas en combustibles fósiles por su carácter respetuoso con el medio ambiente y el potencial ahorro económico que ofrece a los consumidores [1]. En los últimos años, el uso de paneles solares ha aumentado significativamente, con dos tecnologías principales dominando el mercado: paneles de silicio monocristalino y paneles de silicio policristalino [2]. Además, se han desarrollado sistemas de seguimiento solar para mejorar el rendimiento de los sistemas fotovoltaicos (SFV) que optimizan el ángulo de incidencia de los rayos solares sobre los paneles [3].

El propósito de esta investigación es realizar un análisis técnico y económico de los SFVs con y sin seguimiento solar implementados en el Laboratorio de Micro-Red de la Universidad de Cuenca, para determinar su aplicabilidad en el autoabastecimiento de energía de consumidores residenciales categorizados como tipo C por la compañía distribuidora (rango de consumo mensual de 111 a 180 kWh) Empresa Eléctrica Regional Centro Sur (EERCS) de la ciudad de Cuenca, Ecuador. Para esto se analizan los datos históricos de producción de energía de los SFVs con y sin seguimiento solar que están implementados en el laboratorio. Una vez analizados estos datos, se dimensionan SFVs con y sin seguimiento solar (con todo el equipamiento técnico necesario), considerando que deben suplir parcial o totalmente la demanda de los consumidores estratificados como clientes tipo C de la EERCS. Finalmente, se realiza un análisis económico para determinar qué SFV es viable implementar para los consumidores del estrato seleccionado, mediante la determinación del valor actual neto (VAN) inicial y la tasa interna de retorno (TIR).

Este trabajo pretende aportar elementos de análisis que puedan ser utilizados por: 1) los responsables de la toma de decisiones en el sector energético para fomentar la implementación de SFVs destinados al autoabastecimiento de consumidores residenciales, y 2) los mismos consumidores residenciales, para que puedan elegir el SFV técnica y económicamente, más conveniente para abastecer su demanda.

1.1 SFVs para autoabastecimiento residencial

La generación solar fotovoltaica se ha convertido en una opción cada vez más popular para la generación distribuida (GD), especialmente para el autoabastecimiento de usuarios sobre todo residenciales [4]. La posibilidad de generar electricidad *in situ* mediante paneles

solares fotovoltaicos ofrece ventajas, tales como una menor dependencia de la red eléctrica y reducción en el costo mensual de la energía consumida [5]. En la actualidad, alrededor del mundo existen numerosos casos de éxito de consumidores residenciales que han adoptado sistemas solares fotovoltaicos, a menudo con la ayuda de incentivos gubernamentales o programas comunitarios [6]. Un ejemplo notable es el programa Solarize de Connecticut (USA), que ayudó a más de 1.300 propietarios a instalar SFVs en sus hogares y generó un incremento del 20% de este tipo de instalaciones en todo el estado [7]. Además, el programa SolarCity de California (USA) [8] proporciona opciones de arrendamiento financiero para SFVs residenciales, haciéndolos más accesibles para los propietarios de viviendas que no dispongan del capital inicial para comprar el sistema. Los resultados de estos programas demuestran la aplicabilidad de los SFVs para el autoabastecimiento de consumidores residenciales.

1.2 Recurso solar en Ecuador

Ecuador es una nación rica en recursos solares, con amplias zonas del país que reciben altos niveles de irradiación solar [9]. Según el Mapa Solar de Ecuador 2019 de la Escuela Politécnica Nacional (EPN) [10], la irradiación solar horizontal (GHI, Global Horizontal Irradiance en inglés) sobre nuestro país varía entre 2,9 kWh/m²/día y 6,3 kWh/m²/día.

Según [10] las zonas continentales de elevada altitud registran mayor GHI, mientras que los territorios de transición hacia la costa o el oriente registran valores menores. Esto se observa en la Figura 1, donde el mapa muestra que los niveles más elevados de GHI están en la sierra ecuatoriana.

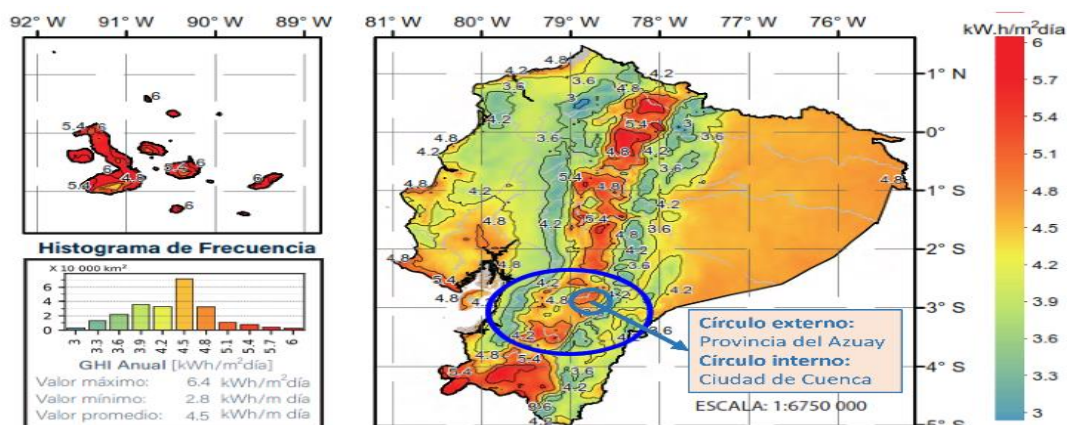


Figura 1. Mapa de Irradiación Solar Global Horizontal (GHI) Anual del Ecuador 2019. En el mapa se distingue la ubicación de la provincia del Azuay (círculo azul externo) y de la ciudad de Cuenca (círculo azul interno). Fuente: [10]

La provincia del Azuay y su capital Cuenca (ubicada a 2.560 m.s.n.m) evidencian altos niveles de GHI. También se observa que el archipiélago de Galápagos dispone de una irradiancia muy elevada. Las condiciones climáticas en Ecuador son favorables para la generación solar fotovoltaica, con una baja incidencia de nubes y precipitaciones en las distintas regiones de su territorio, particularmente durante la estación seca [11]. Además, el país tiene una media de 12 horas de sol al día, lo que lo convierte en un lugar propicio para el desarrollo de la energía solar [12] [13]. La disponibilidad de altos niveles de recursos solares en Ecuador representa una oportunidad para el despliegue de SFVs, particularmente en sistemas de GD para aplicaciones residenciales y comerciales [14].

1.3 Regulaciones del sector energético ecuatoriano para GD y autoabastecimiento

El marco legal del mercado eléctrico ecuatoriano continúa desarrollándose desde hace más de una década, con el propósito de promover la implementación de la GD y el autoabastecimiento a través de fuentes de energía renovable. El mapa normativo del sector eléctrico ecuatoriano completo se encuentra en [15], para mayor referencia. El actual marco regulatorio para la GD en Ecuador se basa en el Reglamento del Mercado Eléctrico, que fue establecido por la extinta Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) del Mercado Eléctrico en 2018 [16].

A partir de 2021, en Ecuador está vigente la Regulación Nro. ARCERNNR-001-2021 denominada Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica, emitida por la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables (ARCERNNR). Cuyo objetivo es «Establecer las disposiciones para el proceso de habilitación, conexión, instalación y operación de sistemas de generación distribuida basadas en fuentes de energía renovable para el autoabastecimiento de consumidores regulados» [17, p. 4]

La regulación [17] aborda la caracterización de los sistemas de generación distribuida para el autoabastecimiento (SGDA), y sus modalidades; los procedimientos para obtener la factibilidad de conexión, y para su habilitación; los requisitos técnicos para la interconexión a la red, operación y mantenimiento; el tratamiento de la energía producida por el SGDA, medición y facturación, y el régimen de infracciones y sanciones. Para la presente investigación, el aspecto más relevante de la regulación vigente es el tratamiento de la

energía generada por fuentes de energía renovables, que se aborda en el capítulo sexto titulado Balance de Energía, Medición y Facturación.

El artículo 18 de [17] establece que el propósito de un SGDA, es el autoabastecimiento de la demanda asociada al contrato del consumidor y en caso de existir excedentes de energía estos se inyectarán a la red de distribución. Constan también las disposiciones para el tratamiento de los excedentes, que básicamente obligan a la distribuidora a calcular el balance de energía neto mensual y anual; con base en el cual se calcula el valor monetario que se facturará al consumidor, así como también el crédito de energía mensual a favor del consumidor. Este aspecto se tratará con mayor detalle en la sección 2 de este documento.

Finalmente, es importante destacar que Ecuador ha implementado incentivos financieros para la adopción de sistemas de energía renovable, como exenciones fiscales y subvenciones para la compra de SFV [18]. El marco normativo, los incentivos financieros de Ecuador proporcionan un entorno favorable para el desarrollo de la GD y el autoabastecimiento mediante SFV, ya han contribuido al crecimiento del sector de las energías renovables en el país [19].

1.4 Tecnologías de paneles solares para SFVs

Los paneles de silicio monocristalino y los de silicio policristalino, son dos de las tecnologías más utilizadas en el mercado comercial [20]. Los paneles de silicio monocristalino están hechos de un solo cristal de silicio, lo que los hace más eficientes energéticamente que los paneles policristalinos. Los paneles monocristalinos suelen tener un índice de eficiencia más alto, que oscila entre el 15% y el 22%, lo que significa que pueden generar más electricidad por la misma superficie que los paneles policristalinos [21]. En cambio, los paneles policristalinos están hechos de múltiples cristales de silicio, lo que los hace menos eficientes, con índices de eficiencia que oscilan entre el 13% y el 16% [22].

Sin embargo, la fabricación de los paneles policristalinos suele ser menos costosa que la de los monocristalinos, lo que los convierte en una opción más rentable para algunos consumidores. La diferencia de costo entre las dos tecnologías puede ser significativa, ya que los paneles monocristalinos suelen costar del 10% al 20% más que los policristalinos [23]. En general, la elección entre paneles, dependerá de las necesidades específicas y del presupuesto del consumidor.

1.5 SFVs con y sin seguimiento solar

Los sistemas de seguimiento solar están diseñados para seguir la trayectoria del sol a medida que se desplaza por el cielo, optimizando la cantidad de energía solar captada por los paneles fotovoltaicos [24]. Existen dos tipos comunes de sistemas de seguimiento solar: los de un eje y los de dos ejes [25]. Los primeros hacen girar los paneles sobre un único eje, siguiendo normalmente el movimiento del sol de este a oeste, mientras que los seguidores de dos ejes permiten la rotación sobre dos ejes, ajustándose tanto al movimiento este - oeste como a los cambios estacionales en la altitud del sol [26].

En comparación con los sistemas fijos, los sistemas de seguimiento solar pueden aumentar la eficiencia energética hasta un 30% [27]. Esto se debe a que los paneles están por lo general siempre bien posicionados para recibir la máxima cantidad de luz solar, lo que permite generar más energía a lo largo de un día [28]. Los seguidores de doble eje suelen proporcionar la mayor eficiencia energética, ya que son capaces de ajustarse tanto al movimiento este-oeste como a los cambios estacionales en la altitud del sol. Sin embargo, el coste de los seguidores de dos ejes es mayor que el de los seguidores de un eje y los sistemas fijos, debido a su mayor complejidad y al hardware adicional necesario para su funcionamiento [29]. Los seguidores de un solo eje son menos costosos que los de dos ejes, pero aun así ofrecen ganancias significativas en eficiencia energética. Los sistemas fijos, por su parte, son la opción más rentable, pero su posición fija limita la generación de energía [30]. La elección del sistema de seguimiento solar dependerá de las necesidades específicas del proyecto: los seguidores de doble eje, más caros, ofrecen la mayor eficiencia energética, mientras que los seguidores de un solo eje, más asequibles, siguen proporcionando ganancias significativas respecto a los sistemas fijos.

1.6 Laboratorio de Micro-Red

El Laboratorio de Micro-Red del Centro Científico, Tecnológico y de Investigación Balzay (CCTI-B) de la Universidad de Cuenca, está dotado de recursos tecnológicos y personal técnico especializado para llevar a cabo Investigación, Desarrollo Tecnológico e Innovación (I+D+i) [31].

La principal línea de investigación del laboratorio, se enfoca en las Energías Renovables No Convencionales (ERNC), por lo cual dispone de equipamiento de generación de energía (granja solar fotovoltaica, miniparque eólico, mini turbina hidrocínética, grupos

electrógenos, fuentes programables AC y DC, y vector energético de hidrógeno), sistemas de almacenamiento de energía (bancos de baterías de iones de litio y plomo ácido, batería de flujo redox, y banco de supercapacitores), cargas eléctricas (estaciones de carga de vehículos eléctricos, cargas electrónicas programables, etc.), e instrumentación. Una descripción general del laboratorio se puede encontrar en [32].

El laboratorio cuenta con una granja solar fotovoltaica de 35 kW, que emplea paneles de silicio monocristalino (15 kW) y silicio policristalino (15 kW), instalados en estructuras estáticas que aprovechan el recorrido este - oeste del sol durante las horas en las que se dispone de radiación solar. También se dispone de 5 kW de potencia instalada, en paneles solares policristalinos con mecanismo de seguimiento solar en uno y dos ejes.

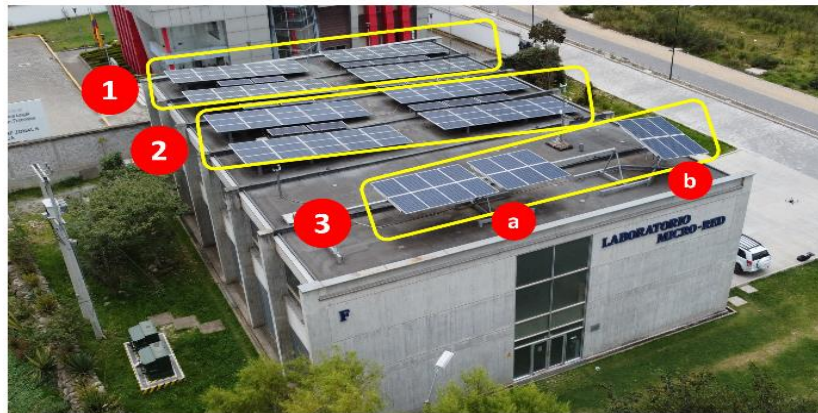
2 Materiales y Métodos

2.1 SFVs del Laboratorio de Micro-Red

El Laboratorio de Micro-Red está ubicado al noroeste de la ciudad de Cuenca, provincia del Azuay, Ecuador a 2.600 m.s.n.m (aprox.). Las coordenadas de la ubicación geográfica del edificio en el sistema WGS84 son: (2,891918819933002, -79,03857439068271), latitud y longitud respectivamente. La terraza del edificio tiene una superficie de 750 m² en donde están emplazados los tres SFVs del laboratorio, con una potencia instalada total de 35 kW, ver Figura 2.

Los tres sistemas en conjunto tienen 140 paneles solares marca Atersa (España) de 250 W cada uno. Los dos sistemas fijos (sin seguimiento solar) están conformados por 60 paneles cada uno (15 kW) que reposan orientados en un ángulo de 5° norte. El sistema que emplea paneles de silicio monocristalino se denomina SFV1; mientras que, el que emplea paneles de silicio policristalino se denomina SFV2. En ambos casos se conectan a inversores de 15 kW, de dos niveles con algoritmo de seguimiento de punto de máxima potencia (MPPT, maximum power point tracking en inglés), marca GPTEch.

El sistema móvil se denomina SFV3 y está conformado por 20 paneles policristalinos, 14 (3,5 kW) con seguimiento solar este - oeste en un eje, y 6 (1,5 kW) con seguimiento solar en dos ejes [33]. Este sistema está conectado a un inversor de 5 kW, con MPPT, y marca Fronius.



1. SFV1 – Fijo: 60 Paneles silicio monocristalino (15 kW)
2. SFV2 – Fijo: 60 Paneles de silicio policristalino (15 kW)
3. SFV3 – Móvil: 20 Paneles de silicio policristalino (5 kW) movimiento en a) 1 eje; b) 2 ejes.

Figura 2. Emplazamiento físico de los (SFVs) del Laboratorio de Micro-Red. Potencia total instalada 35 kW. Crédito fotográfico: María Isabel Larriva, egresada de la carrera de Electricidad

El seguidor en un eje de SFV3 básicamente está compuesto por los paneles, un pistón neumático y un sistema de control de energía denominado DEGER, el cual consiste de un convertidor de energía y una caja central de control. Todos estos componentes se alojan sobre una estructura de acero [35]. La señal de radiación que llega al prisma sensor se utiliza para controlar el movimiento del pistón neumático y lograr que la estructura oriente los paneles, maximizando la captación del recurso solar con el movimiento de este a oeste.

Por otra parte, el seguidor en dos ejes de SFV3, también se sostiene sobre una estructura de acero, pero a diferencia del seguidor en un eje, éste cuenta con dos pistones neumáticos cuya señal de actuación, es proporcionada por un sistema de control. Un algoritmo que emplea la geolocalización del laboratorio y la hora del día ajusta el movimiento de los pistones de manera que se maximice la captación del recurso solar tanto en latitud como en longitud.

Los tres sistemas tienen salidas AC trifásicas a 220V/60 Hz, que se conectan a la barra 1 de la Micro-Red, de manera que la energía generada se destina al autoabastecimiento del laboratorio y los excedentes se inyectan a la red de distribución eléctrica en bajo voltaje.

2.2 Producción energética de los SFV del Laboratorio de Micro-Red

El análisis de la producción de energía solar del laboratorio, se llevó a cabo utilizando 525.600 datos de potencia de cada SFV, registrados por el sistema SCADA de la Micro-Red en el año 2022 (del 01 de enero al 31 de diciembre), con una frecuencia de muestreo de un minuto. Los datos se filtraron y procesaron para obtener las curvas de potencia de cada SFV, tanto en kW como en por unidad (p.u.). Se calculó la energía total producida mediante la integración numérica de las curvas de potencia y finalmente se obtuvo el factor de planta (CF, capacity factor en inglés) de cada sistema en porcentaje, mediante la expresión (1):

$$CF = \frac{E_R}{E_T} \cdot 100 \% \quad (1)$$

En donde, E_R es la energía real producida en un año, medida en kWh; y E_T es la energía máxima nominal posible que el sistema puede producir, también en kWh. Este último término se calcula multiplicando la potencia instalada del sistema en kW por 8760 horas (total de horas de un año).

2.3 Regulación Nro. ARCERNNR-001/2021

Uno de los principales beneficios de la implementación de un SGDA en Ecuador, es la aplicación del cálculo de balance neto de energía mensual establecido en la Regulación Nro. ARCERNNR-001/2021, que permite a los consumidores inyectar a la red de distribución el exceso de energía producida por sus sistemas de generación. Así, el consumidor recibe a cambio un crédito energético que reduce el monto a facturar al final del mes, y que puede acumularse para el mes siguiente hasta por 2 años. De acuerdo a la regulación, el balance neto de energía se calcula con la ecuación (2):

$$ENET_i = ERED_i - EINY_i \quad (2)$$

En donde, $ENET_i$ es la energía neta en el mes de consumo i , $ERED_i$ es la energía consumida desde la red de distribución en el mes de consumo i , y $EINY_i$ es la energía inyectada por el SGDA en el mes de consumo i . Todos los términos de la ecuación (2) se miden en kWh. Por otro lado, la mencionada regulación establece las especificaciones técnicas para la aprobación, implementación, interconexión a la red eléctrica y operación de un SGDA de categoría 1; es decir, con una potencia nominal de hasta 1 MW.

En cuanto al dimensionamiento del sistema, la resolución indica que ésta debe estar en función de la demanda energética del consumidor, la ubicación geográfica del proyecto y las características técnicas del SGDA.

2.4 Dimensionamiento de SFVs con y sin seguimiento solar para autoabastecimiento

Para desarrollar esta investigación, se solicitó la curva de demanda típica de consumidores residenciales tipo C a la EERCS. La respuesta de la empresa fue favorable y facilitó el documento [36]. La curva describe el consumo energético típico horario del consumidor durante un día completo y es esencial para dimensionar el SGDA, ver Figura 3. Esta información y los resultados del análisis de la producción energética de los SFVs del Laboratorio de Micro-Red se utilizaron para dimensionar SFVs con y sin seguimiento solar para el autoabastecimiento de la demanda de consumidores, estratificados como tipo C por la empresa distribuidora (cálculo del número de paneles del SFV, potencia nominal del inversor, etc.).

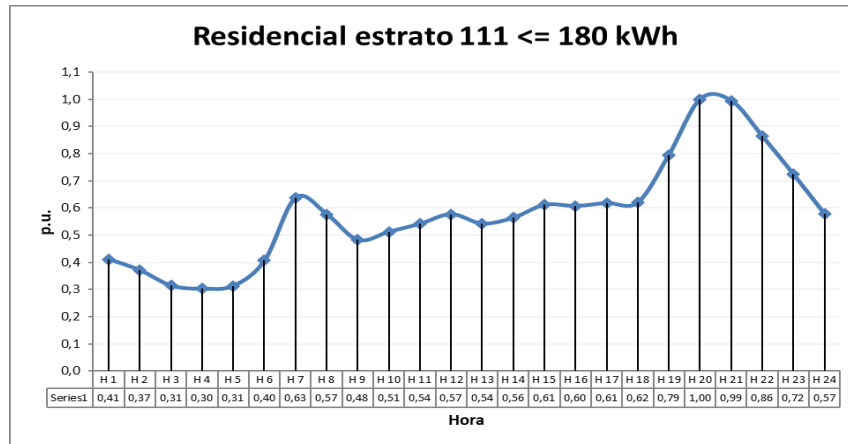


Figura 3. Curva de demanda tipo de consumidores residencial Tipo C de la EERCS. Fuente: [37]

En la Figura 3 , se observa que el consumo de energía es más alto al iniciar el día 07:00 (H7) y en horas de la noche a partir de las 18:00 (H18). El pico de demanda máxima ocurre a las 20:00 (H20). Según las estadísticas de consumo de energía de la EERCS, un usuario típico estratificado como tipo C en Cuenca, consume entre 111 kWh y 180 kWh de energía mensualmente [38]. Este consumo puede variar en función de factores tales como, el tamaño de la casa, el número de ocupantes, el tipo de electrodomésticos utilizados y los hábitos diarios de los ocupantes.

Para facilitar la comprensión del trabajo realizado, de ahora en adelante se hará referencia a los sistemas de generación solares fotovoltaicos con y sin seguimiento solar dimensionados, para el autoabastecimiento de consumidores residenciales tipo C como: SFV_{A_TipoC_1} (sistema fijo monocristalino), SFV_{A_TipoC_2} (sistema fijo policristalino), y SFV_{A_TipoC_3} (sistema móvil policristalino).

El dimensionamiento de la potencia nominal de un SGDA de categoría 1, parte de la energía mensual consumida por un usuario a lo largo de un año y de acuerdo a [39] se calcula mediante la expresión (3):

$$P_{N_SFV_A_TipoC} = \frac{\sum_{i=1}^{12} E_i}{CF \cdot 8.760} \quad (3)$$

En donde, E_i es la energía requerida por el consumidor en el mes de consumo i (con $i = 1, 2, \dots, 12$; meses del año), CF es el factor de planta de diseño que se multiplica por el número de horas de un año (8.760).

El número de paneles requerido por cada $SFV_{A_TipoC_{(1, 2 y 3)}}$, viene dado por la ecuación (4):

$$N_p = \frac{P_{N_SFV_A_TipoC}}{P_{nom_Panel}} \quad (4)$$

Debido a que esta investigación propone dimensionar SFVs con y sin seguimiento solar para autoabastecimiento residencial, teniendo como referencia la producción energética real del Laboratorio de Micro-Red, se decidió estimar la producción energética que tendría cada uno de los $SFV_{A_TipoC_{(1, 2 y 3)}}$ con potencias nominales calculadas mediante (3), mediante un escalamiento de las curvas de potencia del laboratorio.

El factor de escalamiento (FE) se calcula mediante la expresión (5):

$$FE = \frac{P_{N_Lab}}{P_{N_SFV_A_TipoC}} \quad (5)$$

En donde, P_{N_Lab} es la potencia nominal instalada del laboratorio (15 kW para SFV1 y SFV2, y 5 kW para SFV3), y $P_{N_SFV_A_TipoC}$ es la potencia nominal calculada mediante (3) para cada $SFV_{A_TipoC_{(1, 2 y 3)}}$.

Se aplicó el factor de escalamiento a los datos reales del laboratorio y luego se procedió a estimar la potencia promedio horaria de cada mes, en cada uno de los $SFV_{A_TipoC_{(1, 2 y 3)}}$. Con este insumo se calcula la energía mensual promedio que generarían los $SFV_{A_TipoC_{(1, 2 y 3)}}$ y con este resultado se consigue estimar la producción energética anual de dichos sistemas ($E_{Anual_SFV_A_TipoC}$).

Para continuar con el dimensionamiento, primero es necesario analizar la energía de la demanda. La potencia horaria de la carga de un cliente tipo C, se obtiene a partir de la Figura 3. Para obtener los valores de la carga a lo largo del día, primero se calcula la máxima potencia que consume el cliente (P_{MAX_TipoC}). Este valor se calcula dividiendo la energía nominal diaria consumida por un cliente tipo C, para un factor de sobrecarga establecido por la distribuidora para ese tipo de cliente, y el resultado se multiplica por 24 (horas de un día). Los valores de potencia horarios se obtienen multiplicando P_{MAX_TipoC} por los datos horarios en p.u. de la curva de carga del cliente tipo C (Figura 3).

Para comprobar si el CF de cada $SFV_{A_TipoC_{(1, 2 y 3)}}$, se aproxima a los calculados con los datos reales del laboratorio, se utilizan las ecuaciones (1) y (6):

$$E_R = E_{\text{Anual_SFV_A_TipoC}}, \text{ y } E_T = P_{N_SFV_A_TipoC} \cdot 8760 \quad (6)$$

Finalmente, con los datos de energía mensual promedio calculada y la energía máxima consumida por un cliente tipo C (180 kWh), se obtuvo el Balance Neto de Energía conforme (3), para determinar si los $SFV_{A_TipoC_{(1, 2 \text{ y } 3)}}$ son capaces de abastecer la energía demandada por la carga.

2.5 Análisis Económico

Para el análisis económico se consideran los datos como son: energía anual generada en kWh, potencia nominal de cada $SFV_{A_TipoC_{(1, 2 \text{ y } 3)}}$ en kW, potencia nominal de los paneles en kW y el número de paneles calculado. Con estos datos, se obtiene una tabla de costos integrada por los siguientes ítems:

- Costo de SFV
- Costo de inversor
- Costo de estructuras de soporte
- Costo de instalación (mano de obra)

El costo del SFV (C_{SFV}) está definido en la ecuación (7), principalmente depende del número de paneles (N_p) y el costo del panel (C_{P-SFV}), que a su vez está en función de la tecnología utilizada para la captación del recurso solar.

$$C_{SFV} = N_p \times C_{P-SFV} \quad (7)$$

El costo del inversor depende de la potencia nominal del SFV dimensionado, en tanto que los costos de las estructuras de soporte y de instalación son costos comerciales, los cuales se encuentran en el mercado ecuatoriano.

El costo inicial de inversión (8) resulta de la suma de los costos mencionados anteriormente. El costo difiere para el tipo de $SFV_{A_TipoC_{(1, 2 \text{ y } 3)}}$ que se quiera implementar, por la característica y los equipos necesarios.

$$C_I = C_{SFV} + C_{INV} + C_{ES} + C_{MO} \quad (8)$$

Para el análisis económico, también se deben considerar dos factores que son: ahorros anuales (Ah) definido por la ecuación (9) y el periodo de recuperación (PR) ecuación (10).

$$Ah = C_{EAh} + C_{SBAh} \quad (9)$$

$$PR = \frac{C_I}{Ah} \quad (10)$$

En donde, C_{EAh} es el costo de energía que el usuario no cancelaría durante un año, C_{SBAh} es el costo de energía servicios básicos (servicio de alumbrado público, contribución de bomberos, etc), que el usuario se ahorraría cancelar durante un año y el cual está en función de la energía consumida mensualmente.

Una vez que se tienen los datos de costos de inversión, ahorros y período de recuperación para cada $SFV_{A_TipoC_{(1, 2 \text{ y } 3)}}$, se obtiene el VAN y el TIR con el objetivo de determinar qué sistema es el más rentable a lo largo de un determinado periodo de análisis. Para nuestro caso de estudio se estableció un periodo de 25 años.

3 Resultados y Discusión

3.1 Producción energética de los SFV del Laboratorio de Micro-Red

En la Figura 4, se presentan los resultados de la producción de energía en kWh de cada uno de los SFVs del Laboratorio de Micro-Red generados durante el 2022. En concreto, los sistemas fijos sin seguimiento solar SFV1 y SFV2 produjeron 18.974,57 kWh y 18.072,74 kWh, respectivamente. Por su parte, SFV3 con seguimiento solar generó 6.965,60 kWh durante el mismo periodo de tiempo.

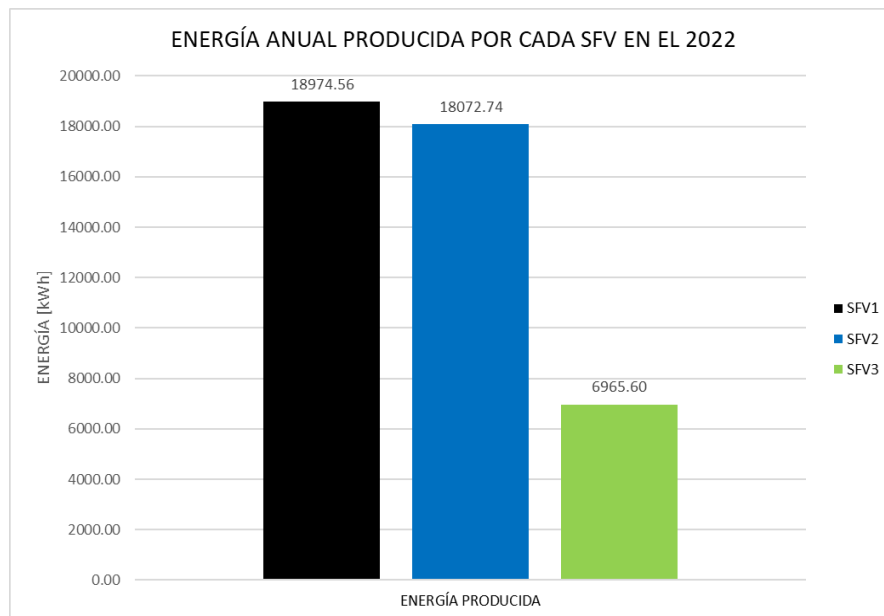


Figura 4. Producción de energía anual.

La Figura 5 muestra las curvas de potencia de 2022 de los SFVs del laboratorio transformadas al sistema p.u., para lo cual se emplearon como potencias base, la potencia nominal de cada SFV. De la ilustración, se nota la ausencia de datos en algunos periodos de tiempo, esto se debe a la ejecución de tareas de mantenimiento, fallas de la red eléctrica (que provee la referencia de voltaje y frecuencia), o fallas del sistema SCADA que impidieron la recolección del 100% de los datos. Sin embargo, habiendo contabilizado los datos faltantes se puede afirmar que el estudio dispone aproximadamente del 92% del total de datos por minuto de 2022. Por lo que, este porcentaje es suficiente para cumplir con los objetivos de la presente investigación.

Existe similitud en la variabilidad de la potencia generada por SFV1 y SFV2, ya que se pueden distinguir los valles en las horas del día en los que no se dispone del recurso solar.

Esta variabilidad no es tan notoria en SFV3 ya que el sistema capta más energía del recurso (comparado a los sistemas fijos) cerca del amanecer y del anochecer, gracias al seguimiento solar.

La Figura 6, correspondiente al día 20 de febrero de 2022 que tuvo un clima muy favorable, ilustra claramente este comportamiento, evidenciando que la curva de potencia de SFV3 (verde) es menos acampanada que las curvas de SFV1 (negro) y SFV2 (azul).

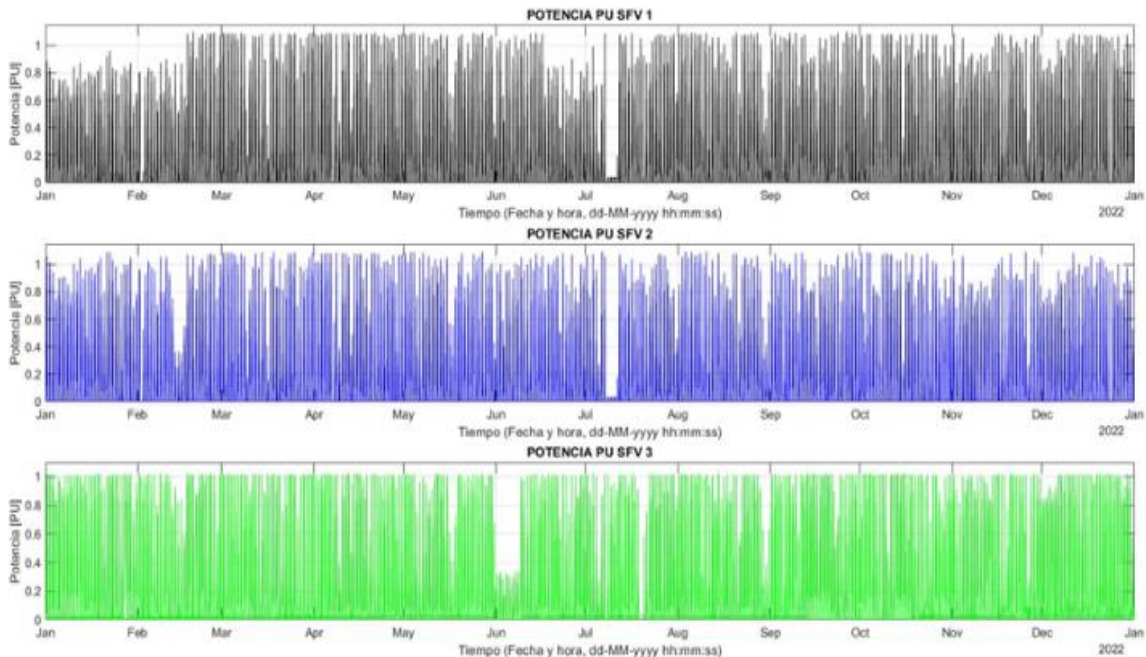


Figura 5. Potencia SFV1, SFV2, SFV3 en p.u.

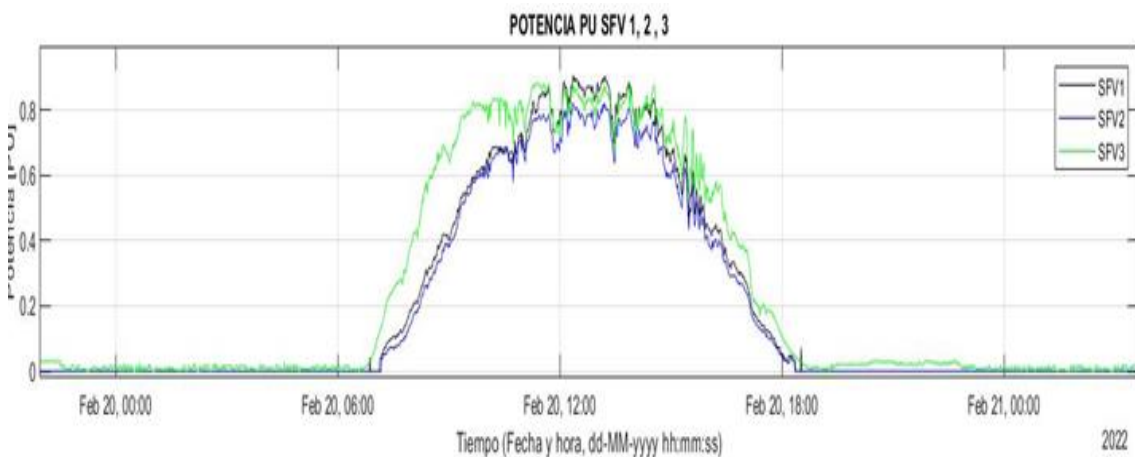


Figura 6. Potencia SFV1, SFV2, SFV3 en p.u.

La Tabla 1 muestra los valores de factores de planta (CF) de los SFVs del Laboratorio de Micro-Red. Los resultados demuestran que el mayor rendimiento es del sistema con seguimiento solar SFV3 con un 15,9%. Le siguen los sistemas fijos, SFV1 de paneles monocristalinos y SFV2 de paneles policristalinos, con 14,4% y 13,8%, respectivamente.

Estos resultados son congruentes con los obtenidos en otros estudios, que han demostrado que los sistemas con seguimiento solar son más eficientes, lo que resulta en un CF mayor que los sistemas fijos, como por ejemplo [40].

Tabla 1. Factor de planta del Laboratorio de Micro-Red.

| | SFV1 | SFV2 | SFV3 |
|--|---------------|---------------|---------------|
| | (%) | (%) | (%) |
| Potencia instalada nominal (kW) | 15,00 | 15,00 | 5,00 |
| Energía máxima nominal en un año (kWh) | 131.400,00 | 131.400,00 | 43.800,00 |
| Energía real en un año (kWh) | 18.974,56 | 18.072,74 | 6.965,60 |
| Factor de Planta (%) | 14,44% | 13,75% | 15,90% |

3.2 Dimensionamiento de los SFV_{A_TipoC}

En la Tabla 2, se presenta el cálculo del número de paneles necesarios por cada SFV_{A_TipoC_(1, 2 y 3)} para satisfacer la energía requerida por la carga.

Tabla 2. Cálculo del número de paneles.

| | SFV_{A_TipoC_1} | SFV_{A_TipoC_2} | SFV_{A_TipoC_3} |
|---------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| Demanda anual de la carga (kWh) | 2.160,00 | 2.160,00 | 2.160,00 |
| Factor de planta de diseño (%) | 14,44 | 13,75 | 15,90 |
| Tiempo – horas de un año (h) | 8.760,00 | 8.760,00 | 8.760,00 |
| Capacidad nominal instalada (W) | 1.707,59 | 1.793,28 | 1.570,79 |
| Potencia nominal por panel (W) | 250 | 250 | 250 |
| Número de Paneles | 6,83 | 7,17 | 6,20 |

El dimensionamiento expuesto en la Tabla 2, se realizó de acuerdo al apartado 2.4. De los resultados obtenidos se concluye que para SFV_{A_TipoC_1} y SFV_{A_TipoC_2} el número de paneles necesarios es 7, mientras que para SFV_{A_TipoC_3} es de 6 paneles. Sin embargo, se ha optado por considerar 8 paneles para cada SFV_{A_TipoC_(1, 2 y 3)}, ya que así se contará con un factor de seguridad (sobredimensionamiento) que puede asegurar que se cubra un posible

crecimiento futuro de la demanda. Por otro lado, un número par de paneles favorece la interconexión eléctrica necesaria para proveer niveles adecuados de voltaje y corriente.

Con los 8 paneles cada $SFV_{A_TipoC_{(1, 2 y 3)}}$ tiene una potencia nominal de 2 kW, lo cual es beneficioso desde el punto de vista energético ya que se prevé un excedente energético en un posible aumento de la energía demandada por la carga, pero a su vez incrementa el costo inicial de instalación.

Usando la potencia calculada y siguiendo la metodología descrita en la sección 2.4, se puede obtener la energía estimada que produciría cada $SFV_{A_TipoC_{(1, 2 y 3)}}$, durante un año. En la Figura 7, se observa claramente que $SFV_{A_TipoC_3}$ es el sistema que anualmente genera la mayor cantidad de energía.

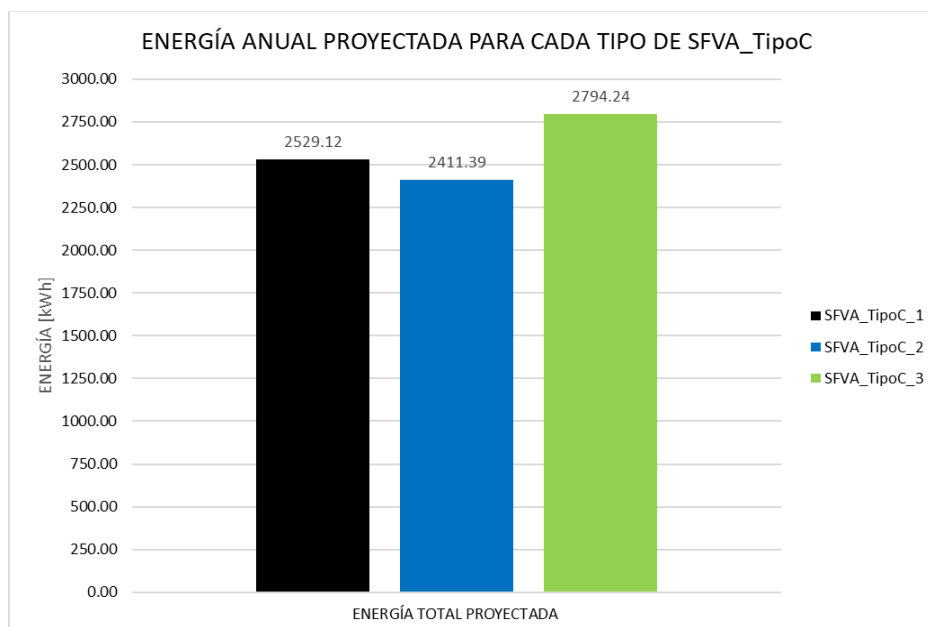


Figura 7. Energía anual proyectada por cada tipo de $SFV_{A_TipoC_{(1, 2 y 3)}}$.

La Figura 8 y la Figura 9, muestran el comportamiento de la energía generada y permiten determinar si ésta es capaz de satisfacer la demanda de un cliente tipo C. Para el análisis se seleccionaron los meses con menor y mayor producción de energía para cada $SFV_{A_TipoC_{(1, 2 y 3)}}$. En el caso de los tres sistemas, se identificó a julio como el mes con menor producción, mientras que septiembre y diciembre fueron los meses de mayor producción para $SFV_{A_TipoC_1}$ y $SFV_{A_TipoC_2}$; y $SFV_{A_TipoC_3}$, respectivamente. Como se aprecia en las curvas, incluso en los meses de menor producción, la energía generada es

mayor que la energía demandada. Además, como se indicó en la sección 3.1, se observa que SFV_{A_TipoC_3} tiene una producción de energía en términos de p.u superior a la de los otros dos sistemas fotovoltaicos.

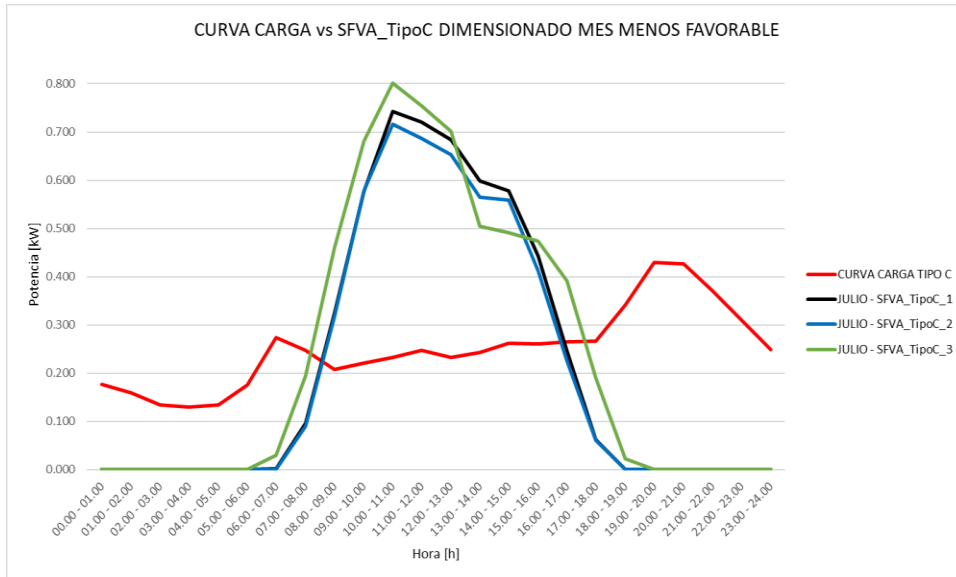


Figura 8. Curva de Carga vs SFV_{A_TipoC}(1, 2 y 3) – mes menos favorable.

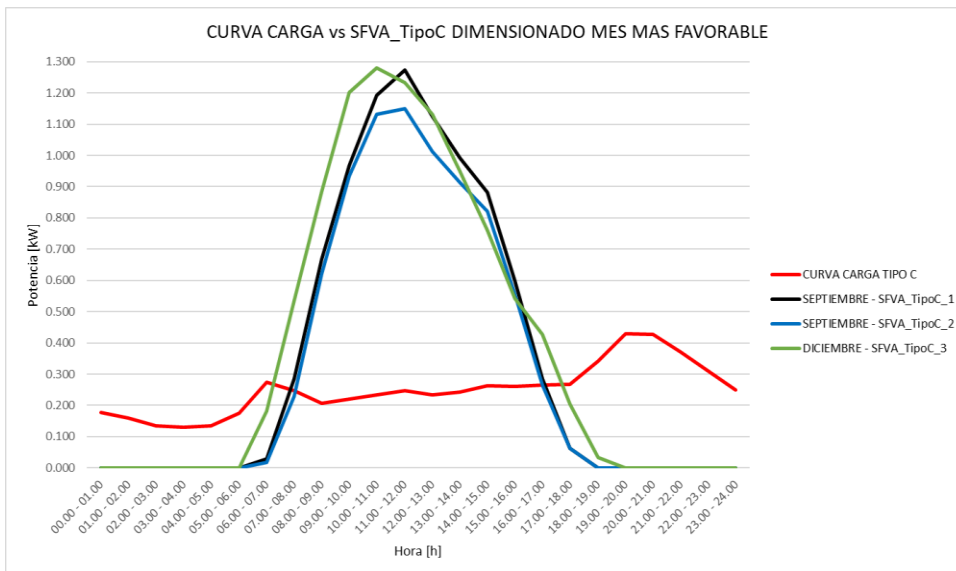


Figura 9. Curva de Carga vs SFV_{A_TipoC}(1, 2 y 3) – mes más favorable.

Para comprobar que los factores de planta para los SFV_{A_TipoC}(1, 2 y 3), estén con valores cercanos a los obtenidos con los datos reales del laboratorio, se realizó un nuevo cálculo utilizando la potencia nominal de 2 kW para cada SFV y la energía estimada producida al año. Los resultados se muestran en la Tabla 3 y se observa que los valores obtenidos son

similares a los de la Tabla 1, lo que permite aseverar que los valores proyectados no difieren mucho a los reales.

Tabla 3. Factor de planta para cada SFV_{A_TipoC_(1, 2 y 3)}.

| | SFV _{A_TipoC_1} | SFV _{A_TipoC_2} | SFV _{A_TipoC_3} |
|---|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
| | (%) | (%) | (%) |
| Potencia nominal (kW) | 2,00 | 2,00 | 2,00 |
| Energía nominal producida al año (kWh) | 17.520,00 | 17.520,00 | 17.520,00 |
| Energía estimada producida al año (kWh) | 2.493,86 | 2.378,62 | 2.756,06 |
| Factor de Planta (%) | 14,23% | 13,58% | 15,73% |

Para determinar si SFV_{A_TipoC_(1, 2 y 3)}, son capaces de satisfacer los requerimientos energéticos de un cliente de categoría tipo C, se realiza un análisis del balance de energía neta, el cual se presenta en la Tabla 4. De los resultados obtenidos, se observa que los tres sistemas además de satisfacer la energía mensual de la carga (180 kWh), producirían energía en exceso durante un año.

Tabla 4. Energía neta mensual de cada SFV_{A_TipoC_(1, 2 y 3)} con 8 paneles.

| Meses | Energía neta | Energía neta | Energía neta |
|------------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|
| | SFV _{A_TipoC_1} | SFV _{A_TipoC_2} | SFV _{A_TipoC_3} |
| | (kWh) | (kWh) | (kWh) |
| Enero | -8,72 | -51,01 | -109,93 |
| Febrero | 2,98 | 0,40 | -46,94 |
| Marzo | -36,70 | -17,94 | -48,26 |
| Abril | -15,51 | 1,93 | -13,62 |
| Mayo | -25,90 | -8,32 | -20,76 |
| Junio | -2,80 | -12,69 | 3,40 |
| Julio | 22,70 | 29,24 | 3,41 |
| Agosto | -43,69 | -22,73 | -55,05 |
| Septiembre | -70,78 | -51,28 | -67,47 |
| Octubre | -65,14 | -41,59 | -85,11 |
| Noviembre | -58,03 | -36,13 | -83,49 |
| Diciembre | -67,52 | -41,26 | -110,42 |

Es importante señalar que, los resultados de la Tabla 4, sirven para determinar el valor de la energía que la distribuidora facturará al usuario en el mes i , teniendo en consideración el Saldo de Energía Acumulado (SEA) en el mes anterior ($i - 1$). Con este concepto, al final

del primer año, se tendría un SEA de 369,12 kWh para $SFV_{A_TipoC_1}$, 251,39 kWh para $SFV_{A_TipoC_2}$ y 634,24 kWh para $SFV_{A_TipoC_3}$, saldo que se puede ocupar en el balance de energía neta del siguiente año.

De acuerdo a los datos de energía estimada que puede producir cada $SFV_{A_TipoC_1, 2 y 3}$, el siguiente año se produciría un nuevo SEA a favor del usuario, pero éste ya no podría ser utilizado por el cliente debido a que la regulación establece que, a partir del inicio de la operación del SGDA cada 24 meses el SEA se reseteará a cero, sin que la distribuidora tenga derecho otorgar una compensación económica por dicha energía [17].

Con este antecedente, al usuario no le convendría perder toda la energía acumulada a lo largo de los 2 años, debido a que no produce a su favor ningún rédito energético ni económico. Por esta razón, se realizó nuevamente el análisis descrito en las secciones anteriores para $SFV_{A_TipoC_1, 2 y 3}$ compuestos por 6 y 4 paneles, respectivamente, a fin de determinar cuál es el sistema fotovoltaico que mayor rentabilidad produce en términos energéticos y económicos. La Tabla 4 muestra los resultados de la energía neta mensual para un $SFV_{A_TipoC_1, 2 y 3}$ compuesto por 6 y 4 paneles.

Tabla 5. Energía neta mensual de cada $SFV_{A_TipoC_1, 2 y 3}$ con 6 y 4 paneles.

| Meses | Energía neta | | Energía neta | | Energía neta | |
|------------|---------------------|--------|---------------------|--------|---------------------|-------|
| | $SFV_{A_TipoC_1}$ | | $SFV_{A_TipoC_2}$ | | $SFV_{A_TipoC_3}$ | |
| | (kWh) | | (kWh) | | (kWh) | |
| Np | 6 | 4 | 6 | 4 | 6 | 4 |
| Enero | 38,46 | 85,64 | 6,74 | 64,49 | -37,44 | 35,04 |
| Febrero | 47,23 | 91,49 | 45,30 | 90,20 | 9,80 | 66,53 |
| Marzo | 17,48 | 71,65 | 31,54 | 81,03 | 8,81 | 65,87 |
| Abril | 33,37 | 82,24 | 46,45 | 90,96 | 34,78 | 83,19 |
| Mayo | 25,58 | 77,05 | 38,76 | 85,84 | 29,43 | 79,62 |
| Junio | 42,90 | 88,60 | 35,48 | 83,66 | 47,55 | 91,70 |
| Julio | 62,02 | 101,35 | 66,93 | 104,62 | 47,56 | 91,70 |
| Agosto | 12,23 | 68,15 | 27,95 | 78,64 | 3,71 | 62,47 |
| Septiembre | -8,08 | 54,61 | 6,54 | 64,36 | -5,61 | 56,26 |
| Octubre | -3,85 | 57,43 | 13,81 | 69,20 | -18,83 | 47,45 |
| Noviembre | 1,48 | 60,99 | 17,90 | 71,93 | -17,62 | 48,26 |
| Diciembre | -5,64 | 56,24 | 14,06 | 69,37 | -37,81 | 34,79 |

En la Tabla 6, se presenta el Saldo de Energía Acumulado para cada mes de un $SFV_{A_TipoC_}(1, 2 y 3)$ integrado por 6 paneles.

Tabla 6. Saldo de energía acumulado de cada $SFV_{A_TipoC_}(1, 2 y 3)$ con 8, 6 y 4 paneles.

| Meses | SEA | | | SEA | | | SEA | | |
|------------|---------------------|-------|------|---------------------|------|------|---------------------|-------|------|
| | $SFV_{A_TipoC_1}$ | | | $SFV_{A_TipoC_2}$ | | | $SFV_{A_TipoC_3}$ | | |
| | (kWh) | | | (kWh) | | | (kWh) | | |
| Np | 8 | 6 | 4 | 8 | 6 | 4 | 8 | 6 | 4 |
| Enero | 8,72 | 0,00 | 0,00 | 51,01 | 0,00 | 0,00 | 109,93 | 37,44 | 0,00 |
| Febrero | 5,74 | 0,00 | 0,00 | 50,61 | 0,00 | 0,00 | 156,86 | 27,65 | 0,00 |
| Marzo | 42,44 | 0,00 | 0,00 | 68,55 | 0,00 | 0,00 | 205,12 | 18,84 | 0,00 |
| Abril | 57,95 | 0,00 | 0,00 | 66,63 | 0,00 | 0,00 | 218,74 | 0,00 | 0,00 |
| Mayo | 83,85 | 0,00 | 0,00 | 74,95 | 0,00 | 0,00 | 239,50 | 0,00 | 0,00 |
| Junio | 86,65 | 0,00 | 0,00 | 87,64 | 0,00 | 0,00 | 236,10 | 0,00 | 0,00 |
| Julio | 63,95 | 0,00 | 0,00 | 58,40 | 0,00 | 0,00 | 232,69 | 0,00 | 0,00 |
| Agosto | 107,64 | 0,00 | 0,00 | 81,13 | 0,00 | 0,00 | 287,75 | 0,00 | 0,00 |
| Septiembre | 178,42 | 8,08 | 0,00 | 132,41 | 0,00 | 0,00 | 355,22 | 5,61 | 0,00 |
| Octubre | 243,56 | 11,94 | 0,00 | 174,00 | 0,00 | 0,00 | 440,33 | 24,44 | 0,00 |
| Noviembre | 301,59 | 10,46 | 0,00 | 210,13 | 0,00 | 0,00 | 523,82 | 42,05 | 0,00 |
| Diciembre | 369,12 | 16,10 | 0,00 | 251,39 | 0,00 | 0,00 | 634,24 | 79,87 | 0,00 |

De la Tabla 6 se concluye que, el $SFV_{A_TipoC_}(1, 2 y 3)$ compuesto por 4 paneles, en ningún mes produce saldo de energía acumulada, lo que implica que el sistema dimensionado no es capaz de suplir la energía de la carga, teniendo que consumir energía de la empresa distribuidora en todos los meses del año. Por otra parte el $SFV_{A_TipoC_}(1, 2 y 3)$ compuesto por 8 paneles, genera un exceso de energía acumulada, produciendo también una pérdida para el usuario, debido a que no recibiría ninguna compensación por parte de la distribuidora luego de los 2 años.

Por lo tanto, en términos de energía el $SFV_{A_TipoC_}(1, 2 y 3)$ que resulta más óptimo implementar es el compuesto por 6 paneles. Los cálculos completos presentados en esta sección, se pueden observar en la sección Anexos.

3.3 Análisis Económico

Una vez determinado en la sección 3.2 el número de paneles que debe tener el $SFV_{A_TipoC_}(1, 2 y 3)$, se realiza el análisis económico que implica instalar el sistema fotovoltaico, para lo cual

es necesario considerar varios factores, como el costo de los equipos y el tiempo de vida útil de los sistemas.

La Tabla 7 contiene un resumen con la información relacionada de los SFV_{A_TipoC_(1, 2 y 3)}, para los tres sistemas fotovoltaicos con 6 paneles.

Tabla 7. Resumen de información de los SFV_{A_TipoC_(1, 2 y 3)} con 6 paneles.

| SFV _{A_TipoC_(1, 2 y 3)} | Número paneles | Demanda anual de la carga (kWh) | Factor de planta (%) | Capacidad nominal instalada (W) | Potencia nominal panel (W) |
|-----------------------------------|----------------|---------------------------------|----------------------|---------------------------------|----------------------------|
| SFV _{A_TipoC_1} | 6,00 | 2.160,00 | 14,23 | 1.732,79 | 250 |
| SFV _{A_TipoC_2} | 6,00 | 2.160,00 | 13,58 | 1.815,72 | 250 |
| SFV _{A_TipoC_3} | 6,00 | 2.160,00 | 15,73 | 1.567,55 | 250 |

La Tabla 8 muestra el costo inicial de inversión para los distintos sistemas fotovoltaicos con 6 paneles. SFV_{A_TipoC_3} es el que mayor costo de inversión requiere, esto es debido a las estructuras de soporte y al sistema de seguimiento que se requiere implementar para una mejor captación del recurso solar.

Tabla 8. Costo inicial de inversión de los SFV_{A_TipoC_(1, 2 y 3)} con 6 paneles.

| SFV _{A_TipoC_(1, 2 y 3)} | Costo panel Solar C_{P-SFV} (\$) | Costo sistema fotovoltaico C_{SFV} (\$) | Costo de Inversor C_{INV} (\$) | Costo de estructuras de soporte C_{ES} (\$) | Costo de Instalación C_{MO} (\$) | Costo inicial de inversión C_I (\$) |
|-----------------------------------|--|---|--|---|--|---|
| SFV _{A_TipoC_1} | 220,00 | 1.320,00 | 650,00 | 300,00 | 450,00 | 2.720,00 |
| SFV _{A_TipoC_2} | 200,00 | 1.200,00 | 650,00 | 300,00 | 450,00 | 2.600,00 |
| SFV _{A_TipoC_3} | 200,00 | 1.200,00 | 650,00 | 450,00 | 525,00 | 2.825,00 |

La Tabla 9 muestra los ahorros anuales y el período de recuperación para cada SFV_{A_TipoC_(1, 2 y 3)}. Los "Ahorros anuales", en este caso dependerán principalmente de la energía que el usuario tendría que cancelar en los meses que el sistema fotovoltaico no es capaz de suministrar toda la energía de la carga. El "Período de recuperación", muestra el tiempo necesario para recuperar el costo inicial de inversión, que para el caso de los sistemas con 6 paneles se produce a partir del décimo año.

Tabla 9. Costo inicial y periodo de recuperación de los SFV_{A_TipoC_(1, 2 y 3)} con 6 paneles.

| SFV _{A_TipoC_(1, 2 y 3)} | Costo inicial | Ahorros | Período de |
|-----------------------------------|---------------|---------|--------------|
| | de inversión | Anuales | recuperación |
| | C_I | Ah | PR |
| | (\$) | (\$) | (años) |
| SFV _{A_TipoC_1} | 2.720,00 | 262,43 | 10,00 |
| SFV _{A_TipoC_2} | 2.600,00 | 255,43 | 10,00 |
| SFV _{A_TipoC_3} | 2.825,00 | 275,53 | 10,00 |

En la Figura 10, se observa que el punto de equilibrio para recuperar la inversión, se produce entre el décimo y décimo primer año para cada SFV_{A_TipoC_(1, 2 y 3)}.

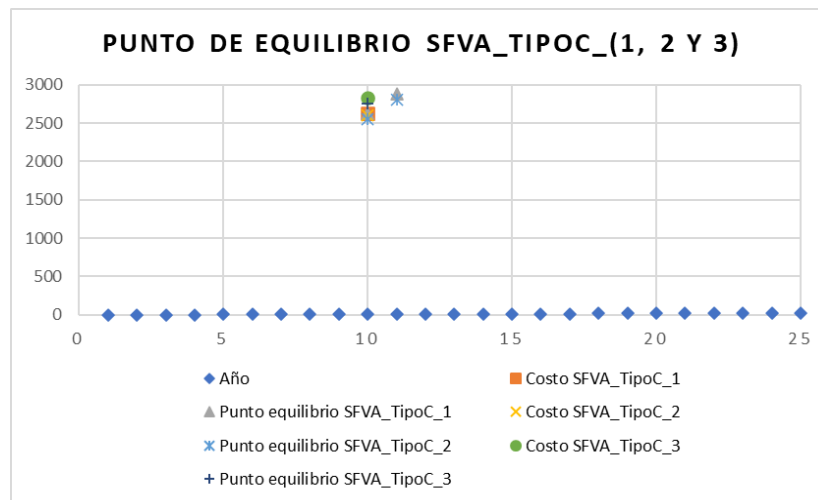


Figura 10. Punto de equilibrio de los SFV_{A_TipoC_(1, 2 y 3)} con 6 paneles.

La Tabla 10 muestra los resultados de la TIR, la cual se refiere a la tasa de rendimiento esperada de un proyecto en función de los flujos de efectivo proyectados. En este caso, cada uno de los SFV_{A_TipoC_(1, 2 y 3)} tienen una TIR diferente. SFV_{A_TipoC_2} tiene la TIR más alta de los tres sistemas, con un valor del 8,57%, esto sugiere que, a largo plazo, se espera que SFV_{A_TipoC_2} genere un rendimiento del 8,57% en relación con la inversión realizada. SFV_{A_TipoC_3} tiene la TIR con un valor del 8,48%, esto indica que se espera que SFV_{A_TipoC_3} genere un rendimiento ligeramente más bajo que SFV_{A_TipoC_2} en relación con la inversión realizada. SFV_{A_TipoC_1} tiene la TIR más baja de los tres sistemas, con un valor del 8,35%, esto significa que, a largo plazo, se espera que SFV_{A_TipoC_1} genere el rendimiento más bajo de los 3 sistemas en relación con la inversión realizada. En general, estos resultados

muestran que $SFV_{A_TipoC_2}$ es el sistema más rentable de los tres en términos de TIR. Esto corrobora que los sistemas SFV_{A_TipoC} estáticos son rentables para una casa tipo C residencial [41].

Por otra parte, todos los $SFV_{A_TipoC_ (1, 2 y 3)}$ tienen valores positivos de VAN, lo que significa que la inversión realizada será rentable tanto para los sistemas fijo como para los móviles, sin embargo, $SFV_{A_TipoC_3}$ es el que más redito produce, esto debido a que con este sistema se produce una mayor producción energética, lo que conlleva a mayores ahorros anuales.

Tabla 10. TIR y VAN de los $SFV_{A_TipoC_ (1, 2 y 3)}$ con 6 paneles.

| $SFV_{A_TipoC_ (1, 2 y 3)}$ | TIR (%) | VAN (\$) |
|-------------------------------|------------|-------------|
| $SFV_{A_TipoC_1}$ | 8,35 | 1.849,73 |
| $SFV_{A_TipoC_2}$ | 8,57 | 1.847,84 |
| $SFV_{A_TipoC_3}$ | 8,48 | 1.972,84 |

La tecnología fotovoltaica se ha convertido en una alternativa popular y sostenible para generar electricidad. Sin embargo, la cantidad de espacio físico requerido para implementar esta tecnología varía según el tipo de sistema utilizado. En este sentido, se puede destacar que los sistemas fotovoltaicos sin seguidor requieren de un espacio físico menor en comparación con los sistemas fotovoltaicos con seguidor, los cuales utilizan una tecnología que les permite orientar los paneles solares en dirección al sol en todo momento. Los sistemas fotovoltaicos con seguidor, al tener la capacidad de seguir la trayectoria del sol, pueden maximizar la cantidad de energía producida, lo que se traduce en una mayor eficiencia energética. Sin embargo, este tipo de sistemas requieren más espacio volumétrico, puesto que la estructura crece en altura, y no se puede colocar nada debajo de los paneles. Además del espacio, el lugar de instalación debe ser capaz de brindar el soporte mecánico requerido por la estructura del seguidor, este hecho ya vuelve casi imposible el aprovechamiento del espacio como por ejemplo de un techo y más bien requiere de una azotea. Es importante destacar que la elección de un sistema fotovoltaico específico depende de diversos factores, como el presupuesto disponible, la cantidad de energía requerida, las condiciones climáticas y la disponibilidad de espacio físico.

4 Conclusiones

Un análisis comparativo técnico-económico de los sistemas de generación solar fotovoltaico con y sin seguimiento solar para el autoabastecimiento de consumidores residenciales estratificados como tipo C de la EERCS, muestra que los sistemas de monitorización o seguimiento solar pueden mejorar el rendimiento general y la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos, lo que se traduce en una mayor producción de energía y un mayor ahorro en las facturas de electricidad.

El coste adicional de un sistema de seguimiento solar puede verse compensado por el aumento de la producción de energía y el ahorro de costes a lo largo del tiempo. El uso de este tipo de sistemas también puede proporcionar datos y conocimientos valiosos para la resolución de problemas y el mantenimiento del sistema fotovoltaico. Sin la monitorización solar, es posible que el sistema fotovoltaico no funcione con un rendimiento óptimo, lo que se traduce en un menor rendimiento energético y en posibles problemas del sistema que pasan desapercibidos.

En conclusión, los resultados obtenidos a partir de los valores de los factores de planta (CF) de los SFVs del Laboratorio de Micro-Red para el año 2022, demuestran que el sistema con seguimiento solar SFV3 logra el mayor rendimiento, con un valor de 15,90%. Este hallazgo indica que los sistemas fotovoltaicos que cuentan con seguimiento solar tienen una mayor eficiencia energética en comparación con los sistemas fijos, como SFV1 de paneles monocristalinos y SFV2 de paneles policristalinos, que obtienen valores de CF de 14,40% y 13,75% respectivamente.

El dimensionamiento se realizó para $SFV_{A_TipoC_{(1, 2 y 3)}}$ compuestos por un arreglo de 8, 6 y 4 paneles. Los resultados en términos de energía demostraron que, los $SFV_{A_TipoC_{(1, 2 y 3)}}$ de 8 paneles son los que más energía producen, pero a su vez los que más pérdidas energéticas causan al usuario interesado en implementar un SFV. Por otra parte, los $SFV_{A_TipoC_{(1, 2 y 3)}}$ de 4 paneles, es el que en términos monetarios produce menos prestaciones al usuario, esto principalmente por los bajos ahorros anuales que el SFV produciría. Es así que, los $SFV_{A_TipoC_{(1, 2 y 3)}}$ compuestos por 6 paneles son los que mejor prestaciones producen en términos de energía y económicos.

La TIR para los tres sistemas fotovoltaicos con 6 paneles, muestran que $SFV_{A_TipoC_2}$ es el más rentable de los tres, con una TIR del 8,57%, mientras que en términos del VAN el más

rentable es $SFV_{A_TipoC_3}$, sin embargo, es el sistema que mayor inversión requiere realizar y el que más espacio necesita. Por otra parte, el VAN producido por $SFV_{A_TipoC_1}$ es mayor que $SFV_{A_TipoC_2}$.

En general, de los resultados se asevera que $SFV_{A_TipoC_1}$ ó $SFV_{A_TipoC_2}$ son las mejores opciones para aquellos usuarios que buscan una inversión rentable en energía solar, sin embargo, se sugiere que mejor se implemente el $SFV_{A_TipoC_1}$ por su mayor rendimiento energético, por sus buenos indicadores TIR y VAN, y por necesitar menos espacio físico, en comparación con los sistemas móviles.

En general, la selección de un sistema fotovoltaico $SFV_{A_TipoC_1, 2 y 3}$ adecuado para una vivienda residencial, no solo depende del rendimiento energético, sino también de su rentabilidad económica. En este caso, aunque el $SFV_{A_TipoC_3}$ con seguimiento solar ofrece una mayor cantidad de producción energética, el $SFV_{A_TipoC_1}$ resulta ser el más rentable. Además, los tres $SFV_{A_TipoC_1, 2 y 3}$ cumplen con los parámetros económicos y técnicos necesarios para su implementación exitosa. $SFV_{A_TipoC_1}$ es la opción más recomendable para el usuario debido a su alto rendimiento energético, coste óptimo, periodo de recuperación menor y facilidad para su instalación como un sistema fijo en techos o azoteas (incluso como una pérgola). Además, este sistema fijo presenta menor requerimiento técnico y un mantenimiento reducido debido a su menor propensión a fallas, ya que no cuenta con accionamientos mecánicos adicionales.

5 Recomendaciones

Este trabajo constituye un importante insumo para evaluar preliminarmente la factibilidad de los sistemas de generación solares fotovoltaicos para el autoabastecimiento de consumidores residenciales tipo C en la ciudad de Cuenca, ya que el dimensionamiento realizado se fundamenta en datos de producción energética reales de la granja solar del Laboratorio de Micro-Red de la Universidad de Cuenca. Sin embargo, para una implementación real el proceso de dimensionamiento también deberá tomar en consideración las características físicas del predio del consumidor tipo C, tales como la superficie disponible del tejado, su orientación y ángulo de inclinación para estimar con mayor precisión la producción de energía del sistema.

Se recomienda la divulgación y promoción de los SFV en la ciudad de Cuenca, Ecuador y en el país en general. Estos sistemas ofrecen una solución sostenible y rentable para generar energía limpia y reducir la dependencia de los combustibles fósiles, permitiendo el autoabastecimiento energético. Además, la ciudad de Cuenca y Ecuador en general cuentan con una exposición solar significativa durante todo el año, lo que los convierte en lugares idóneos para la implementación de SFV. Es importante educar a la comunidad sobre los beneficios ambientales y económicos de estos sistemas, así como también sobre las diferentes opciones y tecnologías disponibles. La promoción de los sistemas fotovoltaicos puede contribuir a la disminución de la huella de carbono en el país y mejorar la calidad de vida de los ciudadanos a través de la generación de energía renovable y sostenible para el autoabastecimiento.

Además, se recomienda la monitorización continua del rendimiento de los SFV y la implementación de sistemas de alerta temprana para la detección de posibles fallos en el registro de datos del Laboratorio de Micro-Red. La monitorización continua y la implementación de sistemas de alerta temprana pueden contribuir a mejorar el rendimiento global del sistema, reducir los costos de mantenimiento y prolongar la vida útil del SFV.

6 Referencias

- [1] I. Izquierdo-Torres, M. Pacheco-Portilla, L. González-Morales, y E. Zalamea-León, “SIMULACIÓN FOTOVOLTAICA CONSIDERANDO PARÁMETROS DE INTEGRACIÓN EN EDIFICACIONES”, *Ingenius. Revista de Ciencia y Tecnología*, núm. 21, pp. 21–31, dic. 2019, doi: 10.17163/INGS.N21.2019.02.
- [2] E. Mejía, “Diseño de un sistema fotovoltaico autónomo para el suministro de energía eléctrica al laboratorio de Ingeniería Mecánica de la Universidad Politécnica Amazónica”, *Revista Científica Pakamuros*, vol. 7, núm. 2, pp. 73–88, dic. 2019, doi: 10.37787/pakamuros-unj.v7i2.95.
- [3] I. Stamatescu, I. Făgărășan, G. Stamatescu, N. Arghira, y S. S. Iliescu, “Design and Implementation of a Solar-tracking Algorithm”, *Procedia Eng*, vol. 69, pp. 500–507, ene. 2014, doi: 10.1016/J.PROENG.2014.03.018.
- [4] M. Castaño-Gómez y J. J. García-Rendón, “Análisis de los incentivos económicos en la capacidad instalada de energía solar fotovoltaica en Colombia”, *Lecturas de Economía*, núm. 93, pp. 23–64, jul. 2020, doi: 10.17533/udea.le.n93a338727.
- [5] S. Racharla y K. Rajan, “Solar tracking system—a review”, *International Journal of Sustainable Engineering*, vol. 10, núm. 2, pp. 72–81, mar. 2017, doi: 10.1080/19397038.2016.1267816.
- [6] B. K. S. Vastav, S. Nema, P. Swarnkar, y D. Rajesh, “Automatic solar tracking system using DELTA PLC”, *International Conference on Electrical Power and Energy Systems, ICEPES 2016*, pp. 16–21, may 2017, doi: 10.1109/ICEPES.2016.7915899.
- [7] WeeGreen, “Solarize Connecticut”, 2022. <https://solarizect.wee.green/> (consultado el 18 de febrero de 2023).
- [8] S. E. Hosseini, “Development of solar energy towards solar city Utopia”, *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, vol. 41, núm. 23, pp. 2868–2881, dic. 2019, doi: 10.1080/15567036.2019.1576803.
- [9] D. I. Alvarez, C. J. Calle Castro, F. C. Gonzalez, A. L. Uguna, y J. F. T. Toledo, “Modeling and simulation of a hybrid system solar panel and wind turbine in the

- locality of Molleturo in Ecuador”, pp. 620–625, dic. 2017, doi: 10.1109/ICRERA.2017.8191134.
- [10] D. Vaca-Revelo y F. Ordoñez, “Mapa Solar del Ecuador 2019”, 2020. t.ly/5bPLP (consultado el 4 de marzo de 2023).
- [11] S. Zambrano-Asanza, J. Quiros-Tortos, y J. F. Franco, “Optimal site selection for photovoltaic power plants using a GIS-based multi-criteria decision making and spatial overlay with electric load”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 143, p. 110853, jun. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.110853.
- [12] Cuenca Climate, “Weather By Month, Average Temperature (Ecuador) - Weather Spark”. <https://weatherspark.com/y/19348/Average-Weather-in-Cuenca-Ecuador-Year-Round> (consultado el 8 de marzo de 2023).
- [13] O. F. Mejía Mendía, R. A. Toala Constante, H. R. Arias Realpe, y W. I. Maliza Cruz, “Comparison of Photovoltaic Energy Production Potential Between Different Regions of Ecuador and the Incidence in Implants of Photovoltaic Energy Production Plants”, 2022, pp. 323–338. doi: 10.1007/978-3-031-11438-0_26.
- [14] D. C. Morales y F. del Pozo, “Una breve introducción a la electrónica orgánica: celdas solares y transistores”, *MASKAY*, vol. 11, núm. 2, p. 14, may 2021, doi: 10.24133/maskay.v11i2.1927.
- [15] ARCERNNR, “Mapa Normativo e Institucionalidad del Sector Electrico Ecuatoriano V2.0.2”, el 9 de septiembre de 2022. t.ly/QjIQ (consultado el 5 de marzo de 2023).
- [16] Gobierno de Ecuador, *REGLAMENTO A LEY ORGÁNICA DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA*. 2019, pp. 1–80.
- [17] ARCERNNR, *Regulación Nro.-ARCERNNR-001-2021*. Ecuador, 2021, pp. 1–39.
- [18] D. F. G. Pinargote, G. J. B. Sornoza, A. V. Pérez, y M. R. Gámez, “La generación distribuida y su regulación en el ecuador / The distributed generation and its regulation in ecuador”, *Brazilian Journal of Business*, vol. 3, núm. 3, pp. 2018–2031, jul. 2021, doi: 10.34140/bjbv3n3-001.

- [19] D. Arias, P. Gavela, y J. Riofrio, “Estado del Arte: Incentivos y Estrategias para la Penetración de Energía Renovable”, *Revista Técnica “energía”*, vol. 18, núm. 2, pp. 91–103, ene. 2022, doi: 10.37116/revistaenergia.v18.n2.2022.494.
- [20] B. F. Chere-Quiñónez, R. C. Ulloa-de Souza, y L. J. Reyna-Tenorio, “Tecnología en iluminación domiciliaria: paneles fotovoltaicos y energía ecológica”, *Sapienza: International Journal of Interdisciplinary Studies*, vol. 3, núm. 7, pp. 111–123, oct. 2022, doi: 10.51798/sijis.v3i7.519.
- [21] J. B. Ramos Palenzuela, “Análisis de defectos en Paneles Solares de Plantas Fotovoltaicas mediante Termografía y Electroluminiscencia.”, UNIVERSIDAD DE VALLADOLID , 2022. Consultado: el 18 de febrero de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://uvadoc.uva.es/bitstream/handle/10324/52181/TFG-I-2139.pdf?sequence=1>
- [22] J. A. Ortiz Medrano, D. Raymundo Betanzo, y J. Rincón Chavarria, “Propuesta de proyecto de instalación de un sistema aerogenerador y fotovoltaico en edificio de oficinas”, Instituto Politécnico Nacional, 2019. Consultado: el 18 de febrero de 2023. [En línea]. Disponible en: <http://tesis.ipn.mx:8080/xmlui/handle/123456789/27726>
- [23] L. A. Cruz Pardo y L. F. Sanabria Pérez, “Evaluación comparativa del rendimiento energético de un sistema fotovoltaico autónomo con carga variable en dc utilizando panel solar monocristalino versus policristalino, en condiciones climáticas del municipio de fusagasugá.”, Universidad de Cundinamarca, 2018. Consultado: el 18 de febrero de 2023. [En línea]. Disponible en: <https://repositorio.ucundinamarca.edu.co/handle/20.500.12558/1403>
- [24] F. M. Hoffmann, R. F. Molz, J. V. Kothe, E. O. B. Nara, y L. P. C. Tedesco, “Monthly profile analysis based on a two-axis solar tracker proposal for photovoltaic panels”, *Renew Energy*, vol. 115, pp. 750–759, ene. 2018, doi: 10.1016/j.renene.2017.08.079.
- [25] L. Barker, M. Neber, y H. Lee, “Design of a low-profile two-axis solar tracker”, *Solar Energy*, vol. 97, pp. 569–576, nov. 2013, doi: 10.1016/j.solener.2013.09.014.
- [26] J. Antonanzas, R. Urraca, F. J. Martinez-de-Pison, y F. Antonanzas, “Optimal solar tracking strategy to increase irradiance in the plane of array under cloudy conditions:

- A study across Europe”, *Solar Energy*, vol. 163, pp. 122–130, mar. 2018, doi: 10.1016/j.solener.2018.01.080.
- [27] R. A. Ferdaus, M. A. Mohammed, S. Rahman, S. Salehin, y M. A. Mannan, “Energy Efficient Hybrid Dual Axis Solar Tracking System”, *Journal of Renewable Energy*, vol. 2014, pp. 1–12, 2014, doi: 10.1155/2014/629717.
- [28] N. A. Kelly y T. L. Gibson, “Improved photovoltaic energy output for cloudy conditions with a solar tracking system”, *Solar Energy*, vol. 83, núm. 11, pp. 2092–2102, nov. 2009, doi: 10.1016/j.solener.2009.08.009.
- [29] Y. Rambhowan y V. Oree, “Improving the dual-axis solar tracking system efficiency via drive power consumption optimization”, *Applied Solar Energy*, vol. 50, núm. 2, pp. 74–80, abr. 2014, doi: 10.3103/S0003701X1402011X.
- [30] O. Noguera-Salas, R. A. Pinto-García, y J. E. Villarreal-Padilla, “La eficiencia de los nuevos materiales fotosensibles usados en la fabricación de paneles solares”, *ITECKNE*, vol. 15, núm. 1, p. 7, jun. 2018, doi: 10.15332/iteckne.v15i1.1959.
- [31] Universidad de Cuenca, “Lab. de Microrred | Universidad de Cuenca”, *Universidad de Cuenca*, 2022. <https://www.ucuenca.edu.ec/ingenieria/laboratorios/lab-microrred> (consultado el 18 de febrero de 2023).
- [32] J. L. Espinoza, L. G. González, y R. Sempértégui, “Micro grid laboratory as a tool for research on non-conventional energy sources in Ecuador”, en *2017 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, 2017, pp. 1–7. doi: 10.1109/ROPEC.2017.8261615.
- [33] J. L. Espinoza, L. G. Gonzalez, y R. Sempertegui, “Micro grid laboratory as a tool for research on non-conventional energy sources in Ecuador”, en *2017 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, nov. 2017, pp. 1–7. doi: 10.1109/ROPEC.2017.8261615.
- [34] Miguel Alberto Dávila Sacoto, “Estudio de técnicas invasivas y no invasivas para evaluar el deterioro de paneles solares fotovoltaicos”, Universidad de Cuenca, Cuenca, 2020.

- [35] J. A. Álvarez Saavedra, "Diseño planta fotovoltaica y su análisis de viabilidad", *Universidad Europea*, 2022.
- [36] Gobierno Nacional del Ecuador, "REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-001/2021", 2018.
- [37] CENTROSUR, "INSTRUCTIVO PARA EL TRÁMITE DE APROBACIÓN DE DISEÑOS DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS INTERIORES PARA DEMANDAS INFERIORES A 12 kW Y CARGAS INSTALADAS MENORES A 20 KVA.", CUENCA.
- [38] L. C. Galarza Chacon, "AHORRO Y EFICIENCIA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL SECTOR RESIDENCIAL DE GUAYAQUIL", Escuela Superior Politecnica del Litoral, 2012.
- [39] Gobierno Nacional del Ecuador, *REGULACION Nro. ARCONEL 003/18*. 2018.
- [40] C. E. Sandoval-Ruiz, "Arreglos Fotovoltaicos Inteligentes con Modelo LFSR-Reconfigurable", *Revista Ingeniería*, vol. 30, núm. 2, pp. 32–61, may 2020, doi: 10.15517/ri.v30i2.39484.
- [41] G. D. Valdés-González, E. R. Rodríguez-Ponce, C. Miranda-Visa, y J. Lillo-Sotomayor, "Estudio de viabilidad de sistemas fotovoltaicos como fuentes de energía distribuida en la ciudad de Arica, Chile", *Información tecnológica*, vol. 31, núm. 3, pp. 249–256, jun. 2020, doi: 10.4067/S0718-07642020000300249.

7 Anexos

Tabla 11. Balance neto de energía para SFVA_TipoC_(1, 2 y 3) con 8 paneles.

| Meses | Energía Consumida de la Red (kWh) | Energía inyectada SFVA_TipoC_1 (kWh) | Energía inyectada SFVA_TipoC_2 (kWh) | Energía inyectada SFVA_TipoC_3 (kWh) | Energía neta SFVA_TipoC_1 (kWh) | Energía neta SFVA_TipoC_2 (kWh) | Energía neta SFVA_TipoC_3 (kWh) | Crédito de energía SFVA_TipoC_1 (kWh) | Crédito de energía SFVA_TipoC_2 (kWh) | Crédito de energía SFVA_TipoC_3 (kWh) | Saldo de energía SFVA_TipoC_1 (kWh) | Saldo de energía SFVA_TipoC_2 (kWh) | Saldo de energía SFVA_TipoC_3 (kWh) | Energía facturable SFVA_TipoC_1 (kWh) | Energía facturable SFVA_TipoC_2 (kWh) | Energía facturable SFVA_TipoC_3 (kWh) |
|------------|-----------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|
| Enero | 180,00 | 188,72 | 231,01 | 289,93 | -8,72 | -51,01 | -109,93 | 8,72 | 51,01 | 109,93 | 8,72 | 51,01 | 109,93 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Febrero | 180,00 | 177,02 | 179,60 | 226,94 | 2,98 | 0,40 | -46,94 | 0,00 | 0,00 | 46,94 | 5,74 | 50,61 | 156,86 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Marzo | 180,00 | 216,70 | 197,94 | 228,26 | -36,70 | -17,94 | -48,26 | 36,70 | 17,94 | 48,26 | 42,44 | 68,55 | 205,12 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Abril | 180,00 | 195,51 | 178,07 | 193,62 | -15,51 | 1,93 | -13,62 | 15,51 | 0,00 | 13,62 | 57,95 | 66,63 | 218,74 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Mayo | 180,00 | 205,90 | 188,32 | 200,76 | -25,90 | -8,32 | -20,76 | 25,90 | 8,32 | 20,76 | 83,85 | 74,95 | 239,50 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Junio | 180,00 | 182,80 | 192,69 | 176,60 | -2,80 | -12,69 | 3,40 | 2,80 | 12,69 | 0,00 | 86,65 | 87,64 | 236,10 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Julio | 180,00 | 157,30 | 150,76 | 176,59 | 22,70 | 29,24 | 3,41 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 63,95 | 58,40 | 232,69 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Agosto | 180,00 | 223,69 | 202,73 | 235,05 | -43,69 | -22,73 | -55,05 | 43,69 | 22,73 | 55,05 | 107,64 | 81,13 | 287,75 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Septiembre | 180,00 | 250,78 | 231,28 | 247,47 | -70,78 | -51,28 | -67,47 | 70,78 | 51,28 | 67,47 | 178,42 | 132,41 | 355,22 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Octubre | 180,00 | 245,14 | 221,59 | 265,11 | -65,14 | -41,59 | -85,11 | 65,14 | 41,59 | 85,11 | 243,56 | 174,00 | 440,33 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Noviembre | 180,00 | 238,03 | 216,13 | 263,49 | -58,03 | -36,13 | -83,49 | 58,03 | 36,13 | 83,49 | 301,59 | 210,13 | 523,82 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |
| Diciembre | 180,00 | 247,52 | 221,26 | 290,42 | -67,52 | -41,26 | -110,42 | 67,52 | 41,26 | 110,42 | 369,12 | 251,39 | 634,24 | 0,00 | 0,00 | 0,00 |

Tabla 12. Balance neto de energía para SFVA_TipoC_(1, 2 y 3) con 6 paneles.

| Meses | Energía Consumida de la Red (kWh) | Energía inyectada SFVA_TipoC_1 (kWh) | Energía inyectada SFVA_TipoC_2 (kWh) | Energía inyectada SFVA_TipoC_3 (kWh) | Energía neta SFVA_TipoC_1 (kWh) | Energía neta SFVA_TipoC_2 (kWh) | Energía neta SFVA_TipoC_3 (kWh) | Crédito de energía SFVA_TipoC_1 (kWh) | Crédito de energía SFVA_TipoC_2 (kWh) | Crédito de energía SFVA_TipoC_3 (kWh) | Saldo de energía SFVA_TipoC_1 (kWh) | Saldo de energía SFVA_TipoC_2 (kWh) | Saldo de energía SFVA_TipoC_3 (kWh) | Energía facturable SFVA_TipoC_1 (kWh) | Energía facturable SFVA_TipoC_2 (kWh) | Energía facturable SFVA_TipoC_3 (kWh) |
|------------|-----------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|
| Enero | 180,00 | 141,54 | 173,26 | 217,44 | 38,46 | 6,74 | -37,44 | 0,00 | 0,00 | 37,44 | 0,00 | 0,00 | 37,44 | 38,46 | 6,74 | 0,00 |
| Febrero | 180,00 | 132,77 | 134,70 | 170,20 | 47,23 | 45,30 | 9,80 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 27,65 | 47,23 | 45,30 | 0,00 |
| Marzo | 180,00 | 162,52 | 148,46 | 171,19 | 17,48 | 31,54 | 8,81 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 18,84 | 17,48 | 31,54 | 0,00 |
| Abril | 180,00 | 146,63 | 133,55 | 145,22 | 33,37 | 46,45 | 34,78 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 33,37 | 46,45 | 15,95 |
| Mayo | 180,00 | 154,42 | 141,24 | 150,57 | 25,58 | 38,76 | 29,43 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 25,58 | 38,76 | 29,43 |
| Junio | 180,00 | 137,10 | 144,52 | 132,45 | 42,90 | 35,48 | 47,55 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 42,90 | 35,48 | 47,55 |
| Julio | 180,00 | 117,98 | 113,07 | 132,44 | 62,02 | 66,93 | 47,56 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 62,02 | 66,93 | 47,56 |
| Agosto | 180,00 | 167,77 | 152,05 | 176,29 | 12,23 | 27,95 | 3,71 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 12,23 | 27,95 | 3,71 |
| Septiembre | 180,00 | 188,08 | 173,46 | 185,61 | -8,08 | 6,54 | -5,61 | 8,08 | 0,00 | 5,61 | 8,08 | 0,00 | 5,61 | 0,00 | 6,54 | 0,00 |
| Octubre | 180,00 | 183,85 | 166,19 | 198,83 | -3,85 | 13,81 | -18,83 | 3,85 | 0,00 | 18,83 | 11,94 | 0,00 | 24,44 | 0,00 | 13,81 | 0,00 |
| Noviembre | 180,00 | 178,52 | 162,10 | 197,62 | 1,48 | 17,90 | -17,62 | 0,00 | 0,00 | 17,62 | 10,46 | 0,00 | 42,05 | 0,00 | 17,90 | 0,00 |
| Diciembre | 180,00 | 185,64 | 165,94 | 217,81 | -5,64 | 14,06 | -37,81 | 5,64 | 0,00 | 37,81 | 16,10 | 0,00 | 79,87 | 0,00 | 14,06 | 0,00 |

Tabla 13. Balance neto de energía para SFVA_TipoC_(1, 2 y 3) con 4 paneles.

| Meses | Energía Consumida de la Red (kWh) | Energía inyectada SFVA_TipoC_1 (kWh) | Energía inyectada SFVA_TipoC_2 (kWh) | Energía inyectada SFVA_TipoC_3 (kWh) | Energía neta SFVA_TipoC_1 (kWh) | Energía neta SFVA_TipoC_2 (kWh) | Energía neta SFVA_TipoC_3 (kWh) | Crédito de energía SFVA_TipoC_1 (kWh) | Crédito de energía SFVA_TipoC_2 (kWh) | Crédito de energía SFVA_TipoC_3 (kWh) | Saldo de energía SFVA_TipoC_1 (kWh) | Saldo de energía SFVA_TipoC_2 (kWh) | Saldo de energía SFVA_TipoC_3 (kWh) | Energía facturable SFVA_TipoC_1 (kWh) | Energía facturable SFVA_TipoC_2 (kWh) | Energía facturable SFVA_TipoC_3 (kWh) |
|------------|-----------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|
| Enero | 180,00 | 94,36 | 115,51 | 144,96 | 85,64 | 64,49 | 35,04 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 85,64 | 64,49 | 35,04 |
| Febrero | 180,00 | 88,51 | 89,80 | 113,47 | 91,49 | 90,20 | 66,53 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 91,49 | 90,20 | 66,53 |
| Marzo | 180,00 | 108,35 | 98,97 | 114,13 | 71,65 | 81,03 | 65,87 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 71,65 | 81,03 | 65,87 |
| Abril | 180,00 | 97,76 | 89,04 | 96,81 | 82,24 | 90,96 | 83,19 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 82,24 | 90,96 | 83,19 |
| Mayo | 180,00 | 102,95 | 94,16 | 100,38 | 77,05 | 85,84 | 79,62 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 77,05 | 85,84 | 79,62 |
| Junio | 180,00 | 91,40 | 96,34 | 88,30 | 88,60 | 83,66 | 91,70 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 88,60 | 83,66 | 91,70 |
| Julio | 180,00 | 78,65 | 75,38 | 88,30 | 101,35 | 104,62 | 91,70 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 101,35 | 104,62 | 91,70 |
| Agosto | 180,00 | 111,85 | 101,36 | 117,53 | 68,15 | 78,64 | 62,47 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 68,15 | 78,64 | 62,47 |
| Septiembre | 180,00 | 125,39 | 115,64 | 123,74 | 54,61 | 64,36 | 56,26 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 54,61 | 64,36 | 56,26 |
| Octubre | 180,00 | 122,57 | 110,80 | 132,55 | 57,43 | 69,20 | 47,45 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 57,43 | 69,20 | 47,45 |
| Noviembre | 180,00 | 119,01 | 108,07 | 131,74 | 60,99 | 71,93 | 48,26 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 60,99 | 71,93 | 48,26 |
| Diciembre | 180,00 | 123,76 | 110,63 | 145,21 | 56,24 | 69,37 | 34,79 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 0,00 | 56,24 | 69,37 | 34,79 |