



**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

CARRERA DE ELECTRICIDAD

**DETERMINACIÓN DEL COSTO DE EXCEDENTES DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA
EN SISTEMAS DE AUTOCONSUMO MEDIANTE EL USO DEL MÉTODO PARIDAD
DE COSTO**

Trabajo de titulación previo a la obtención del
Título de Ingeniero Eléctrico

AUTOR: MIKE DEIKER ORTIZ BUILA

TUTOR: JORGE PAUL MUÑOZ PILCO

Quito -Ecuador

2024

CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Mike Deiker Ortiz Buila con documento de identificación N° 0803283910 manifiesto que:

Soy el autor y responsable del presente trabajo; y, autorizo a que sin fines de lucro la Universidad Politécnica Salesiana pueda usar, difundir, reproducir o publicar de manera total o parcial el presente trabajo de titulación.

Quito, 15 de marzo del año 2024

Atentamente,



Mike Deiker Ortiz Buila
0803283910

CERTIFICADO DE CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR DEL TRABAJO DE TITULACIÓN A LA UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

Yo, Mike Deiker Ortiz Buila documento de identificación No, 0803283910, expreso mi voluntad y por medio del presente documento cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del Artículo Académico: "Determinación del costo de excedentes de energía fotovoltaica en sistemas de autoconsumo mediante el uso del método Paridad de Costo", el cual ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En concordancia con lo manifestado, suscribo este documento en el momento que hago la entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana,

Quito, 15 de marzo del año 2024

Atentamente,



Mike Deiker Ortiz Buila
0803283910

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Jorge Paul Muñoz Pilco con documento de identificación N° 1719006189, docente de la Universidad Politécnica Salesiana, declaro que bajo mi tutoría fue desarrollado el trabajo de titulación: DETERMINACIÓN DEL COSTO DE EXCEDENTES DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN SISTEMAS DE AUTOCONSUMO MEDIANTE EL USO DEL MÉTODO PARIDAD DE COSTO, realizado por Mike Deiker Ortiz Buila con documento de identificación N° 0803283910, obteniendo como resultado final el trabajo de titulación bajo la opción Artículo Académico que cumple con todos los requisitos determinados por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 15 de marzo del año 2024



Ing. Jorge Paul Muñoz Pilco, MSc
1719006189

DEDICATORIA

Mi más sincero agradecimiento se eleva, en primer lugar, al soberano Dios, la suprema fuente de mi existencia. Con su infinita sabiduría, ha guiado cada uno de mis pasos, velando por mi seguridad y brindando un apoyo inquebrantable a lo largo de este trascendental trayecto.

A mi amada esposa Andrea Bajaña e hija Adara Ortiz, les agradezco profundamente por su constante presencia y apoyo incondicional en todas las dificultades. Son lo mejor que me ha sucedido, y las amo con todo mi ser.

Expreso mi gratitud a mis padres Cesar Ortiz y Mariuxi Buila, hermanos Ingevor y Domenick Ortiz, abuelos Carmen Rosero, Eulogio Buila y Alba Ortiz, junto con mi tía Silvia Buila y Mathias Alejandro, así como al resto de mis familiares. Su apoyo y aliento han sido pilares fundamentales durante mi trayecto educativo.

Finalmente, pero no menos importante, agradezco de corazón a mis amados pastores Pilar Cruz y Luis Ardilla por sus sabios consejos y ánimos constantes, guiándome siempre por el camino correcto.

ÍNDICE GENERAL

1	Introducción	2
2	Sistema Fotovoltaico	4
2.1	Módulos Fotovoltaicos.....	4
2.2	Regulador	4
2.3	Baterías	4
2.4	Inversor	4
2.5	Radiación Solar	5
3	Sistemas de Autoconsumo.....	5
3.1	Sistema solar autosuficiente	5
3.2	Sistema solar enlazado a la red	6
4	Diseño de Sistemas Solares	6
5	Normativa Nacional	8
6	Normativa Internacionales de SGDA	9
7	Paridad de Red	11
8	Indicadores de Rentabilidad.....	11
8.1	Valor Actual Neto	11
8.2	Tasa de Rendimiento Interno.....	12
8.3	Etapa de repago de la inversión.....	12
9	Metodología	12
9.1	Procedimiento.....	12
9.2	Análisis del Consumo y Tarifas de Energía Eléctrica	15
9.3	Proyección de Producción anual de Energía	15
9.4	Costo Excedente de Energía	16
9.4.1	Precio Medio Horario	16
9.4.2	Precio de Desvíos Horarios	16
9.4.3	Precio de Excedente	17
9.4.4	Paridad de Costo	18
9.5	Factibilidad Económica	19
10	Análisis y Resultados	21
10.1	Otros Escenarios.....	23
10.2	Clasificación Domiciliaria de Baja y Media Tensión	23
10.3	Categoría Comercial Bajo y Medio Voltaje con Demanda	24
10.4	Categoría General Asistencia Social, Beneficio Público y Culto Religioso	26

10.5	Categoría Industrial Medio Voltaje con Demanda	26
11	Conclusiones	28
12	Trabajos Futuros	29
13	Referencias	29
14	Anexos	34
15	Matriz Estado del Arte	36
15.1	Resumen de Indicadores	42

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Paridad de Costo	4
Figura 2. Variantes de Radiación Solar	5
Figura 3. SFV autónomo	6
Figura 4. SFV conectado a la red	6
Figura 5. Paridad de Costos Eléctricos.....	11
Figura 6. Elementos de un SFV.....	13
Figura 7. Generación de Energía del SFV	16
Figura 8. Precio Medio kWh/mes.....	16
Figura 9. Desvíos Horarios anuales del SFV	17
Figura 10. Costo de Desvíos Horarios.....	17
Figura 11. Precio de Energía Excedentaria del SFV	18
Figura 12. Paridad de Red 3500 kWh	18
Figura 13. Ahorro en obligaciones Tributarias	19
Figura 14. Flujo Acumulado	19
Figura 15. Análisis del VAN.....	20
Figura 16. Análisis del TIR	20
Figura 17. Paridad de Red Consumo de 6089.36 kWh	21
Figura 18. Paridad de Red Consumo de 972.51 kWh	22
Figura 19. Paridad de Red Consumo de 350 kWh	23
Figura 20. Paridad de Red Consumo de 700 kWh	24
Figura 21. Paridad de Red Consumo de 800 kWh	24
Figura 22. Paridad de Red Consumo de 10600 kWh	25
Figura 23. Paridad de Red Consumo de 200 kWh	26
Figura 24. Paridad de Red Consumo de 451500 kWh	27
Figura 25. Paridad de Red Consumo de 6500 kWh	27
Figura 26. Resumen e indicador de la temática – Estado del arte.....	42
Figura 27. Indicador de formulación del problema – Estado del arte	42
Figura 28. Indicador de solución – Estado del arte	43

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Precio por Unidad del Sistema Fotovoltaico	13
Tabla 2. Escenario de Venta de Excedentes del sistema	21
Tabla 3. Indicadores de Rentabilidad Consumo de 3500 kWh	21
Tabla 4. Resumen Análisis Comparativo 6089.36 kWh	22
Tabla 5. Resumen Análisis Comparativo 972.51 kWh	22
Tabla 6. Indicadores de Rentabilidad Consumo de 350 kWh	23
Tabla 7. Indicadores de Rentabilidad Consumo de 700 kWh	24
Tabla 8. Resumen Categoría Residencial	24
Tabla 9. Indicadores de Rentabilidad Consumo de 800 kWh	25
Tabla 10. Indicadores de Rentabilidad Consumo de 10600 kWh	25
Tabla 11. Resumen Categoría Comercial Bajo y Medio Voltaje	25
Tabla 12. Indicadores de Rentabilidad Consumo de 200 kWh	26
Tabla 13. Resumen Categoría Asistencia Social, Beneficio Público y Culto Religioso ..	26
Tabla 14. Indicadores de Rentabilidad Consumo de 451500 kWh	27
Tabla 15. Indicadores de Rentabilidad Consumo de 6500 kWh	27
Tabla 16. Resumen Categoría Industrial Medio Voltaje	28
Tabla 17. Cargos Tarifarios EEQ	34
Tabla 18. Matriz Estado del Arte	36

DETERMINACIÓN DEL COSTO DE EXCEDENTE DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA EN SISTEMAS DE AUTOCONSUMO MEDIANTE EL USO DEL MÉTODO PARIDAD DE COSTO

Resumen

La energía excedentaria producida por los sistemas en régimen de autoconsumo que no se utiliza puede ser inyectada a la red eléctrica para su uso posterior. La venta del remanente de energía puede conllevar a incentivar el desarrollo e incorporación de más sistemas de autoconsumo debido a los beneficios económicos que se tiene el implementar este tipo de sistemas. Mediante el método de paridad de costo se determinó el precio de venta de los excedentes de energía producidos por sistemas de autoconsumo a partir de energía fotovoltaica, comparando los valores de la energía excedentaria y la tarifa eléctrica del país, comprobando si existe una rentabilidad económica. Con el método mencionado junto a indicadores de rentabilidad como lo son el Valor Actual Neto, Periodo de Recuperación de la Inversión y la Tasa Interna de Retorno se obtuvo que al implementar un sistema fotovoltaico para autoconsumo es beneficioso para los usuarios dependiendo su consumo. Se comprobó la existencia de paridad de costos en diversos casos de estudio, donde en conjunto con los indicadores, se observaron recuperaciones de la inversión de forma más rápida, lo cual ha permitido validar la rentabilidad en cada caso de estudio de manera efectiva.

Palabras Clave: Distribución, Energía Excedentaria, Indicadores de Rentabilidad, Sistema Fotovoltaico, Sistema de autoconsumo.

Abstract

Surplus energy produced by self-consumption systems that is not used can be injected into the electric grid for later use. The sale of surplus energy can encourage the development and incorporation of more self-consumption systems due to the economic benefits of implementing this type of system. Using the cost parity method, the sale price of surplus energy produced by self-consumption systems from photovoltaic energy was determined, comparing the values of the surplus energy and the country's electricity tariff, verifying if there is an economic profitability. With the mentioned method together with profitability indicators such as Net Present Value, Investment Recovery Period and Internal Rate of Return, it was obtained that implementing a photovoltaic system for self-consumption is beneficial for users depending on their consumption. The existence of cost parity was proven in several case studies, where together with the indicators, faster investment recoveries were observed, which has allowed validating the profitability in each case study in an effective way.

Keywords: Distribution, Surplus Energy, Profitability Indicators, Photovoltaic System, Self-consumption System.

1 Introducción

Entre las fuentes de energía eléctrica, se encuentran las sostenibles y no sostenibles. Mediante la energía renovable se genera de forma consecutiva teniendo como origen recursos naturales inagotables [1]. Entre estas se encuentran la energía hidroeléctrica, geotérmica, mareomotriz, biomasa, eólica y fotovoltaica.

La energía fotovoltaica aprovecha la radiación del sol como materia prima propiciando energía eléctrica [2]. Dicha energía constituida por un sistema de Energía Fotovoltaica permite producir energía mediante paneles fotovoltaicos, los mismos que transforman la radiación del sol en electricidad, ayudando a tener varias actividades aplicables a la vida diaria [2].

Para realizar la transformación de energía solar a energía eléctrica son utilizados los módulos de células fotovoltaicas, estos módulos consisten en dispositivos semiconductores. Los módulos o paneles reciben la radiación solar, se excitan y generan una tensión en sus extremos logrando la conversión [3]. Cuando el voltaje generado es inferior al requerido se debe enlazar los módulos en serie, por tanto, se obtiene diferencias de potencial acumulativas, lo que lleva a un aumento de voltaje. Por otro lado, los módulos generan corriente, después de generarla se pasa por un proceso de transformación de corriente continua a alterna, esto permite la inyección dentro del sistema eléctrico de distribución [3].

Las instalaciones fotovoltaicas tienen una serie de componentes mecánicos, electrónicos y eléctricos. Estos elementos adquieren y transforman la radiación solar en energía eléctrica [4]. Al instalar paneles solares fotovoltaicos, es necesario seleccionar una ubicación que permita recibir la máxima cantidad de radiación solar y que este expuesta directamente a la

luz solar, como por ejemplo en terrazas, patios, tejados, entre otros [3].

El método paridad de costo compara los precios de energía eléctrica de un sistema de autoconsumo y sistemas de generación convencional, su propósito principal es hacer más atractiva la obtención de energía renovable para autoconsumo [5].

Se han realizado análisis con este tipo de método. Uno de los análisis realizados fue la aplicación del medidor bidireccional para usuarios de electricidad en el país de Ecuador. Dicho estudio se basó en el costo de producción de electricidad en sistemas fotovoltaicos para autoconsumo con el precio nivelado de electricidad conocido también como el LCOE.

El método de paridad de costo se compara el LCOE con la tarifa de tipos de usuarios: Residenciales, Industriales y Comerciales. Concluyendo si existe paridad de red en cada tipo de usuario y si es rentable implementar un sistema fotovoltaico [5].

Otro caso de estudio utilizó el método de paridad de costo para comparar las tarifas del LCOE con las tarifas cobradas en la categoría residencial de cada país de estudio, donde se consideró una ciudad específica de cada país para realizar este análisis, de este modo analizando por medio de paridad de costo si existe o no una paridad en las tarifas. Este análisis tuvo como fin verificar que países tienen más beneficios económicos para implementar un sistema fotovoltaico de autoconsumo [6].

Se realizó un análisis de la influencia de los automóviles eléctricos en la industria de España, consistió en cómo se reducen los costos de las baterías, la capacidad de carga, autonomía y la fabricación de los vehículos eléctricos al pasar de los años. El estudio utilizó el método paridad comparando el

precio de producción de sistema de propulsión y la batería de los coches eléctricos. Concluyendo que en un año específico se logró la paridad de costo, volviendo rentable la adquisición de estos componentes y atraer la obtención de coches eléctricos [7].

En Argentina se realizó un enfoque para la investigación de la paridad de red en baja tensión con micro generación distribuida el cual consistió realizar un innovador hiperheurístico capaz de abordar la optimización del vector de inyecciones, a través de MicroGeneración Distribuida Solar, todo esto tomando en cuenta la Paridad de costos para la comparación de precios del LCOE con el precio de compra de la energía, verificando si existe una paridad [8].

En Perú se realizó un análisis de la equidad de red de un SFV con sistemas de producción eléctrica convencionales en dicho país, se revisa como fijan tarifas eléctricas para el consumidor residencial. Este estudio expone la esencia del costo nivelado de energía con fuente solar y como se usó la misma para el cálculo de tarifa eléctrica [9].

En Colombia usando el método de paridad de costo y una evaluación del ahorro que presenta un sistema de autogeneración fotovoltaica en los hogares de este país, se elaboró un prototipo económico el cual anticipa los flujos de efectivo derivados de un SFV. Se realizó un análisis económico y se tuvo como objetivo lograr una paridad de costo con fuente solar para configuraciones sin baterías, el cual tiene una capacidad de 0.7 kW para su generación de energía, por la paridad de red se logró identificar hasta que capacidad puede atender la demanda eléctrica de un SFV residencial [10].

En España, lograron un análisis mediante la paridad de red, el balanceo neto y la regulación tarifaria. Este se centró en las tarifas adicionales que están vinculadas con la utilización de la infraestructura eléctrica de distribución. Una meta adicional fue destacar las ventajas inherentes al empleo de uno de los métodos mencionados, con un enfoque particular en la planificación de la red. El propósito de este documento es prevenir posibles inconvenientes para los operadores de redes [11].

En Colombia se realizó un estudio de los panoramas de paridad de costo en varias ciudades, el estudio compara los cobros realizados por kWh por compañías y el promedio de la producción de un sistema solar para el autoabastecimiento. Se desarrolló un modelo financiero para hallar la rentabilidad para optar por hacer una inversión en un sistema fotovoltaico, como conclusión en dicho estudio se logró paridad de red en la mayor parte de ciudades para uno de los años de estudio [12].

Nuevamente en España se realizó un estudio de la situación de paridad de red en sistemas fotovoltaicos utilizando el LCOE y la Tasa Interna de Retorno, este estudio analizó varios casos para determinar cuándo y de qué forma se hallará paridad de red, para lograr esto se aplicó cálculos determinísticos y una técnica probabilística [13].

En todas las instancias en las que se ha aplicado el enfoque de paridad de red se logró determinar si había cumplimiento del método en sistemas fotovoltaicos con la energía convencional en cada país, la paridad de costo es utilizada para la comparación de precio de la energía por lo general en sistemas de autoconsumo, cuando se logra una paridad, se afirma que el precio obtenido es el adecuado, lo que conlleva a la consecución de una rentabilidad en el proceso. Estos estudios

tratan de incentivar la implementación de SGDA.

Este estudio se basará en determinar el costo que tendrá la energía excedente de paneles fotovoltaicos en sistemas de autoconsumo para su respectiva comercialización al sistema eléctrico de distribución, verificando si el implementar un sistema fotovoltaico (SFV) es rentable para el usuario, con el propósito de propiciar la utilización de energías renovables para la disminución de efectos contaminantes producida por la generación de energía de sistemas no sostenibles en el Ecuador.

Como metodología se usará el método de paridad de costo para comparar el costo por kWh de la producción de energía convencional y solar en el país, acompañado de indicadores de rentabilidad para concluir si es provechoso el hacer uso de energía solar en sistemas de autoconsumo. En la Figura 1 se observa el método paridad de costo.

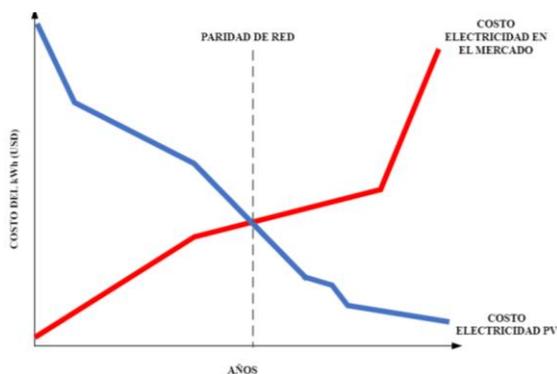


Figura 1. Paridad de Costo
Fuente: Elaboración Propia

2 Sistema Fotovoltaico

Un arreglo fotovoltaico genera corriente eléctrica mediante el uso de la radiación solar, este se encuentra compuesto por varios elementos.

2.1 Módulos Fotovoltaicos

Se les conoce como paneles solares debido a que estos se encuentran compuestos por células solares que aportan voltaje y corriente [14].

El propósito principal de los módulos es transformar la radiación del sol en energía eléctrica, esto en corriente DC. Los tipos de tecnologías más comunes son: Monocristalino, Policristalino, Amorfo o Capa Fina, Celdas flexibles, Celdas orgánicas, Celdas esféricas [14].

Estos paneles generalmente se encuentran hechos de silicio, gracias a su alta confiabilidad a una tarifa equitativa. Los paneles solares con material monocristalinos son los más efectivos, seguidos por el policristalino [14].

2.2 Regulador

Vigila la operación de recarga y descarga de las baterías del sistema, este regulador une los elementos del sistema. Puede evitar sobre descargas y sobrecargas en el sistema [14].

2.3 Baterías

En el sistema fotovoltaico las baterías se encargan de almacenar energía eléctrica del sistema, esta energía es usada en momentos de falta energética por la falta de irradiación solar.

Estas baterías cumplen funciones como brindar una elevada potencia instantánea, asignar el voltaje con el cual opera el sistema y almacenar energía eléctrica durante días [14].

2.4 Inversor

Altera la corriente DC ocasionada por los módulos solares en corriente AC, formando una red de suministro [14].

Cuando el sistema está vinculado a una red de distribución, el inversor asegura de que la señal originada se encuentre en fase, igual amplitud, forma de onda sinusoidal y frecuencia al igual que la tensión de la red.

En sistemas aislados su función principal es que la señal de tensión producida sea igual a la tensión nominal de los equipos instalados en el sistema [14].

2.5 Radiación Solar

Es la energía emitida por el Sol, esta energía es usada en países para aprovechar el índice de radiación y hacer uso de ella en sistemas de generación solar, en Ecuador se tiene un alto índice de radiación solar, donde su radiación solar global es de aproximadamente de 4200 kWh/año, ubicándolo como uno de los países con mejor oportunidad de implementar el aprovechamiento de energía solar fotovoltaica [15].

La eficiencia que se tiene al transformar energía solar a eléctrica es reducida, en otras palabras, no se aprovecha su energía máxima. Esta pérdida de eficiencia se debe a contaminantes en los paneles solares y variaciones en los ángulos de inclinación, temperatura, lluvias, etc. [16]. La radiación solar está compuesta de tres variantes como lo indica la figura 2:



Figura 2. Variantes de Radiación Solar
Fuente: Elaboración Propia

El implementar un sistema fotovoltaico depende de su ubicación geográfica, las

condiciones climáticas y altura del sol, dando a entender que la inversión será mayor o menor dependiendo del sector, esto por los distintos números de elementos para la instalación [4].

3 Sistemas de Autoconsumo

El autoconsumo está definido como instalaciones que generan electricidad teniendo como fin que la energía sea utilizada a nivel local. La instalación de un sistema de autoconsumo tiene ventajas sociales, económicas y ambientales, siendo así llamativa para el usuario. Estos sistemas pueden aumentar la eficiencia del sistema, debido a que erradica la transportación de electricidad [15].

En otras palabras, un sistema de autoconsumo conlleva a invertir en la instalación de un sistema que genere electricidad de manera autónoma, por lo general se instala paneles fotovoltaicos, esto se debe a que su fuente es renovable.

3.1 Sistema solar autosuficiente

Los sistemas autosuficientes o autónomos están considerados como fuentes de energía solar, la cual es generada y consumida por el usuario. Este sistema se encuentra aislado del sistema eléctrico, satisfaciendo las necesidades eléctricas.

El mismo se encuentra conformado por paneles solares, reguladores de carga, convertidor DC/DC, banco de baterías, protecciones eléctricas e inversores de corriente [15].

Este sistema no tiene retribuciones ni se rige a normas dadas por un ente regulador, sin embargo, debe propiciar información como la potencia nominal a instalar y la tecnología usada para su instalación. [15]. En la Figura 3 muestra los elementos que componen un sistema fotovoltaico autónomo.

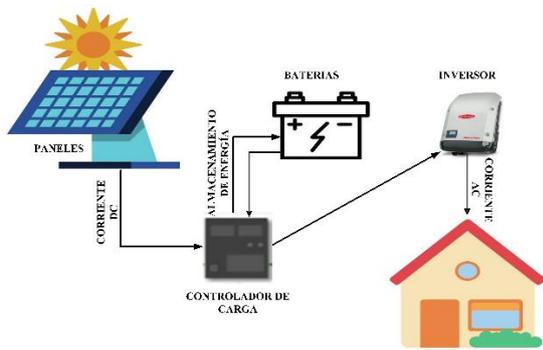


Figura 3. SFV autónomo
Fuente: Elaboración Propia

3.2 Sistema solar enlazado a la red

El SFV interconectado a la red cubre la demanda del usuario e inyecta de forma bidireccional energía faltante o excedente a la red eléctrica [17].

El mismo depende de inversores para lograr sincronía con la red eléctrica [18]. Se debe tener elementos como paneles solares, medidor bidireccional e inversor. La diferencia de este sistema con el aislado es que puede tener o no un banco de baterías [18].

Dicho sistema obtiene beneficios económicos con las empresas distribuidoras. Existen normativas internacionales donde la población es incentivada a instalar sistemas vinculados a la red eléctrica y obtener retribuciones por remanentes inyectados a la red, esto promueve a que el usuario tenga dicha instalación [19].

En Ecuador la instalación de este sistema beneficia al usuario económicamente mediante créditos de energía equivalente. La normativa vigente realizada por la ARCERNNR es la 013/21 donde explica que si la energía vertida en la red eléctrica no es mayor a cero la facturación del usuario será igual a cero, obteniendo un crédito a favor del consumidor [18].

Su propósito principal es incrementar anualmente la generación eléctrica vertida a la red y así minimizar la generación de energía realizada por otro tipo de fuentes [15]. Los elementos de un sistema fotovoltaico conectado a la red se muestran en la Figura 4.

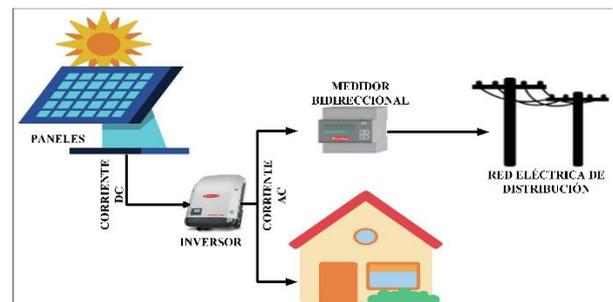


Figura 4. SFV conectado a la red
Fuente: Elaboración Propia

4 Diseño de Sistemas Solares

En el diseño de SFV se debe tener en cuenta varios factores como lo es la irradiancia del sector, superficie disponible para su instalación y la capacidad eléctrica instalada en el sistema [20].

Mediante el consumo diario del usuario se podrá dimensionar el sistema, dicho consumo se lo realiza calculando la potencia de los aparatos eléctricos en la residencia y su uso diario logrando obtener la energía consumida en Wh/día [3].

Se conoce como (ES) a la cantidad de energía solar expresada en kWh/m²/día o como HSP (horas de sol pico), donde esta expresa las horas que se recibe energía en un día (h/día). El ES se calcula mediante la ecuación 1 [21].

$$HSP = \frac{ES \frac{Wh}{m^2} / día}{1000 W/m^2} \quad (1)$$

Por otro lado, es necesario tener conocimiento acerca del número de paneles

solares que necesitara en el SFV. Su expresión viene dada por la ecuación 2.

$$\frac{\# \text{ de Paneles}}{\text{Potencia Requerida}} = \frac{\text{Potencia del Panel}}{\text{Potencia del Panel}} \quad (2)$$

Si al utilizar la fórmula establecida para obtener el número de paneles solares necesarios si se obtiene un valor no entero, se debe redondear este valor al inmediato superior y así obtener un número exacto y poder cumplir la demanda de energía del usuario [22].

Cuando se conectan los paneles en serie se consigue aumentar el voltaje total del sistema mediante la suma de cada módulo, mientras que en la conexión en paralelo aumenta la corriente, por medio de la ecuación 3 se puede determinar la cantidad de paneles que se deben conectar en serie [23].

$$Panel_{serie} = \frac{V_{prom} Inversor}{V_{pm}} \quad (3)$$

Donde:

$V_{prom} Inversor$: Voltaje Promedio del Inversor

V_{pm} : Voltaje máximo en la temperatura nominal de la célula para máxima potencia (TONC)

Para su conexión en paralelo se aplica la ecuación 4.

$$Panel_{paralelo} = \frac{PG SFV}{Panel_{serie}} \quad (4)$$

Donde:

$PG SFV$: Potencia generada del sistema fotovoltaico [23].

Otro factor es la temperatura de la zona, debido al efecto que tiene en la producción de energía, esta afecta al voltaje al que

trabaja el sistema [15]. Con temperaturas elevadas puede producir pérdidas en la eficiencia del panel, en otras palabras, baja tensión. Mientras que a temperaturas bajas su eficiencia disminuye. Permanecen las condiciones óptimas que debe tener el sistema se encuentran entre 20 a 25 °C [15].

El dimensionamiento del inversor es de vital importancia, su potencia nominal debe superar la carga total instalada. No obstante, el inversor debe evitar el sobredimensionamiento para que pueda funcionar de manera eficiente [15].

Por medio de la ecuación 5 se determina la potencia del inversor.

$$P_{inversor} = PG FV \times 1.20 \quad (5)$$

Donde:

$PG FV$: Esta denotado como la capacidad de generación de potencia del sistema solar (W/día).

Mientras que 1.20 esta referido como un margen de seguridad del 20 % en este caso, evitando así la deficiencia del inversor para condiciones elevadas [15].

Para obtener una temperatura adecuada para el panel solar se debe emplear la ecuación 6.

$$T_c = T_a + \frac{TONC - 20}{800} \times G \quad (6)$$

Donde:

T_a : Representa Temperatura Ambiente

$TONC$: Es la Temperatura de funcionamiento estándar del panel fotovoltaico

G : Irradiancia Solar.

La energía producida por el SFV se determina a través de la evaluación del perfil de consumo, una de las formas de calcular es analizando la facturación

eléctrica en el último año. La E_g SFV (Energía Generada del Sistema Fotovoltaico) se encuentra expresada en la ecuación 7 [24].

$$E_g \text{ SFV} = \left(\frac{G_{dm} \times P_{min} \times P_{perd}}{G_{cem}} \right) \times 1 \left(\frac{kWh}{día} \right) \quad (7)$$

Donde:

P_{perd} : Corresponde a las potencias de pérdidas

G_{dm} : El valor promedio de irradiación diaria expresado en $\frac{kWh}{m^2 día}$

P_{min} : Potencia mínima

G_{cem} : $1 \frac{kW}{m^2}$.

Por otro lado, el costo mensual o anual de la energía consumida que se genera a partir del SFV se expresa mediante la ecuación 8 [15].

$$\text{precio de consumo} = \text{consumo} \frac{kWh}{año} \times \text{precio Energía} \frac{\$}{kWh} \quad (8)$$

Donde:

kWh : Demanda energética atendida por el SFV

$\frac{\$}{kWh}$: Es la tarifa de energía por cada kWh [15].

5 Normativa Nacional

En Ecuador la normativa que se rige para sistemas de generación distribuida (SGDA) es ARCERNNR 013/2021, está enfocada en los consumidores que instalen SGDA y distribuciones relacionadas con la sincronía de red [18].

Según esta norma el usuario que instale SGDA debe tener una capacidad nominal

≤ 1 MW, por otro lado, debe conectarse al sistema eléctrico de distribución cumpliendo el sincronismo de red o conectarse a través de instalaciones eléctricas del consumidor [25].

Otra regla que cumplir es que el SFV debe producir energía anual igual o inferior al consumo anual de energía del usuario, en resumen, se debe evitar remanentes de energía. El dimensionamiento del sistema es responsabilidad del propietario de la instalación [18].

Cuando un usuario tiene sobrantes de energía serán inyectados a la red eléctrica, no recibiendo remuneraciones por el mismo, sin embargo, se reconocerá créditos de energía beneficiando al consumidor, estos créditos se calculan según lo establecido en la normativa ARCERNNR 013/21, de forma específica en el artículo 18 [18].

Los usuarios del SGDA pertenecientes al grupo general y residencial del catálogo de costos del SPEE (Servicio Público de Energía Eléctrica), serán beneficiados mediante ayudas y descuentos, esto proporcionado por las autoridades ecuatorianas. Estos beneficios se calcularán a través de la compensación de energía mensual y mediante disposiciones legales, normativas basadas en la determinación de la energía facturada mensualmente [18].

En el país, el LRTI (Ley de Régimen Tributario) en el artículo 46 se encuentra el cálculo del monto sujeto a impuestos sujeta a la aplicación de tributación sobre los ingresos con el fin de ello, tanto sociedades como personas naturales deben llevar registros contables. En el inciso 13, específica que se puede reducir un 100% suplementario de depreciación y amortización, esto al adquirir aparatos tecnológicos usados para la generación

eléctrica de energía sostenible, como lo son recursos eólicos, solares, etc. [26].

Existen varios beneficios tributarios para fomentar el desarrollo de la energía limpia en Ecuador como lo son:

El Impuesto sobre el valor añadido corresponderá al 0% para la obtención de paneles fotovoltaicos [26].

Entidades legales disfrutarán de una reducción del 100 % en amortización y depreciación de elementos con destino a la producción de energía solar, obteniendo así un incentivo fiscal. El cual es aprobado durante la operación del SFV [26].

La anulación de tarifas en la importación de dispositivos destinados a la generación solar para reducir el costo de la instalación, beneficiando a la sociedad [26].

Para llevar a cabo SGDA conectado a la red usando como fuente energía solar se debe revisar la normativa nacional en donde se vaya a implementar. Existen países como Colombia, España, Costa Rica y México que de igual forma permiten una generación distribuida para el autoconsumo y que se puedan conectar a la red. Dichos países tienen en común normativas que explican la remuneración de excedentes mediante formas de cálculo para especificar el valor del excedente inyectado por el usuario de SGDA.

6 Normativa Internacionales de SGDA

1) Costa Rica. Se encuentra considerado como uno de los países que alcanzo el éxito en cuanto a energía. Este logro se debe a dos enfoques técnicos específicos.

La primera técnica fue por medio de procesos de subasta, dando paso

a la elevación de capacidad aumentada.

Con la segunda técnica se incentivó a los usuarios a comercializar el excedente de energía [27].

El estado de Costa Rica dio a conocer que la producción descentralizada de electricidad, de diversas fuentes sostenibles estandariza el suministro energético mediante acuerdos y la medición correspondiente [28].

Dentro de las disposiciones del reglamento SGDA, artículo 34 determina que los usuarios tendrán posibilidad de que se inyecte los excedentes al sistema de distribución], especificando que el 49% podrán hacer uso o reclamar la energía inyectada dentro de los meses posteriores durante un año. Mientras que el 51% restante tendrán que comprar el excedente inyectado a la empresa distribuidora de energía [28].

2) México. Tiene varios beneficios la implementación de un SGDA, pero entre los principales se encuentra que el proveedor adquirirá cualquier excedente de energía, al mismo precio que ellos emitan al usuario final.

El gobierno de esta nación está promoviendo la producción descentralizada de energía renovable, esto utilizando normativas y reglamentos ya establecidos [29].

México promueve el ingreso libre a los sistemas de distribución, venta de electricidad y plazas de adquisición. Su objetivo es que el

consumidor venda el remanente de electricidad generado por energía limpia [30].

3) Colombia: Se introdujo la generación distribuida y para el autoabastecimiento a partir del año 2014.

La ley 1715 del mismo año habla sobre la regulación unificada del ERNC (Energías Renovables no Convencionales) [31]. Mediante dicha normativa buscan incentivar la introducción de ERNC, aplicando criterios para desarrollar una sostenibilidad medioambiental, económica y social, involucrando a sectores públicos y privados [31].

Concluyendo, esta regulación incentiva a los usuarios a comercializar los remanentes de su propia producción con la red eléctrica pública. El precio de mercadeo de este se encuentra constituido en la tarifa por hora en el mercado a gran escala de electricidad [31].

4) España: Para este país, se basa en el Real Decreto Ley 15/2018 como punto de referencia. Este decreto invalida peajes y pagos de cargos para el despliegue de sistemas de generación distribuida [32].

La normativa mencionada autoriza instalaciones de producción eléctrica mediante energía solar, donde pueden ser con mayor potencia que la contratada por el usuario, en otras palabras, se puede producir energía suficiente, haciendo uso de esta de forma autónoma [32].

La regulación en vigor en este país es el Real Decreto 244-2019, el cual menciona sobre el autoconsumo fotovoltaico, introduciendo cambios en comparación con la Ley 15/2018.

Una posibilidad de esta ley es que radica que las comunidades pueden contar con instalaciones compartidas para cubrir sus necesidades energéticas y tener la capacidad de comercializar energía remanente en el sistema de distribución [33].

En el artículo 14 de este decreto menciona el proceso de compensación simplificada, donde en el numeral 3 menciona que dichos mecanismos consistirán en un balance económico de la energía utilizada por el usuario, esto durante el tiempo de facturación con múltiples atributos [33].

En el mismo numeral inciso ii, menciona que, si se dispone de un convenio de suministro con tarifas voluntarias para pequeños consumidores con referencia a una empresa distribuidora, existen dos índices:

El índice a, habla sobre la demanda de energía por hora de la red, la cual será evaluada según el costo horario de la electricidad del precio voluntario en cada hora (TCUh) [33].

Mientras que en el inciso b, la energía adicional por hora sea evaluada mediante el Pmh (Precio Medio Horarios), calculado basándose en los desenlaces del mercado cotidiano y de jornada en la

hora x . A este se resta el costo de los desvíos de energía (CDSVh) [33].

El precio del remanente de energía no debe exceder el costo de la energía sustraída de la red por hora, esto durante el ciclo de facturación (que no excederá un mes) [33].

7 Paridad de Red

También conocida como Paridad de Costo, cuando un suministro de energía renovable genera electricidad a un costo menor o no superior que el precio general de comercialización del kWh proveniente de la red [10], [34].

Este método permite evaluar si una fuente de energía puede convertirse en candidata para un crecimiento general sin respaldo financiero del gobierno [5], [10].

Existe Paridad de Red en SFV cuando el costo de generar energía es equivalente al precio de adquisición de la compañía distribuidora local, alcanzando la paridad de costo eléctrico. Si este valor es inferior, se deduce que es más rentable para el consumidor generar su propia electricidad [5].

En el caso específico de un SFV, se logra la paridad de costo cuando el costo de producción de electricidad utilizando paneles solares es igual o inferior al costo del mercado de la electricidad [8]. En la Figura 5 explica de forma más precisa en que consiste el método paridad de costo.

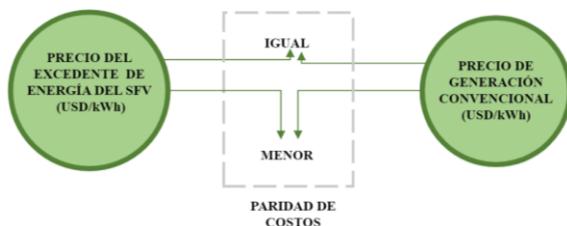


Figura 5. Paridad de Costos Eléctricos
Fuente: Elaboración Propia

La paridad de costos es clave en la producción de energía sostenible, debido a que representa el momento en que la energía limpia se vuelve competitiva con la energía convencional procedente de la red [8].

8 Indicadores de Rentabilidad

Existen varios indicadores de rentabilidad, en este caso se consideró: VAN, TIR, PRI que evalúan la rentabilidad de proyectos.

8.1 Valor Actual Neto

Es conocido como VAN, considerado como uno de los indicadores financieros usados para evaluar proyectos a ser financiados. El Valor Actual Neto consiste en actualizar egresos e ingresos de un proyecto, en otras palabras, la correspondencia de los ingresos netos generados a lo largo de la operación del sistema [35].

El VAN evalúa proyectos que se consideren específicamente el valor del dinero en el tiempo. Cuando se calcula considerando los valores de flujos de caja futuros, los cuales producirá el emprendimiento [35].

Es el producto de las ganancias proyectadas para el futuro. Su rentabilidad se evalúa en términos de moneda, en este caso, se examinará en dólares. Podemos inferir que el Valor Actual Neto evaluará la factibilidad financiera de un proyecto de SGDA, está representado por la ecuación 9.

$$VAN = -I_0 + \sum_{n=1}^{25} \frac{F_n}{(1+i)^n} \quad (9)$$

Donde:

- I_0 : Inversión del Proyecto (USD)
- F_n : Flujo de efectivo neto
- n : Indica la duración de vida del sistema
- i : Tasa de descuento [35].

8.2 Tasa de Rendimiento Interno

La Tasa de Rendimiento Interno es reconocida como la tasa de interés que hace que el VAN se anule. Es utilizada para saber el provecho de las inversiones. Establece la tasa de descuento aplicada a los ingresos monetarios producidos a lo largo de su vida operativa, provocando que sean igual con la inversión.

Entre más alto sea el valor de la TIR, el proyecto será considerado rentable, convirtiéndose en deseable para el inversionista [35]. La ecuación 10 muestra cómo se obtiene el TIR.

$$TIR = -I_0 + \sum_{n=1}^{25} \frac{F_n}{(1+i)^n} \quad (10)$$

Se concluye que la TIR determina la tasa de rentabilidad, la cual esta denotada por i , que haga que el Valor Actual Neto sea igual a 0 [35].

8.3 Etapa de repago de la inversión

Este periodo considera la duración necesaria con el fin de recobrar la inversión inicial del proyecto. El PRI es mayormente empleado en proyectos de desarrollo, donde las inversiones más favorables tienen PRI más breve.

Su objetivo principal es que la elección de proyectos se centre en la rapidez de conversión a efectivo en lugar del rendimiento, el proyecto se considerará rentable si su PRI es inferior al lapso de recuperación máximo aceptable, en sentido opuesto si el PRI excede al periodo de recuperación máximo aceptable, el proyecto carecerá de rentabilidad [35]. El PRI se encuentra expresado por la ecuación 11.

$$PRI = a + \frac{b - c}{d} \quad (11)$$

Donde:

a : Recuperación del capital invertido a través del flujo acumulado

b : Inversión Inicial

c : Esta denotado mediante el acumulado de flujos de efectivo hasta el periodo a

d : Corresponde al flujo de caja neto actualizado durante el año en que se recuperar la inversión inicial [35].

9 Metodología

9.1 Procedimiento

Debido a la inexistencia de comercialización de energía excedentaria para sistemas de autoconsumo se realiza un análisis de beneficios económicos para un usuario que pueda vender el remanente a para la red eléctrica de distribución. Si en el Ecuador se pudiera realizar la comercialización de remanentes de energía de un SGDA, sería más atractivo para inversionistas el implementar este sistema.

La meta de la indagación consiste en efectuar un análisis de rendimiento financiero para implementación de un SGDA y su venta de energía excedentaria, enfocado en el estudio de un sistema fotovoltaico.

Se realizó una evaluación de costos de inversión y mantenimiento, según al dimensionamiento de cada consumidor los costos del SFV variaran. Para prolongar la duración del sistema y reducir al mínimo riesgos se lleva a cabo este tipo de análisis y poder mejorar la eficiencia financiera de los equipos a implementar. Para esto se debe disponer de un programa de mantenimiento [35].

La instalación de una estructura de autoabastecimiento de energía solar interconectado a red debe ajustarse a las regulaciones establecidas por la normativa ARCERNNR 013/2021, en la Figura 6 se

dan a conocer los componentes para un SFV [18].

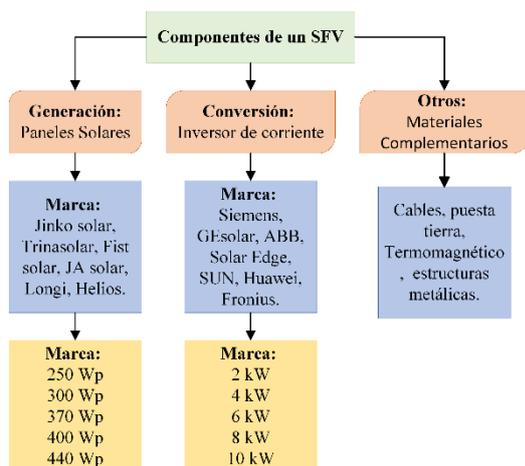


Figura 6. Elementos de un SFV
Fuente: Elaboración Propia

Para el dimensionamiento del SFV se utilizó una potencia de 400 W para los paneles FV de la marca Longi en conjunto con inversores marca Siemens con 10000 W debido a que se busca mantener alineada su capacidad con la potencia del sistema puesto que se consideró un sistema con un factor de expansión, esto contribuye a maximizar la generación de energía mejorando la eficiencia del sistema, materiales complementarios utilizados son: cables, estructuras metálicas, termomagnéticos, etc., junto con un margen de ganancia ofertado por empresas que realizan instalaciones del SFV, este dimensionamiento se estableció de acuerdo a las normas dispuestas por la ARCERNNR resolución 013/21.

Mediante el costo unitario se determina el costo de producción por cada vatio con el SFV, el mismo se calculará para cada elemento mediante la ecuación 12.

$$CU = \frac{\text{costo unitario}}{\text{potencia del equipo}} \quad (12)$$

Por medio de las ecuaciones mencionadas en la sección 4, se encuentra

en la Tabla 1 los precios por unidad de cada elemento.

Tabla 1. Precio por Unidad del Sistema Fotovoltaico

DETALLE DEL EQUIPO A UTILIZAR			
	Potencia (W)	Costo por Unidad (USD)	USD/Wp
Placa Solar	400	\$ 300	\$ 0.75
Inversor	10000	\$2,031.79	\$ 0.20
Otros	40 %		\$ 0.38
Utilidad	25 %		\$ 0.33
TOTAL			\$ 1.67

Fuente: Elaboración Propia

Se tiene que el total de 1.67 \$ (ver tabla 1); este es el costo que se tiene al producir cada vatio (W).

Por otro lado, Mediante el método de paridad de red se analizará si el precio del excedente de energía anual es competitivo con el costo de la compañía distribuidora. El precio del kWh por parte de la generación de energía convencional se anticipa un aumento anual del 2% en vista de que, según estudios, las fluctuaciones en la inflación nacional inciden en la economía.

El análisis reveló una inflación del 1.97%, cifra inferior al año anterior. Este hallazgo sugiere que, con el tiempo, es probable que la inflación experimente un repunte, generando un incremento en los precios de la materia prima y los materiales necesarios para la elaboración de sistemas eléctricos con generación no sostenible [36].

Para el cálculo del costo del excedente de generación fotovoltaica se utilizó como guía el Real Decreto 244-2019 de España [33], dado que actualmente no se lleva a cabo la comercialización de energía excedentaria en el país, se ha tomado como punto de referencia el presente decreto para evaluar la rentabilidad del sistema. En perspectiva, se espera que en el futuro la agencia reguladora de Ecuador pueda desarrollar un

método más preciso para realizar este cálculo. Este decreto menciona que el costo del excedente esta dado por la ecuación 13.

$$P_e = Pmh - CDSVh \quad (13)$$

Donde:

P_e : Precio de Excedente del Sistema FV

Pmh : Costo promedio por hora de producción de energía

$CDSVh$: Costo de Desvío horario consumido de los comercializadores.

El cálculo del precio medio horario viene dado por la ecuación 14.

$$Pmh = P_g + d + c \quad (14)$$

Donde:

P_g : Promedio del costo de generación por kWh/día proporcionado por el encargado de operar y controlar el SEP

d : Tarifa de venta de la compañía distribuidora por kWh

c : Precio de Distribución de energía en kWh.

Para obtener el promedio del costo de generación en kWh/día, se aplicó la ecuación 15.

$$P_g = \frac{1}{365} \sum_{i=1}^{365} D_h \quad (15)$$

Donde:

D_h : Datos históricos en kWh.

Mientras que en coste de desvíos horarios se obtiene mediante la ecuación 16.

$$CDSVh = (E_g - C) * k \quad (16)$$

Donde:

E_g : Producción de Energía Fotovoltaica

C : Consumo de energía por el usuario

k : Es el 25% del costo promedio del kWh de la empresa distribuidora.

Es fundamental garantizar que el costo de desvíos horarios sea apropiado. En este contexto, se reconoce que el valor de "k" no debe exceder el precio de la tarifa del kWh; más bien, debe ser igual o inferior a dicho precio. Sin embargo, en Ecuador, debido a la carencia de datos suficientes derivados de la falta de un mercado establecido, calcular este costo resulta desafiante [37].

Ante esta situación, se propone una solución que se ajusta a la realidad local. Se establece que el valor de "k" se determinará como el 25% del costo promedio del kWh de la empresa distribuidora, esto para ver el efecto de la tarifa en los usuarios para diferentes categorías [37]. Esta medida cumple con la condición de no superar el valor de la tarifa de la empresa, lo cual es coherente con las directrices establecidas por el Real Decreto 244/19.

Esta decisión, además de abordar la falta de datos específicos en Ecuador, busca incentivar la adopción del sistema. Establecer "k" como el 25% del costo promedio del kWh de la empresa distribuidora ofrece un equilibrio, ya que un porcentaje mayor podría resultar en un valor de venta del excedente superior a la tarifa nacional [38], contraviniendo así las regulaciones establecidas en el mencionado decreto. Este enfoque busca armonizar las necesidades locales con los lineamientos internacionales, asegurando un sistema justo y conforme a las normativas vigentes.

El caso de estudio a realizar será para un usuario de categoría residencial con un consumo de 3500 kWh, cuya tarifa en la categoría residencial se encuentra en el ANEXO 1. Dicho esto, se observa en el Pliego Tarifario que para el consumo seleccionado se tiene un precio de 0.0436 \$ por kWh. Considerando a cubrir el 100 % la demanda anual de electricidad del usuario con el SFV, en conjunto con una tasa de interés del 12 %.

9.2 Análisis del Consumo y Tarifas de Energía Eléctrica

Este perfil tiene que ver con la demanda que requiere el sistema, generalmente el consumo energético diario, junto a su estimación anual con el fin de establecer el costo de electricidad. Este perfil de gasto esta diferenciado según el segmento de usuario, abarcando los sectores industrial, comercial y residencial [15].

En el siguiente algoritmo, se realiza el proceso de la determinación del costo de excedentes de energía en un sistema fotovoltaico de autoconsumo para su respectiva comercialización.

Determinación del costo de excedentes de SFV de autoconsumo	
Inicio	
Paso 1:	Recopilación de datos históricos del costo de generación de energía kWh.
Paso 2:	Obtener el promedio del costo de generación por kWh/día $P_g = \frac{1}{365} \sum_{i=1}^{365} D_h$
Paso 3:	Determinar el Precio Medio Horario (USD/kWh). $P_{mh} = P_g + d + c$
Paso 4:	Estimar la producción de energía anual kWh/año (E_g).
Paso 5:	Estimar el Consumo anual (C) del usuario del sistema kWh/año.
Paso 6:	Obtener la energía excedentaria anual generada kWh/año ($E_g - C$).
Paso 7:	Hallar el Costo de los desvíos horarios (USD/kWh) $CDSVh = (E_g - C) * k$
Paso 8:	Determinar el precio de la energía excedentaria en kWh. $P_e = P_{mh} - CDSVh$
Fin	

En este estudio, se tomó en cuenta diversos escenarios del cuadro financiero.

En Ecuador las tarifas están divididas en los escenarios de acuerdo con el segmento de cliente, ya sea domiciliario o general, y fundamentado en la intensidad de voltaje.

9.3 Proyección de Producción anual de Energía

En Ecuador, la falta de una normativa específica para la comercialización de energía excedentaria proveniente de sistemas de autoconsumo conectados a la red eléctrica limita la adopción de tecnologías sostenibles. Este estudio se propone implementar un sistema fotovoltaico de autoconsumo en la ciudad de Quito, evaluando el costo de la energía excedentaria por cada kWh generado.

Con un consumo mensual promedio de 3500 kWh y un usuario de categoría residencial con demanda intermitente, se busca determinar la viabilidad económica y los posibles beneficios para incentivar la implementación de sistemas más limpios y eficientes, resaltando la necesidad de una normativa que favorezca la transición hacia fuentes de energía sostenible.

Con el fin de establecer la energía que el SFV va a producir se toma en cuenta la carga a cubrir en el sistema (ver sección 9.1), se cubrirá el 100 %. Se estima que la demanda media mensual es de 3500 kWh.

Para el dimensionamiento de un SFV se necesita el HSP, donde es esencial cubrir una potencia mínima diaria de 24 kW obtenidos a partir de la normativa ecuatoriana ARCERNNR 013/21 la cual explica la forma de obtener esta potencia. La inversión inicial necesaria para el SFV es de \$48,040.22.

Teniendo los datos del dimensionamiento del sistema se calcula la generación anual de energía del SFV conectado al sistema eléctrico de

distribución, donde se producirá en el primer año 47031.71 kWh/año, esta producción anual tendrá una reducción del 0.50 % anualmente en su eficiencia al producir energía fotovoltaica a eléctrica debido a las pérdidas de conversión ocasionadas por efecto sombra, presencia de impurezas en las superficies de los paneles, radiación solar, lluvias, etc. Por tanto, en el año uno se tendrá una eficiencia del 88 % [16]. En la Figura 7 se observa la producción anual de energía por parte del SFV.

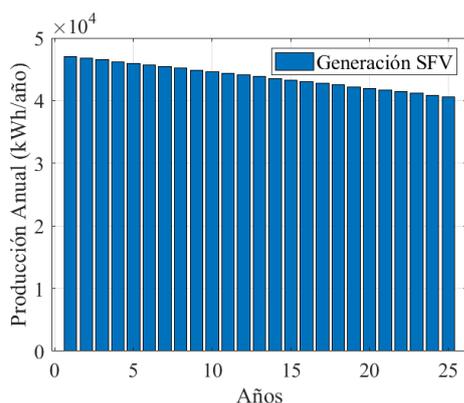


Figura 7. Generación de Energía del SFV
Fuente: Elaboración Propia

Se contempla como el rendimiento variable de los módulos solares contribuye a una disminución anual en la producción de energía, disminuyendo progresivamente durante los años de duración del sistema.

9.4 Costo Excedente de Energía

9.4.1 Precio Medio Horario

Para calcular el costo asociado con la energía excedentaria producida se tomó como referencia la metodología de España como lo menciona en la sección 9.1.

El precio medio horario (Pmh) está dado por el promedio del costo de la generación eléctrica agregado junto a los valores de comercialización y distribución por parte de la empresa distribuidora de energía [33], [39].

Mediante los costos kWh de generación anual calculados por el Operador Nacional de Electricidad en el Ecuador y los valores obtenidos de la empresa distribuidora local se obtiene el Precio Medio Horario como lo indica en la ecuación (13).

Se encuentra un diagrama del Precio medio horario en USD/kWh/mes (ver figura 8), donde muestra el desarrollo anual del Precio Medio Horario de energía eléctrica para el año de estudio. El precio medio horario al mes se muestra en la Figura 8.

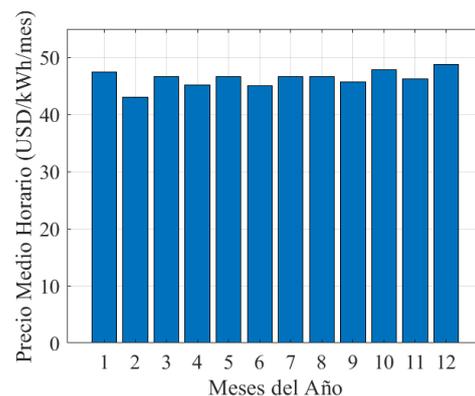


Figura 8. Precio Medio kWh/mes
Fuente: Elaboración Propia

El Precio Medio Horario de cada kWh/mes varían debido a los consumos de energía analizados durante el año por parte del CENACE que es el Operador Nacional de Electricidad.

Se observa que la energía tiene su mayor costo en este punto se encuentra en el mes de Diciembre con \$ 48.76 por kWh/mes. El Pmh se mantendrá para el caso de estudio como valores fijos a lo largo de los años de funcionamiento estimados para el SFV.

9.4.2 Precio de Desvíos Horarios

El costo de desvíos horarios se obtiene mediante la generación adicional del sistema fotovoltaico y el veinticinco por ciento del coste del kWh por parte de la empresa distribuidora. El precio del CDSVh

(Costo de Desvíos Horarios) se obtiene mediante la ecuación (15).

A la energía producida por el SFV se le resta la energía consumida por el usuario, quedando así el desvío o en otras palabras el remanente. El coste de los desvíos será igual al desvío horario por el costo del kWh de la empresa. En este estudio el excedente se multiplica por el 25% del costo del kWh, siendo en este caso de \$ 0.09.

Este costo de desvíos horarios tomo como opción el veinticinco por ciento del costo del kWh en el país para ofrecer una opción más económica a los inversionistas, incentivando a la adopción de energía solar.

Acto seguido se encuentran los excedentes de energía producidos en cada año (kWh/ año) en la Figura 9.

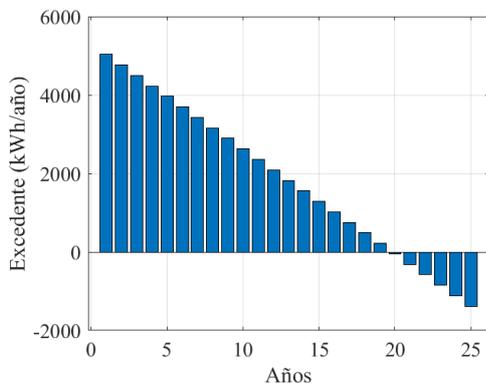


Figura 9. Desvíos Horarios anuales del SFV
Fuente: Elaboración Propia

El resultado obtenido se refiere al remanente de energía obtenido del sistema durante cada año de su vida operativa. El excedente generado por el SFV disminuye con el pasar de los años debido a la vida útil que tiene el sistema. Para el primer año el sistema produce un excedente de 5031.71 kWh/año, siendo un excedente considerable para la venta de energía, sin embargo, para los últimos años de su vida útil tiene valores en contra como lo es en el año 25, este remanente es de -1381.70 kWh/año, dicho valor no cumple con la demanda establecida para el usuario.

El valor sobrante para alcanzar la demanda del usuario será inyectado de la red para contrarrestar la carencia de energía y poder cubrir la demanda. El costo que tendrá el Desvío Horario por cada año está representado en la Figura 10, donde se muestra el precio para cada año

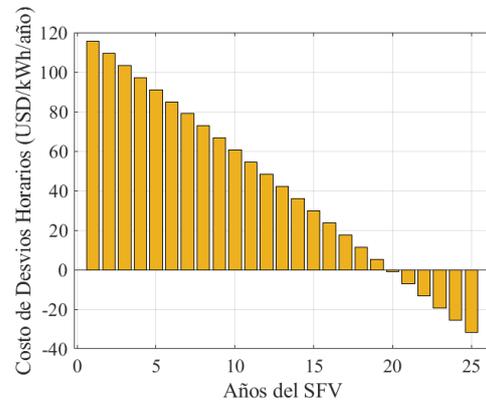


Figura 10. Costo de Desvíos Horarios
Fuente: Elaboración Propia

Los precios obtenidos durante cada año se definen como el Costo de Desvíos de Horarios, estos valores son indispensable para obtener el precio del excedente de energía.

Los precios se encuentran en decremento donde en el primer año se obtiene el valor pico de 115.73 \$ por kWh/año, caso contrario obteniendo un valor en contra en el último año de -31.78 \$, cada año del sistema puede generar precios que beneficien o desfavorezcan al usuario.

9.4.3 Precio de Excedente

Para lograr hallar el precio de excedente de energía se aplica la ecuación (13). Una vez realizado el cálculo para cada año de la vida operativa del sistema se procedió analizar los valores obtenidos. Se puede observar el precio del remanente de energía en la Figura 11.

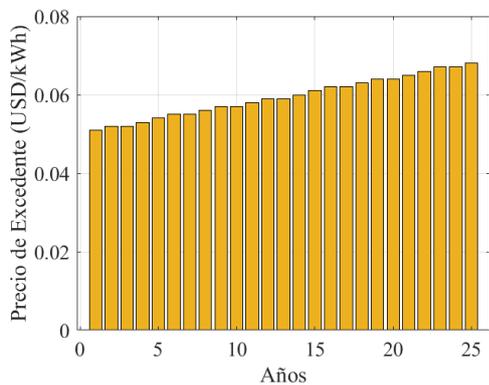


Figura 11. Precio de Energía Excedentaria del SFV
Fuente: Elaboración Propia

Se puede observar como el precio de la energía excedentaria va en crecimiento durante los 25 años de operación del SFV, para el primer año se obtuvo un costo de 0.051 USD/kWh.

En el año 25 se tendrá un costo de excedente de 0.068 USD/kWh, sin embargo, en este año el precio obtenido será el valor por pagar a la empresa distribuidora ya que para los años que tengan un desvío horario negativo se tomaran como egresos los costos de excedentes para estos años debido a que el sistema no cumple la demanda deseada se tomará como penalización y el precio del excedente en estos años se tendrá que pagar a la empresa distribuidora [33].

Cuando el desvío horario sea mayor a cero, se tendrá ingresos por los precios de excedentes de energía, sin embargo, cuando el desvío sea menor a cero se pagará dicho costo a la empresa distribuidora.

Por otro lado, cuando el desvío sea igual a cero, no se tendrá ingresos o egresos en el sistema.

9.4.4 Paridad de Costo

Para implementar el método Paridad de Costo o conocido también como Paridad de Red se realizó la comparación de costos entre el precio excedentario hallado con el Precio Medio Horario y los Desvíos

Horarios de energía y el precio de un usuario residencial con un consumo de 3500 kWh y así evaluar si existe una rentabilidad al implementar un sistema fotovoltaico para un usuario con la demanda de energía mencionada.

El costo de la tarifa residencial de 3500 kWh tendrá un incremento anual del 2 % esto suponiendo que para cada año el costo del kWh de energía incremente, por motivo de que aumente el precio para la generación de energía no convencional en el País.

Por el método de Paridad de Red se realiza una comparación del precio del excedente fotovoltaico y el costo de la tarifa por consumo de la producción con fuente no convencional. A continuación, en la Figura 12 se muestra los resultados por el método de paridad de costo.

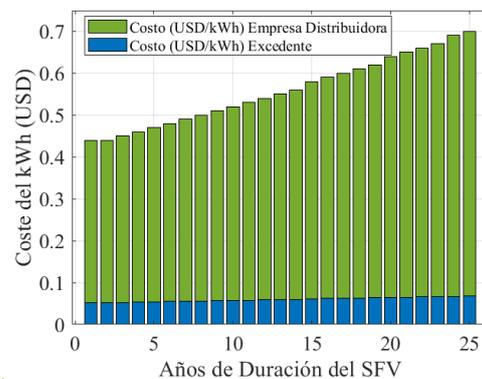


Figura 12. Paridad de Red 3500 kWh
Fuente: Elaboración Propia

La figura muestra la comparación de precios en kWh del excedente de energía y el costo del kWh en el nivel de consumo obtenido del Pliego Tarifario.

Mediante el método de paridad de red tenemos al observar la figura que la venta de excedentes en el sistema fotovoltaico es rentable debido a que el costo del kWh del excedente es menor al costo de la empresa distribuidora.

Por otro lado, al pasar de los años de vida útil del sistema se obtiene incremento del

precio de la energía excedente, esto se debe a la variación de los desvíos horarios los cuales van en disminución cada año logrando ese aumento en el costo de la energía remanente, sin embargo debido a los costos de los desvíos los precios del excedente a partir del año veinte serán pagados por el usuario a la empresa distribuidora, esto se debe al incumplimiento de la demanda por parte del usuario ya que la energía faltante será inyectada de la red.

Como resultado para este caso se obtiene que, al implementar un sistema fotovoltaico enlazado a la red, para un usuario residencial con una demanda media mensual de 3500 kWh, se obtiene costos de excedentes menores a comparación con la tarifa impuesta para este rango de consumo cumpliendo con la paridad de costo, volviéndose rentable el implementar este sistema por parte del método paridad de costo.

9.5 Factibilidad Económica

El ahorro o ingreso que beneficia a la implementación del SFV son las ventajas tributarias propuestas en la LRTI [26], ya expuesta anteriormente, se puede observar en la Figura 13 el ahorro obtenido.

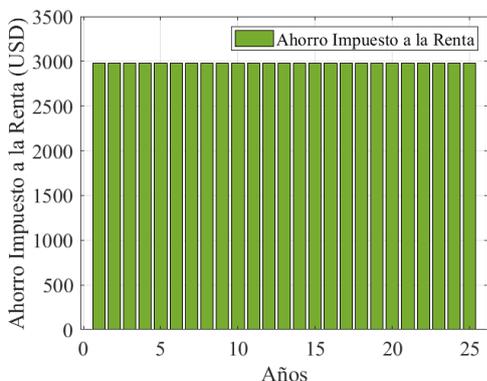


Figura 13. Ahorro en obligaciones Tributarias
Fuente: Elaboración Propia

La preservación obtenida al invertir \$48,040.22 es de \$ 2,402.01 para cada año

(Ver Figura 10), dicho ahorro es gracias a las oportunidades proporcionadas por la LRTI (Ley del Régimen Tributario) [26].

Posterior mente se encuentra proyecto en la Figura 14 el diagrama de flujo acumulado del, este indica la sumatoria de los flujos de efectivo generados en el sistema durante los años de vida útil, ayudando a evaluar la rentabilidad global del proyecto.

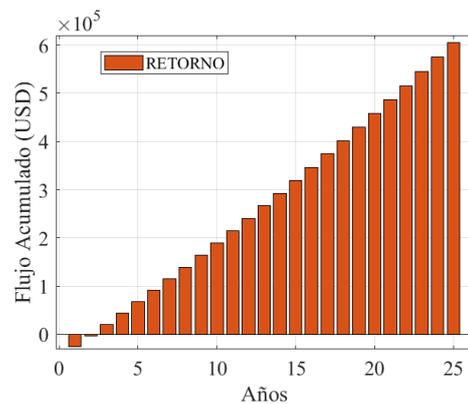


Figura 14. Flujo Acumulado
Fuente: Elaboración Propia

Se estima que con una inversión de \$48,040.22 se obtendrá un retorno económico para el año 3 del sistema, donde el flujo de efectivo positivo es de \$20,126.02.

Por otro lado, la recuperación del capital inicial se logra en el quinto año con el flujo de efectivo de \$67,001.10 el cual es mayor a la inversión del SFV, esto haciendo referencia a los datos técnicos asociados año de recuperación.

Mediante el método del VAN, TIR y PRI se puede reafirmar el dato anteriormente mencionado y determinar el retorno de inversión del proyecto. Brevemente en la Figura 15 se evidencia el VAN en cada año durante la vida útil del sistema, donde se puede observar la evolución de este con su tasa de interés del doce por ciento.

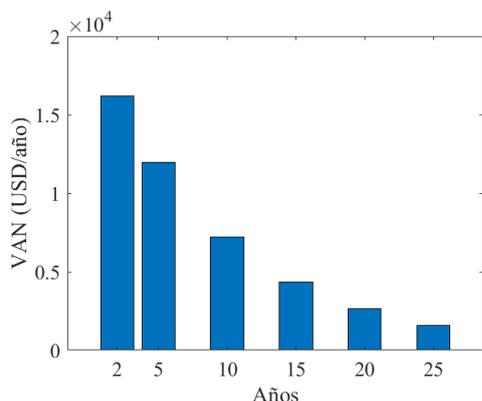


Figura 15. Análisis del VAN
Fuente: Elaboración Propia

A partir del año 2 se denota que obtiene un VAN positivo para los años restantes del sistema. La diferencia del VAN entre el año uno y dos dependerá del precio de venta del excedente del SFV. Mientras el Valor Actual Neto se mantenga positivo se considera rentable el proyecto. El primer VAN positivo es de \$ 16172.4 siendo rentable el SFV a partir de este año. Mediante el costo de venta del excedente generado se tiene en un menor periodo de tiempo un VAN positivo.

El Valor Actual Neto permite tomar dos decisiones para el proyecto, el primero es analizar la viabilidad de la inversión y posteriormente realizar una comparación para determinar cuál proyecto supera al otro en valores absolutos [40].

Por otro lado, si el VAN es nulo, no supondrá pérdidas ni ganancias. En esta situación se deberá tomar una decisión basada en elementos como el rendimiento operativo del sistema [40], [41].

En el mismo caso de estudio se analizará la rentabilidad mediante la TIR, donde se analiza con un índice de descuento del 12 % debido a que esta tasa de descuento es para proyectos en el Ecuador, esta tasa de descuento es obtenida por medio de los Bancos Centrales del país ya que ellos influyen en la política económica de Ecuador [42], [43]. En la Figura 16 se muestra el análisis del TIR.

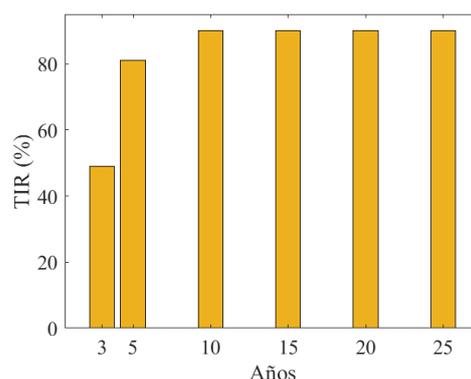


Figura 16. Análisis del TIR
Fuente: Elaboración Propia

En la figura se determina la TIR anual, la rentabilidad varia al vender o no los excedentes de energía fotovoltaica, al vender dichos excedentes se obtiene ingresos en menor tiempo obteniendo así una TIR del 49% para el año 3, donde se considera rentable el proyecto para los años futuros del proyecto

Aplicando el PRI en la ecuación (11) se obtiene con mayor precisión el tiempo de recuperación de la inversión, ya que facilita la medición del tiempo que los flujos netos tardan en encontrar el PRI. El plazo para recuperar la inversión nos da como resultado 5 años para la recuperación de la inversión.

Para el SFV con un consumo de 3500 kWh en categoría residencial se concluye que mediante la paridad de red es rentable la venta de energía excedentaria ya que esta aumenta los ingresos del inversionista en un menor costo, recuperando su inversión inicial en 3 años y por medio de los indicadores de rentabilidad se muestra como el sistema es rentable y genera ingresos en los primeros años de vida útil, siendo así más atractivo para el cliente el implementar este sistema.

Para este caso de estudio se considera que por el método paridad de costo y el análisis mediante los indicadores de rentabilidad se obtiene que el proyecto es

rentable. Debido a que el precio de la energía excedentaria es menor comparada a la tarifa establecida cumple el método paridad de costo, por otro lado, la venta de energía puede aumentar el proceso de recuperación de la inversión inicial y generar mayores ingresos, en la Tabla 2 se observa el resumen del caso de estudio.

Tabla 2. Escenario de Venta de Excedentes del sistema

Consumo kWh/mes	Paridad de Red	DESCRIPCIÓN
3500	SI	Rentable

Fuente: Elaboración Propia

Mediante la Tabla 3 se analiza los datos del precio de excedente e indicadores de rentabilidad para los años de vida útil del SFV.

Tabla 3. Indicadores de Rentabilidad Consumo de 3500 kWh

Año	PRECIO EXCEDENTE (\$/kWh)	VAN (\$)	TIR (%)
3	0.051	14,620.2	49
5	0.052	11,947.7	81
10	0.056	7,210.37	90
15	0.059	4,349.01	90
20	0.063	2,621.57	90
25	0.067	1,579.22	90

Fuente: Elaboración Propia

Se tiene que el Valor Actual Neto muestra valores positivos durante los años estudios, demostrando ser un proyecto viable, mientras que la TIR excede el umbral de la tasa de descuento del 12 % siendo un proyecto rentable. El PRI será a los 5 años de haber implementado este sistema, recuperando la inversión durante un breve lapso gracias a la venta de excedentes de energía.

10 Análisis y Resultados

En un análisis técnico económico realizado en la ciudad de Quito Ecuador, se buscó determinar la paridad de red entre el costo

de la energía producida por un sistema fotovoltaico y el precio de la energía suministra por la empresa distribuidora local. El estudio referenciado se enfocó en usuarios comerciales e industriales, consideró el cálculo del costo nivelado unitario de la electricidad (LCOE) y comparaciones con los costos finales de suministro. Además, se evaluó el impacto económico en la factura del servicio eléctrico después de instalar el sistema fotovoltaico para autoconsumo, tomando en cuenta el mecanismo de incentivo tarifario propuesto por el regulador eléctrico del país [44].

Mediante el modelo para calcular el costo del excedente fotovoltaico se evalúa la rentabilidad de implementar sistema fotovoltaico para categoría industrial y comercial de acuerdo con el estudio realizado según [44], las tarifas de cada categoría pertenecen a la banda horaria de 8h00-22h00.

Para un usuario Industrial con un consumo 6089.36 kWh y una tarifa de 0.06 \$, cuyos datos son obtenidos del estudio analizado, se obtiene los precios de excedentes mostrados en la Figura 17.

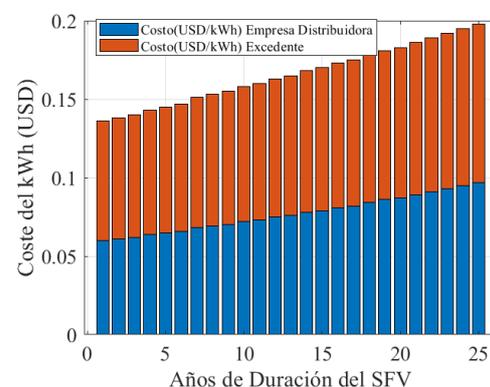


Figura 17. Paridad de Red Consumo de 6089.36 kWh
Fuente: Elaboración Propia

Mediante el método paridad de costo se evidencia que el sistema fotovoltaico con un consumo de 6089.36 kWh no es rentable debido a que el precio del excedente superar

al de la empresa distribuidora, solo en el primer año se evidencia un precio de excedente de 0.07 \$ superando al de la tarifa por tanto no se puede incentivar a este tipo de usuario con ese nivel de consumo a implementar un SFV para el autoconsumo.

Mediante indicadores de rentabilidad se obtuvo que no es recomendable realizar el proyecto debido a que la TIR no alcanza el porcentaje adecuado, por otro lado, en el estudio realizado por [44] no se encuentra paridad de red por parte de este usuario debido a que el LCOE permanece mayor al costo de la tarifa eléctrica, en la Tabla 4 se muestra el resumen del análisis comparativo.

Tabla 4. Resumen Análisis Comparativo 6089.36 kWh

Categoría Comercial	Consumo (kWh)	Paridad de Red	Descripción
Modelo Propio	6089.36	NO	RENTABLE
Modelo Para Comparar	6089.36	NO	RENTABLE

Fuente: Elaboración Propia

En el mismo estudio se realizó un análisis por medio de la paridad para un usuario comercial con un consumo de 972.51 kWh con una tarifa de 0.09 \$. Mediante el método paridad de costo se observa en la Figura 18 evolución anual para el tipo de consumo.

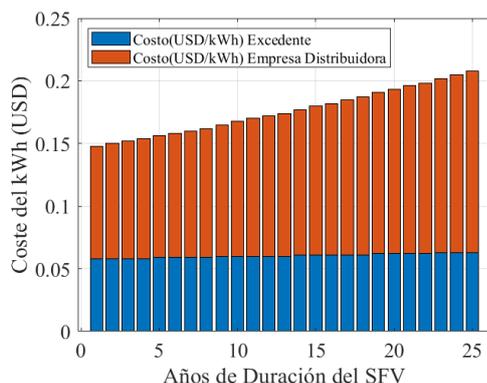


Figura 18. Paridad de Red Consumo de 972.51 kWh
Fuente: Elaboración Propia

Se observa en la figura anterior como el precio del excedente de energía es menor al de la empresa distribuidora durante los 25 años de la vida operativa del sistema, el precio del remanente tiene un rango que va desde un costo de 0.058 \$ a 0.063 \$, logrando cumplir la paridad ya que su valor no supera al de la tarifa eléctrica, por tanto, se volviéndose rentable y atractivo para el usuario comercial implementar el SFV con este nivel de consumo. Por medio del indicador TIR se obtuvo que es rentable a partir del año quince con una TIR del 12 %. La Tabla 5 describe el resumen del análisis comparativo.

Tabla 5. Resumen Análisis Comparativo 972.51 kWh

Categoría Comercial	Consumo (kWh)	Paridad de Red	Descripción
Modelo Propio	972.51	SI	RENTABLE
Modelo Para Comparar	972.51	SI	RENTABLE

Fuente: Elaboración Propia

Comparado con este caso de estudio realizado, se evidenció que en ambos casos comparten la aplicación del método paridad de costo para evaluar la viabilidad económica de la producción de energía por parte de un sistema fotovoltaico de autoconsumo, pero no el precio de venta de energía remanente. En la presente investigación se calculó el costo del excedente fotovoltaico mediante el precio medio horario y el costo de los desvíos horarios, comparándolo con la tarifa regulada para un consumo de 3500 kWh durante la vida operativa del sistema.

El análisis de rentabilidad incluyó indicadores como VAN, PRI y TIR. Por otro lado, el estudio centrado en usuarios industriales y comerciales evaluó la paridad de red mediante el costo nivelado unitario de la electricidad (LCOE) para la generación fotovoltaica distribuida. Se

consideraron costos fijos y variables en comparación con los costos finales de suministro, proponiendo incentivos tarifarios y regulatorios específicos.

La diversidad de usuarios y contextos en ambos estudios resalta la aplicación del modelo de paridad de costo en distintos escenarios, donde enfatiza la importancia de considerar tarifas específicas para evaluar la viabilidad económica de la generación fotovoltaica distribuida, el modelo aplicado evidencia la rentabilidad asociada a la implementación de un precio de venta para la energía excedentaria en el sistema. Esto se debe a que el caso de comparación carece de un precio asignado a la energía excedentaria en su sistema. En consecuencia, los resultados obtenidos en cada caso reflejan la viabilidad comercial de la venta de excedentes de energía al implementar estos sistemas.

10.1 Otros Escenarios

El método utilizado previamente será aplicado para las distintas condiciones evaluadas del pliego tarifario. Analizando la venta de excedente para usuarios Residenciales, Comerciales, Industriales y Asistencia Social, Beneficio Público y Culto Religioso.

10.2 Clasificación Domiciliaria de Baja y Media Tensión

Se analiza en el primer caso, un cliente residencial con un nivel de consumo de 301-350 con un valor de 0.103 \$. El escenario tendrá un valor de venta de excedentes, donde se comparan con la tarifa establecida, esta comparación se muestra en la Figura 19.

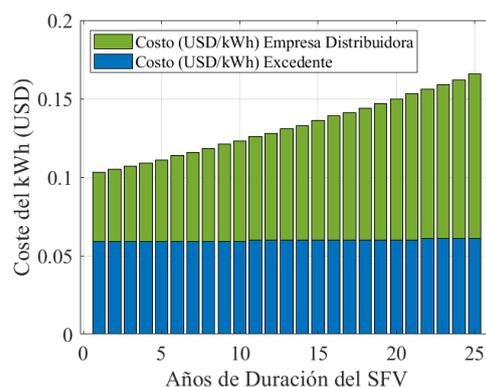


Figura 19. Paridad de Red Consumo de 350 kWh
Fuente: Elaboración Propia

Se logra visualizar que, para un usuario con una demanda de 350 kWh, tendrá una paridad de red eléctrica debido a que el precio del excedente se encuentra por debajo de su tarifa, cumpliendo así la paridad, en la Tabla 6 se encuentra el resumen de indicadores de rentabilidad.

Tabla 6. Indicadores de Rentabilidad Consumo de 350 kWh

Año	PRECIO EXCEDENTE (\$/kWh)	VAN (\$)	TIR (%)
3	0.059	676.163	-49
5	0.059	547.459	-13
10	0.059	323.181	11
15	0.06	190.98	16
20	0.06	112.96	17
25	0.061	66.865	18

Fuente: Elaboración Propia

Según el PRI se obtiene una recuperación de inversión al año 13 con una recuperación total de \$6,446.36, mientras que la TIR en el año 15 alcanza el 16 % siendo rentable en dicho año. La paridad de red indica que el SFV es rentable desde el año 1 de su implementación.

Para un usuario doméstico con un consumo medio mensual de 501-700 kWh, cuya tarifa es de \$ 0.1285. En la Figura 20 demuestra la existencia de paridad de red por parte de este rango de consumo.

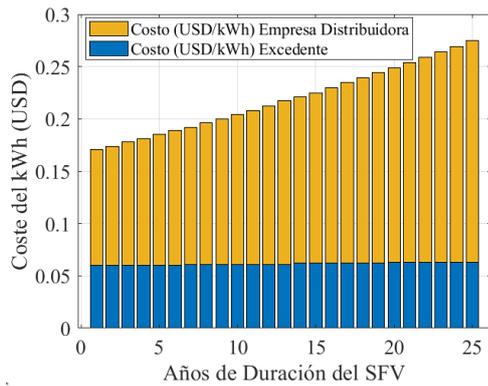


Figura 20. Paridad de Red Consumo de 700 kWh
Fuente: Elaboración Propia

Para un consumo de 700 kWh se obtiene una paridad de red desde el año 1 del SFV, así se presencia la rentabilidad para la implementación del sistema por este método.

Para este escenario se visualiza en la Tabla 7 un análisis por medio de los índices de rendimiento financiero.

Tabla 7. Indicadores de Rentabilidad Consumo de 700 kWh

Año	PRECIO EXCEDENTE (\$/kWh)	VAN (\$)	TIR (%)
3	0.060	1,132.63	-43
5	0.060	919.067	-7
10	0.061	545.439	15
15	0.062	323.944	19
20	0.063	192.514	21
25	0.063	114.463	21

Fuente: Elaboración Propia

Se observa que por los indicadores de rentabilidad el proyecto se vuelve rentable a partir del año 10 con una TIR del 15% la cual supera la tasa de rendimiento, mediante el VAN se logra concluir que el proyecto es factible. Mediante el PRI se logra recuperar la inversión dentro del año 12, con un valor de \$11,668.21. La Tabla 8 indica el resumen de la paridad de red para usuarios residenciales.

Tabla 8. Resumen Categoría Residencial

Rango de Consumo (kWh)	Paridad de Red	Descripción
301-350	SI	RENTABLE
501-700	SI	RENTABLE

Fuente: Elaboración Propia

10.3 Categoría Comercial Bajo y Medio Voltaje con Demanda

En esta categoría se analiza consumidores comerciales con demanda. Se analizará el precio del excedente fotovoltaico y la rentabilidad por medio de paridad de costo e indicadores de rentabilidad.

Para un usuario comercial de bajo voltaje con demanda con un gasto mensual de 800 kWh, cuyo costo es de 0.088 \$, donde su inversión inicial es de \$12,010.06.

Mediante el método de paridad de red el sistema es rentable desde el año 1 con una tarifa en el primer año de 0.059 \$ por kWh. Se observa en la Figura 21 el método paridad de costo.

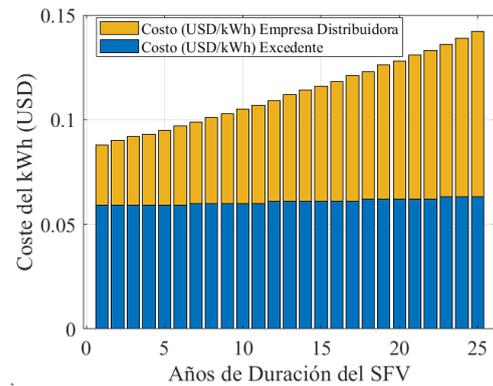


Figura 21. Paridad de Red Consumo de 800 kWh
Fuente: Elaboración Propia

Mediante la paridad de costo se muestra un aumento en el costo del excedente hasta el año 25 del sistema donde su precio es de 0.063 \$ por kWh siendo inferior a la tarifa para este año de 0.142\$ el kWh, concluyendo la existencia de una paridad de red.

En la Tabla 9 se analizará la rentabilidad por medio de medidores de rentabilidad.

Tabla 9. Indicadores de Rentabilidad Consumo de 800 kWh

Año	PRECIO EXCEDENTE (\$/kWh)	VAN (\$)	TIR (%)
3	0.059	1,005.87	-53
5	0.059	813.554	-17
10	0.060	478.987	7
15	0.061	282.28	13
20	0.062	166.5	14
25	0.063	98.283	15

Fuente: Elaboración Propia

Para un consumo de 800 kWh se tiene un PRI de \$12,635.28 en el año 15. Mediante la Tasa de Rendimiento Interno y el Valor Actual Neto muestran que el proyecto es beneficioso, sin embargo, la rentabilidad mediante el TIR se da en el año quince de vida útil, siendo así no recomendable para un usuario el SGDA con un consumo inferior o igual a 800 kWh.

Para un usuario comercial de Medio Voltaje con requerimientos y una demanda mensual de 10600.00 kWh y un precio de 0.095 \$ se obtiene una paridad de red desde el primer año de implementación mostrado a continuación. En la Figura 22 muestra la aplicación del método paridad de costo.

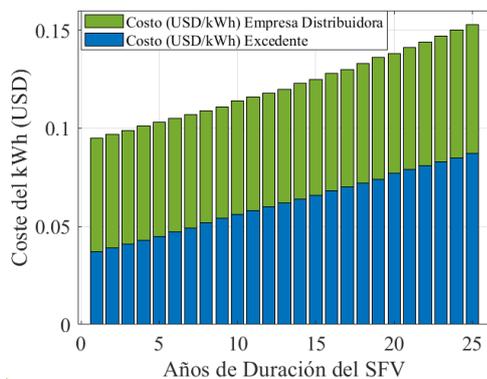


Figura 22. Paridad de Red Consumo de 10600 kWh
Fuente: Elaboración Propia

Con una existencia de paridad de red se tiene costo de los remanentes de 0.087 \$ por

kWh en el último año, este último siendo menor al precio de venta de la empresa distribuidora para este año de 0.153 \$ cumpliendo la paridad de red. En la Tabla 10 se muestra el resumen de indicadores de rentabilidad para varios años de estudio.

Tabla 10. Indicadores de Rentabilidad Consumo de 10600 kWh

Año	PRECIO EXCEDENTE (\$/kWh)	VAN (\$)	TIR (%)
3	0.041	11,869.3	-53
5	0.045	9,638.17	-17
10	0.056	5,713.63	7
15	0.066	3,377.02	13
20	0.077	1,990.68	15
25	0.087	1170.68	15

Fuente: Elaboración Propia

Para un consumo de 10600.00 kWh se tiene que mediante indicadores de rentabilidad el sistema es rentable con un TIR del 13% en el año 15 después de la instalación del sistema, mientras que el VAN al ser mayor que cero demuestra la rentabilidad de instalar este SGDA.

Con una inversión inicial de \$140,417.56 su PRI se dará en el año 15 con ingreso de \$152,510.47, donde a partir de dicho año se obtiene ingresos para el usuario. Debido a que se tiene excedentes negativos a partir del año quince se reducen los ingresos que tiene por medio de los excedentes provocando que el usuario sea capaz de decidir si implementa o no el proyecto ya que no tendría aprovechamiento económico el sistema en los años de vida. Se muestra el resumen de la categoría comercial en la Tabla 11.

Tabla 11. Resumen Categoría Comercial Bajo y Medio Voltaje

Consumo (kWh)	Paridad de Red	Descripción
800.00	SI	RENTABLE
10,600.00	SI	NO RENTABLE

Fuente: Elaboración Propia

10.4 Categoría General Asistencia Social, Beneficio Público y Culto Religioso

Para SGDA realizados por atención social, beneficios públicos y prácticas religiosas de bajo consumo eléctrico sin demanda, se analizó el rango de 101-200 kWh, donde el consumo medio mensual del sistema fotovoltaico es de 200 kWh con una tarifa de 0.048 \$. Mediante el método de paridad de red se logró comparar los costos para un usuario con consumo de 200 kWh como se muestra en la Figura 23.

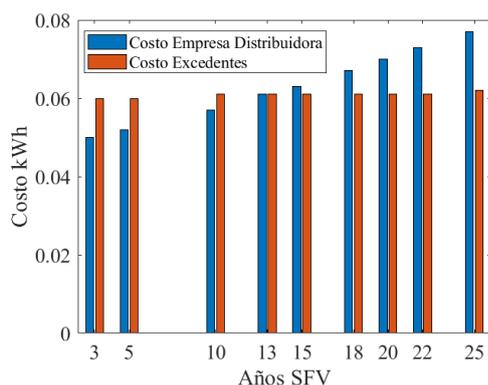


Figura 23. Paridad de Red Consumo de 200 kWh
Fuente: Elaboración Propia

Mediante el método de paridad de costo se obtiene que en los primeros años el precio del kWh del sistema fotovoltaico es mayor al costo de la generada por energía convencional.

A partir del año 13 se obtiene una paridad de red donde el precio del SFV es igual al de la energía convencional. El costo del kWh en el año 13 es de 0.061 \$ para ambas generadoras, volviendo así rentable el proyecto a partir del año 13 de implementación del sistema. Por otro lado, mediante los indicadores de rentabilidad se obtiene por medio de la Tabla 12 el resumen de indicadores para varios años de estudio.

Tabla 12. Indicadores de Rentabilidad Consumo de 200 kWh

Año	PRECIO EXCEDENTE (\$/kWh)	VAN (\$)	TIR (%)
3	0.06	281.303	-63
5	0.06	225.79	-29
10	0.061	130.447	-2
15	0.061	75.4663	5
20	0.061	43.716	7
25	0.062	25.354	9

Fuente: Elaboración Propia

Mediante los indicadores de rentabilidad se obtiene que el proyecto no alcanza la TIR esperada del 12 % en los años restantes del sistema.

En un SFV con un nivel de consumo eléctrico de 200kWh y una inversión inicial de \$4,957.84 se tiene que la paridad de costo del proyecto se vuelve rentable en el año 13. Se concluye que por los indicadores de rentabilidad no es rentable implementar el sistema. La Tabla 13 muestra el resumen del caso de estudio aplicando el método paridad de red.

Tabla 13. Resumen Categoría Asistencia Social, Beneficio Público y Culto Religioso

Consumo (kWh)	Paridad de Red	Descripción
200.00	SI	NO RENTABLE

Fuente: Elaboración Propia

10.5 Categoría Industrial Medio Voltaje con Demanda

Para empresas industriales se analizará dos tipos de consumidores con demanda donde su tarifa establecida es de 0.081 \$.

Para una demanda mensual de 451500.00 kWh y una inversión inicial de \$5,417,635.91 se realiza el método de paridad de costo para hallar si existe rentabilidad para invertir en el proyecto. La Figura 24 muestra la evolución del costo del

kWh año junto a la aplicación del método paridad de costo.

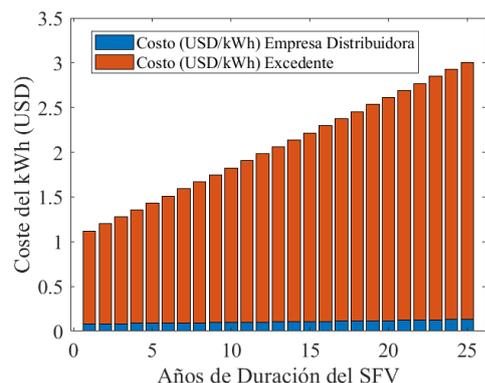


Figura 24. Paridad de Red Consumo de 45150 kWh
Fuente: Elaboración Propia

Para este usuario con consumo promedio mensual de 45150 kWh y una inversión inicial de \$5,417,635.91 no es rentable por el método de paridad de costo ya que el coste del excedente generado por el SFV es mayor al de la generación de energía con sistemas convencionales. El costo del primer año es de 1.04 \$ por kWh mientras que el de la empresa distribuidora es de 0.081 \$ siendo menor e incumpliendo la paridad. Mediante indicadores de rentabilidad se tiene en la Tabla 14 el resumen de indicadores.

Tabla 14. Indicadores de Rentabilidad Consumo de 45150 kWh

Año	PRECIO EXCEDENTE (\$/kWh)	VAN (\$)	TIR (%)
3	1.193	61,033.2	-84
5	1.346	-17,254.4	-78
10	1.728	-12,4997	-56
15	2.110	-15,3889	-40
20	2.492	-144375	-20
25	2.874	-119957	1

Fuente: Elaboración Propia

Para un usuario industrial con consumo de 45150 kWh no es rentable la instalación de SFV, debido a que el VAN es negativo y la TIR no supera el 12 % de tasa de descuento.

Para un usuario industrial con una demanda media mensual de 6500 kWh y una inversión inicial de \$100,875.47, mediante el método de paridad de costo se obtuvo el siguiente resultado mostrado en la Figura 25.

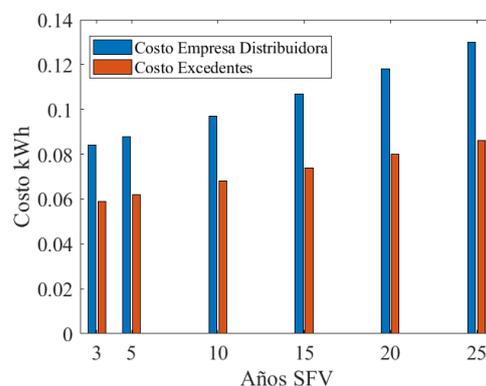


Figura 25. Paridad de Red Consumo de 6500 kWh
Fuente: Elaboración Propia

Para un consumo de 6500 kWh con una inversión inicial de \$100,875.47 existe una paridad de red, debido a que el precio de venta del excedente FV es menor al de generación de energía por sistemas no convencionales. Teniendo como costo en el primer año 0.057 \$ para el SFV y 0.081 \$ por la empresa distribuidora. En el último año se tiene un precio de venta de 0.086 \$ en el SFV y de 0.130 \$ por la empresa, es decir, que existe la paridad de costo para el nivel de consumo que se analizó. Como conclusión por este método es rentable el implementar este sistema. Mediante indicadores de rentabilidad se tiene los siguientes datos expresados en la Tabla 15.

Tabla 15. Indicadores de Rentabilidad Consumo de 6500 kWh

Año	PRECIO EXCEDENTE (\$/kWh)	VAN (\$)	TIR (%)
3	0.059	6,521.91	-60
5	0.062	5,269.63	-25
10	0.068	3,090.02	1
15	0.074	1,810.16	7
20	0.080	1,059.48	10
25	0.086	619.621	11

Fuente: Elaboración Propia

Según el VAN implementar el proyecto es rentable, pero según la TIR no es rentable ya que en ningún año de la operativa del del SFV alcanza la tasa de descuento del 12 %. Según el PRI se tendrá en el año 19 con una recuperación total de \$103,359.48.

En conclusión, por el método de paridad de costo se puede implementar el proyecto, pero debido a los indicadores de rentabilidad no es rentable realizar el proyecto. La Tabla 16 presenta los resultados al aplicar el método paridad de red para los consumidores estudiados.

Tabla 16. Resumen Categoría Industrial Medio Voltaje

Consumo (kWh)	Paridad de Red	Descripción
451500	NO	NO RENTABLE
6500	SI	NO RENTABLE

Fuente: Elaboración Propia

11 Conclusiones

A través de la aplicación del método de paridad de costo, se logró realizar un análisis exhaustivo de la viabilidad económica asociada a la comercialización de la energía excedente en sistemas fotovoltaicos de autoconsumo. Al examinar varios casos de estudio, se observó que la rentabilidad derivada de la venta de excedentes energéticos es intrínsecamente influenciada por la categoría de usuario y el nivel de consumo. La variabilidad en los patrones de consumo afecta directamente la magnitud del excedente producido por el sistema y, consecuentemente, incide en el costo asociado a dicho excedente. Es crucial destacar que la rentabilidad se materializa únicamente en presencia de una paridad de costo, que implica que el costo del remanente de energía sea igual o inferior al de la tarifa previamente seleccionada.

Para obtener el precio de los excedentes de energía mediante la aplicación del Precio Medio horario y el análisis de los costos asociados a los Desvíos Horarios de

energía, se logró obtener con precisión los precios correspondientes a la energía excedentaria, facilitando así la implementación del método de paridad de costo. La variación en el precio obtenido se atribuye a la fijación del precio medio horario anual para el cálculo, mientras que es costo de los desvíos horarios está directamente vinculado al consumo de energía del usuario. Es importante señalar que un menor costo en los desvíos resulta en un incremento en el precio del excedente. La determinación precisa de estos precios es fundamental para aplicar con éxito el método de paridad de costo, permitiendo un análisis detallado de la rentabilidad asociada a la comercialización de energía excedentaria producida por el sistema fotovoltaico.

A través del análisis de indicadores de rentabilidad, se evaluó el desempeño económico del sistema fotovoltaico en relación con la venta de energía excedentaria. Estos métodos fueron esenciales para verificar la viabilidad financiera del sistema, examinando detalladamente los ingresos y egresos a lo largo de la vida útil del sistema. En los casos de estudio, se examinaron las variaciones en los flujos de efectivos, y la implementación de la comercialización de excedentes energéticos se reveló como un factor clave para acelerar el retorno de inversión y lograr una recuperación más rápida. A pesar de la aparente ventaja de vender energía, se destacó que esto no siempre garantiza rentabilidad, ya que en varios casos se evidenció que, a pesar de la venta, el proyecto no cumplía con los requisitos necesarios para ser considerado exitoso según los indicadores de rentabilidad. En este sentido, estos indicadores proporcionaron una claridad económica crucial, brindando seguridad y respaldo al implementar este tipo de sistema.

Evaluar la rentabilidad de implementar un sistema fotovoltaico de autoconsumo conectado a la red es esencial para obtener ingresos significativos y un retorno de inversión rápida. Sin embargo, el éxito de esta implementación está intrínsecamente ligado al nivel de consumo del usuario. A pesar de obtener en varios casos una paridad de costo favorable para la comercialización de energía, lo que podría sugerir rentabilidad al venderla, el análisis detallado mediante indicadores de rentabilidad reveló que, en realidad, no se alcanzaba la rentabilidad esperada.

Los resultados contradictorios destacan la complejidad de la rentabilidad al vender excedentes de energía. Aunque la comercialización de excedentes incrementa el flujo económico, no siempre se consigue recuperar la inversión en un período breve.

A pesar de la inexistencia de un mercado de energía en Ecuador, se obtienen beneficios económicos favorables para el usuario. Por lo tanto, en países con un mercado de energía establecido, es posible alcanzar beneficios mayores debido al precio del excedente, facilitando así un periodo de recuperación más rápido e incentivos para implementar un sistema de autoconsumo. No obstante, es importante reconocer que el fomento de la venta de excedentes de energía puede impulsar la adopción de sistemas de autoconsumo basados en fuentes sostenibles. Esta práctica contribuye a la preservación de recursos naturales, proporciona mayor estabilidad económica, fomenta la independencia energética, entre otros beneficios y contribuye a satisfacer la demanda energética al suministrar esa energía vendida a la red de distribución. Por lo tanto, la implementación de normativas que faciliten la comercialización de excedentes en sistemas de autoconsumo puede estimular un mayor interés y participación por parte de las personas en la

adopción de soluciones energéticas más sostenibles

12 Trabajos Futuros

Concluida la investigación, se podría proponer lo siguiente:

Análisis del cambio de método de compensación de créditos al inyectar energía a la red (Net Metering) a las retribuciones por comercialización de remanentes a la red (Net Billing) en el país.

Estudio de viabilidad, beneficios y desafíos de la venta de remanentes de energía en un Sistema Fotovoltaico para cargas de vehículos eléctricos.

Análisis de la rentabilidad, ejecución de SFV Comunitarios con venta de excedentes de energía.

Determinar precios de excedentes de un SFV mediante el análisis de métodos adoptados en diversos países y promedio general, proporcionando una referencia sólida para implementar dicho sistema.

13 Referencias

- [1] J. Bustamante, K. Huamani, L. Lozano, and M. Morales, “Energías renovables y gestión ecológica: una revisión teórica,” *Revista de Investigación Valor Agregado*, vol. 9, no. 1, pp. 65–88, Dec. 2022, doi: 10.17162/riva.v9i1.1881.
- [2] A. Moreno Constante, J. Beltrán Ruiz, and D. B. Soto, “Automóviles Powered By Solar Energy: A Review,” *Investigación Tecnológica ISTCT*, vol. 2, no. 2, Dec. 2020, [Online]. Available: https://www.investigacionistct.ec/ojs/index.php/investigacion_tecnologica/article/view/87

- [3] A. J. Calderón Hurtado, "Implementación de un cargador de baterías con algoritmo MPPT y convertidor Buck para un sistema fotovoltaico," Universidad Técnica del Norte, Ibarra, 2022. [Online]. Available: <http://repositorio.utn.edu.ec/handle/123456789/13327>
- [4] C. Ochoa and I. Ortega, "Diseño e Implementación de un sistema fotovoltaico modular aplicado a la iluminación ornamental en la ciudad de Cuenca," Cuenca, 2021.
- [5] G. Salazar, "Análisis técnico y económico de la implementación del net metering para diferentes tipos de consumidores de electricidad en el Ecuador," ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL, Quito, 2020.
- [6] D. Pérez, V. Cervantes, M. Báez, and F. Teniente, "Pv Grid Parity Monitor sector Residencial," Madrid, Aug. 2013. Accessed: Nov. 21, 2023. [Online]. Available: <https://www.leonardo-energy.org.br/wp-content/uploads/2018/02/Doc-34-er-PV-Grid-Parity-Monitor-2013-em-Espanhol.pdf>
- [7] R. Scholtes Ruiz, "Impacto del vehículo eléctrico en la industria española: Disrupción económica en Ciernes," Ciernes, 2019. Accessed: Nov. 21, 2023. [Online]. Available: <https://www.mincotur.gob.es/Publicaciones/Publicacionesperiodicas/EconomiaIndustrial/RevistaEconomiaIndustrial/411/SCHOLTES%20RUIZ.pdf>
- [8] G. Schweickardt, -Andrés Agosti, and -Rodolfo Rodrigo, "Modelo para el estudio de la paridad de red en sistemas de distribución de energía eléctrica de baja tensión con microgeneración distribuida," *E.P.I.O.*, vol. 28, no. 48, pp. 6–25, Nov. 2020, doi: <http://hdl.handle.net/11336/172474>.
- [9] J. Arredondo and M. Ramos, "Subastas en plantas de energía solar fotovoltaica y la Paridad de Red en el Perú," *TECNIA*, vol. 30, no. 2, pp. 27–32, Nov. 2020, doi: 10.21754/tecnia.v30i2.567.
- [10] L. Cadavid, K. S. Serna, A. V. Arias, and C. J. Franco, "The cities and the sun: The grid parity of electricity generation with photovoltaic systems in Colombian households," *Architecture, City and Environment*, vol. 15, no. 43, p. 23, Jun. 2020, doi: 10.5821/ace.15.43.8772.
- [11] U. D. Lubo, "Cargos de respaldo por uso de la red eléctrica en el costo unitario de energía distribuida: desafíos y oportunidades para la planificación," *Revista UIS Ingenierías*, vol. 18, no. 3, pp. 67–74, Apr. 2019, doi: 10.18273/revuin.v18n3-2019007.
- [12] M. Jiménez, L. Cadavid, and C. J. Franco, "Scenarios of photovoltaic grid parity in Colombia," *DYNA (Colombia)*, vol. 81, no. 188, pp. 237–245, Dec. 2014, doi: 10.15446/dyna.v81n188.42165.
- [13] C. J. Sarasa Maestro, "Políticas de retribución para sistemas fotovoltaicos conectados a red," TESIS DOCTORAL, UNIVERSIDAD DE ZARAGOZA, 2020. [Online]. Available: <https://zagan.unizar.es/record/89545>
- [14] M. Vásquez Narváez, "Clasificación de fallas en paneles fotovoltaicos: Una revisión," INSTITUTO TECNOLÓGICO METROPOLITANO, 2023. [Online]. Available: <http://hdl.handle.net/20.500.12622/6043>
- [15] M. Cárdenas, "Determinación de los segmentos de mercado para la

- inversión en proyectos de generación distribuida y autoabastecimiento bajo el marco normativo ARCERNNR 013/2021,” Quito, 2022.
- [16] A. Vasquez Diaz, “Dimensionamiento de un sistema eléctrico fotovoltaico aislado con PVSYST 6.7 en el centro poblado Boca Chinganaza en Condorcanqui-amazonas,” Universidad Nacional Pedro Ruiz Gallo, Lambayeque, 2019.
- [17] P. Potes and X. Proaño, “Design of a Photovoltaic System Connected to the Grid in the Engineering Faculty Facilities of the Technical University of Cotopaxi.,” *Revista Técnica “energía,”* vol. 16, no. 2, 2020, doi: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v16.n2.2020.362>.
- [18] ARCERNNR, “Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica’.,” 2021.
- [19] G. Fajardo, “El autoconsumo de energía renovable, las comunidades energéticas y las cooperativas,” *NOTICIAS CIDEDEC*, no. 66, pp. 34–51, 2021.
- [20] W. Poveda Matallana, “Validación de la radiación solar en superficie para la región Orinoquía a partir de imágenes de satélite,” Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, 2020.
- [21] E. Ventura and L. Delgado, “Diseño de un sistema fotovoltaico aislado para la demanda eléctrica de la posta médica, centro poblado urakusa provincia Condorcanqui, amazonas-Perú,” Universidad Nacional de Jaén, Jaén, 2020. Accessed: Nov. 26, 2023. [Online]. Available: http://repositorio.unj.edu.pe/bitstream/UNJ/215/1/Ventura_VEA_Delgado_CLB.pdf
- [22] A. Flores, “Propuesta técnico-económico para un sistema de generación solar fotovoltaico conectado a red para Mecrisga fabrica de medias,” UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE, Ibarra, 2023.
- [23] S. Romero, Y. Ramiro, V. Aguilar, and A. Alberto, “Diseño de una Minicentral Eléctrica con Paneles Fotovoltaicos para el suministro de Energía, Centro poblado Totoras-Incahuasi-Lambayeque,” Universidad César Vallejo, CHICLAYO, 2022. [Online]. Available: <https://repositorio.ucv.edu.pe/handle/20.500.12692/93656>
- [24] J. Burbano, “Viabilidad técnica y económica para la inversión de generación distribuida y autogeneración fotovoltaicas,” Universidad Politécnica Salesiana, Quito, 2022.
- [25] ARCONEL, “Marco Normativo para la participación de la Generación Distribuida,” 2019.
- [26] SRI, “Ley-de-Régimen-Tributario-interno-LRTI,” 2023.
- [27] L. Cisterna Arellano, L. Améstica Rivas, and M. B. Piderit, “Proyectos Fotovoltaicos en Generación Distribuida ¿Rentabilidad Privada o Sustentabilidad Ambiental? Photovoltaic Projects in Distributed Generation. Private Profitability or Environmental Sustainability?,” *Revista Politécnica*, vol. 45, no. 02, pp. 31–40, May 2020, doi: <https://doi.org/10.33333/rp.vol45n2.03>.
- [28] Minae, “Decreto_43879-minae,” *Diario Oficial La Gaceta*, p. 39, 2023.
- [29] J. Carrillo, D. Díaz, and O. Ocampo, “El autoabasto eléctrico en datos (1975-2022),” *INSTITUTO MEXICANO PARA LA*

- COMPETITIVIDAD A.C.*, pp. 1–42, May 05, 2022. [Online]. Available: https://imco.org.mx/wp-content/uploads/2022/05/Autoabasto-ele%CC%81ctrico-en-datos_IMCO_05052022.pdf
- [30] Cámara de Diputados del H. Congreso de la Unión, “Ley de la Industria Eléctrica,” Nov. 2022. [Online]. Available: <https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec.pdf>
- [31] Departamento Administrativo de la Función Pública, “Ley 2099 de 2021,” *EVA- Gestor Normativo*, pp. 1–17, 2021.
- [32] Jefatura del Estado, ““Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.”” *Boe*, vol. 6, no. 242, pp. 97430–97467, Oct. 2018, [Online]. Available: <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2018/10/05/15/con>
- [33] Jefatura del Estado, “Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.” Apr. 2019. Accessed: Nov. 23, 2023. [Online]. Available: <https://www.boe.es/boe/dias/2019/04/06/pdfs/BOE-A-2019-5089.pdf>
- [34] I. Santa, “La regulación del autoconsumo eléctrico en el marco de la generación distribuida y la transición energética,” Tesis Doctoral, UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID, Madrid, 2020. [Online]. Available: <https://hdl.handle.net/20.500.14352/11496>
- [35] D. Gastelbondo, “Evaluación técnica y económica de Parques Solares fotovoltaicos en Colombia,” 2019.
- [36] Banco Central del Ecuador, “Boletín mensual de inflación Resultados a octubre de 2023,” Nov. 2023.
- [37] The Carbon Trust, “Beneficios Económicos de las Tarifas Horarias para los Usuarios Finales,” pp. 1–80, 2022.
- [38] meteo FOR ENERGY, “Los costes de desvío de las energías renovables,” 2022.
- [39] Jefatura del Estado, “Real Decreto 446/2023, de 13 de junio,” 2023. [Online]. Available: <https://www.boe.es>
- [40] P. Salazar and P. Vasquez, “Desarrollo de un modelo de evaluación técnico - económico para la optimización de inversiones en micro generación fotovoltaica - caso usuarios comerciales en Ecuador,” in *2022 IEEE Biennial Congress of Argentina, ARGENCON 2022*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2022. doi: 10.1109/ARGENCON55245.2022.9940151.
- [41] M. Cea, D. Cano, C. Lucero, E. Salvetti, and G. Ecenarro, ““Metodología para evaluar la inserción de generación eólica en la provincia de La Pampa mediante indicadores técnico-económicos,”” pp. 1–12, 2019.
- [42] J. G. Castillo and D. Zhangallimbay, “La tasa social de descuento en la evaluación de proyectos de inversión: una aplicación para el Ecuador,” *Revista CEPAL*, p. 22, Aug. 2021. [Online]. Available: <https://repositorio.cepal.org/items/641d0a9b-d2e6-40d7-b482-1c52b961157a>
- [43] Banco Central del Ecuador, “Instructivo de Tasas de Interés del Banco Central del Ecuador,” 2020. [Online]. Available: https://contenido.bce.fin.ec/home1/economia/tasas/Instructivo_TI.pdf

- [44] E. J. Salazar, M. Jurado E, and M. E. Samper, “Análisis de Factibilidad Técnica y Económica de la Generación Fotovoltaica Distribuida para Autoabastecimiento en Ecuador,” in *2022 IEEE Biennial Congress of Argentina, ARGENCON 2022*, Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2022, pp. 1–7. doi: 10.1109/ARGENCON55245.2022.9940090.

14 Anexos

Tabla 17. Cargos Tarifarios EEQ

RANGO DE CONSUMO	DEMANDA (USD/kW-mes)	ENERGÍA (USD/kWh)	COMERCIALIZACIÓN (USD/Consumidor)
CATEGORÍA	RESIDENCIAL		
NIVEL VOLTAJE	BAJO Y MEDIO VOLTAJE		
1-50		0,078	1,41
51-100		0,081	
101-150		0,083	
151-200		0,097	
201-250		0,099	
251-300		0,101	
301-350		0,103	
351-500		0,105	
501-700		0,1285	
701-1000		0,1450	
1001-1500		0,1709	
1501-2500		0,2752	
2501-3500		0,4360	
Superior		0,6812	
	RESIDENCIAL TEMPORAL		
		0,1285	
CATEGORÍA	GENERAL		
NIVEL VOLTAJE	BAJO VOLTAJE SIN DEMANDA		
	COMERCIAL		1,41
1-300		0,081	
Superior		0,104	
	E. OFICIALES, ESC. DEPORTIVOS, SERVICIO COMUNITARIO		
1-300		0,071	
Superior		0,094	
	BOMBEO AGUA		
1-300		0,061	
Superior		0,084	
	BOMBEO AGUA SERVICIO PÚBLICO DE AGUA POTABLE		
1-300		0,058	
Superior		0,066	
	INDUSTRIAL ARTESANAL		
1-300		0,062	
Superior		0,094	
	ASISTENCIA SOCIAL, BENEFICIO PÚBLICO Y CULTO RELIGIOSO		
1-100		0,045	
101-200		0,048	
201-300		0,051	
Superior		0,089	
NIVEL VOLTAJE	BAJO VOLTAJE CON DEMANDA		
	COMERCIALES		

	4,182	0,088	
	INDUSTRIALES		
	4,182	0,078	
	ENTIDADES OFICIALES, ESCENARIOS DEPORTIVOS SERVICIO COMUNITARIO Y ABONADOS ESPECIALES		1,414
	4,182	0,078	
	BOMBEO AGUA		
	4,182	0,068	
NIVEL VOLTAJE	MEDIO VOLTAJE CON DEMANDA		
	COMERCIALES		
	4,129	0,095	
	INDUSTRIALES		
	4,129	0,081	
	E. OFICIALES, ESC. DEPORTIVOS SERVICIO COMUNITARIO Y ABONADOS ESPECIALES		1,414
	4,129	0,068	
	BOMBEO AGUA		
	4,129	0,058	

Fuente: Elaboración Propia – Pliego Tarifario Del Servicio Público De Energía Eléctrica

15 Matriz Estado del Arte

Tabla 18. Matriz Estado del Arte

Determinación del costo de excedentes de energía fotovoltaica en sistemas de autoconsumo mediante el uso del Método Paridad de Costo																							
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	REFERENCIA	CITAS	Problema; Objetivo	TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETOS				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA		SOLUCIÓN PROPUESTA			
						AUTOABASTECIMIENTO Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	SISTEMAS CONECTADO A LA RED	PARIDAD DE COSTO	ANÁLISIS ECONÓMICO	ESTIMACIÓN DE COSTOS DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO	EXCEDENTES DE GENERACIÓN EN SISTEMAS DE AUTOCONSUMO	DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO	RADIACIÓN SOLAR	LIMITACIONES TECNOLÓGICAS	COSTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	FACTORES CLIMÁTICOS Y GEOGRÁFICOS	DISPONIBILIDAD Y COSTO DE TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN	SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED	VENTA DEL REMANENTE DE ENERGÍA	ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO Y EXCEDENTE DE ENERGÍA	ANÁLISIS DE RENTABILIDAD	ANÁLISIS DE LOS GASTOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO
1	2022	"Energías renovables y gestión ecológica: una revisión teórica,"	\cite {Bustamante-Huamani-Lozano-Morales2022}		NO	X																	
2	2020	"Automobiles Powered By Solar Energy: A Review."	\cite {Moreno-Beltrán-Soto2020}	4	NO		X																
3	2022	"Implementación de un cargador de baterías con algoritmo MPPT y convertidor Buck para un sistema fotovoltaico,"	\cite {Calderón2022}	2	SI	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X			
4	2021	Diseño e implementación de un sistema fotovoltaico modular aplicado a la iluminación ornamental en la ciudad de Cuenca	\cite {Ochoa-Ortega2021}		NO		X				X												
5	2020	Análisis técnico y económico de la implementación del Net Metering para diferentes tipos de consumidores de electricidad en el Ecuador	\cite {Salazar2020}	6	SI	X		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X				
6	2013	Pv Grid Parity Monitor Sector Residencial	\cite {Pérez-Cervantes-Báez-Teniente2013}		SI		X	X	X	X	X	X	X	X			X		X				
7	2019	Impacto del vehículo eléctrico en la industria española: disrupción económica en Cienes	\cite {Sholtes2019}	13	NO			X	X			X	X				X						

Determinación del costo de excedentes de energía fotovoltaica en sistemas de autoconsumo mediante el uso del Método Paridad de Costo

ITEM	DATOS				TEMÁTICA				FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETOS				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA					
	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	REFERENCIA	CITAS Problema; Objetivo	AUTOABASTECIMIENTO Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	SISTEMAS CONECTADO A LA RED	PARIDAD DE COSTO	ANÁLISIS ECONÓMICO	ESTIMACIÓN DE COSTOS DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO	EXCEDENTES DE GENERACIÓN EN SISTEMAS DE AUTOCONSUMO	DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO	RADIACIÓN SOLAR	LIMITACIONES TECNOLÓGICAS	COSTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	FACTORES CLIMÁTICOS Y GEOGRÁFICOS	DISPONIBILIDAD Y COSTO DE TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN	SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED	VENTA DEL REMANENTE DE ENERGÍA SOLAR	ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO Y EXCEDENTE DE ENERGÍA	ANÁLISIS DE RENTABILIDAD	ANÁLISIS DE LOS GASTOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	NORMATIVA PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y	ANÁLISIS DE LA GESTIÓN FINANCIERA	ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA RENTABILIDAD DE COMERCIALIZAR	EVALUACIÓN DE LOS FLUJOS
8	2020	"Modelo para el estudio de la paridad de red en sistemas de distribución de energía eléctrica de baja tensión con microgeneración distribuida,"	\cite {Schweickardt-Agosti-Rodolfo2020}	SI		X	X	X	X	X				X				X	X	X	X		X		X	
9	2020	"Subastas en Plantas de Energía Solar Fotovoltaica y la Paridad de Red en el Perú,"	\cite {Arredondo-Ramos2020}	2	SI	X	X	X	X	X								X	X	X	X		X	X		X
10	2020	"The cities and the sun: The grid parity of electricity generation with photovoltaic systems in Colombian households,"	\cite {Cadavid-Serna-Arias-Franco2020}	3	SI	X	X	X	X	X					X			X	X		X		X	X	X	X
11	2019	"Cargos de respaldo por uso de la red eléctrica en el costo unitario de energía distribuida: desafíos y oportunidades para la planificación,"	\cite {Lubo2019}	9	SI				X		X												X	X		
12	2014	"Scenarios of photovoltaic grid parity in Colombia,"	\cite {Jiménez-Cadavid-Franco}	26	SI				X	X	X							X								
13	2020	"Políticas de retribución para sistemas fotovoltaicos conectados a red,"	\cite {SarasaMaestro2020}		SI				X	X	X							X								
14	2023	"Clasificación de fallas en paneles fotovoltaicos: Una revisión,"	\cite {Vásquez2023}																							
15	2022	"Determinación de los segmentos de mercado para la inversión en proyectos de generación distribuida y autoabastecimiento bajo el marco normativo ARCERNR 013/2021,"	\cite {Cardenas2022}	1	SI				X	X	X							X		X	X		X	X		X

Determinación del costo de excedentes de energía fotovoltaica en sistemas de autoconsumo mediante el uso del Método Paridad de Costo

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	REFERENCIA	CITAS	Problema; Objetivo	TEMÁTICA					FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETOS				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA			SOLUCIÓN PROPUESTA						
						AUTOABASTECIMIENTO Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	SISTEMAS CONECTADO A LA RED	PARIDAD DE COSTO	ANÁLISIS ECONÓMICO	ESTIMACIÓN DE COSTOS DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO	EXCEDENTES DE GENERACIÓN EN SISTEMAS DE AUTOCONSUMO	DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO	RADIACIÓN SOLAR	LIMITACIONES TECNOLÓGICAS	COSTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	FACTORES CLIMÁTICOS Y GEOGRÁFICOS	DISPONIBILIDAD Y COSTO DE TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN	SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED	VENTA DEL REMANENTE DE ENERGÍA SOLAR	ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO Y EXCEDENTE DE ENERGÍA	ANÁLISIS DE RENTABILIDAD	ANÁLISIS DE LOS GASTOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	NORMATIVA PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y AUTOABASTECIMIENTO	ANÁLISIS DE LA GESTIÓN FINANCIERA	ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA RENTABILIDAD DE COMERCIALIZAR EXCEDENTES ENERGÉTICOS	EVALUACIÓN DE LOS FLUJOS MONETARIOS
32	2018	Real Decreto- ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores	\cite {JefaturadelEstado2018}	25	SI	X	X	X				X					X	X					X		X		
33	2019	Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.	\cite {JefaturadelEstado2019}	17	SI	X	X					X					X	X					X		X		
34	2020	“La regulación del autoconsumo eléctrico en el marco de la generación distribuida y la transición energética.”	\cite {Santa2020}		SI	X			X	X																	
35	2019	Evaluación técnica y económica de Parques Solares fotovoltaicos en Colombia	\cite {Gastelbondo2019}	2	NO	X					X	X					X	X	X	X	X			X	X	X	
36	2023	“Boletín mensual de inflación Resultados a octubre de 2023.”	\cite {BancoCentral2023}		NO																					X	
37	2022	“Beneficios Económicos de las Tarifas Horarias para los Usuarios Finales.”	\cite {CarbonTrust2022}		SI					X																X	
38	2022	“Los costes de desvío de las energías renovables.”	\cite {meteoFORENERGY2022}		SI					X																X	
39	2023	“Real Decreto 446/2023, de 13 de junio.”	\cite {JefaturadelEstado2023}		SI	X	X					X					X	X							X	X	
40	2022	“Desarrollo de un modelo de evaluación técnico - económico para la optimización de inversiones en micro generación fotovoltaica - caso usuarios comerciales en Ecuador.”	\cite {Salazar-Vasquez2022}		NO					X																	X

Determinación del costo de excedentes de energía fotovoltaica en sistemas de autoconsumo mediante el uso del Método Paridad de Costo

Determinación del costo de excedentes de energía fotovoltaica en sistemas de autoconsumo mediante el uso del Método Paridad de Costo																												
DATOS							TEMÁTICA					FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETOS				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PROPUESTA					
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	REFERENCIA	CITAS	Problema; Objetivo	AUTOABASTECIMIENTO Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	SISTEMAS CONECTADO A LA RED	PARIDAD DE COSTO	ANÁLISIS ECONÓMICO	ESTIMACIÓN DE COSTOS DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO	EXCEDENTES DE GENERACIÓN EN SISTEMAS DE AUTOCONSUMO	DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO	RADIACIÓN SOLAR	LIMITACIONES TECNOLÓGICAS	COSTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	FACTORES CLIMÁTICOS Y GEOGRÁFICOS	DISPONIBILIDAD Y COSTO DE TECNOLOGÍAS DE MEDICIÓN	SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED	VENTA DEL REMANENTE DE ENERGÍA SOLAR	ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO Y EXCEDENTE DE ENERGÍA	ANÁLISIS DE RENTABILIDAD	ANÁLISIS DE LOS GASTOS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	NORMATIVA PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y	ANÁLISIS DE LA GESTIÓN FINANCIERA	ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA RENTABILIDAD DE COMERCIALIZAR EXCEDENTES	EVALUACIÓN DE LOS FLUJOS MONETARIOS	
41	2019	Metodología para evaluar la inserción de generación eólica en la provincia de La Pampa mediante indicadores técnico-económicos	\cite {Cea-Cano-Lucero-Salveti-Ecenarro2019}		SI					X												X	X		X			X
42	2021	“La tasa social de descuento en la evaluación de proyectos de inversión: una aplicación para el Ecuador,”	\cite {Castillo-Zhangallimbay2021}	29	SI					X												X						X
43	2020	“Instructivo de Tasas de Interés del Banco Central del Ecuador,”	\cite {BancoCentraldelEcuador2020}	289	NO																							X
44	2022	“Análisis de Factibilidad Técnica y Económica de la Generación Fotovoltaica Distribuida para Autoabastecimiento en Ecuador,”	\cite {Salazar-Jurado-Samper2022}	1	SI			X		X																		X
CANTIDAD:						16	22	10	11	19	4	18	8	6	4	4	6	9	16	14	9	14	4	14	9	15		13

15.1 Resumen de Indicadores

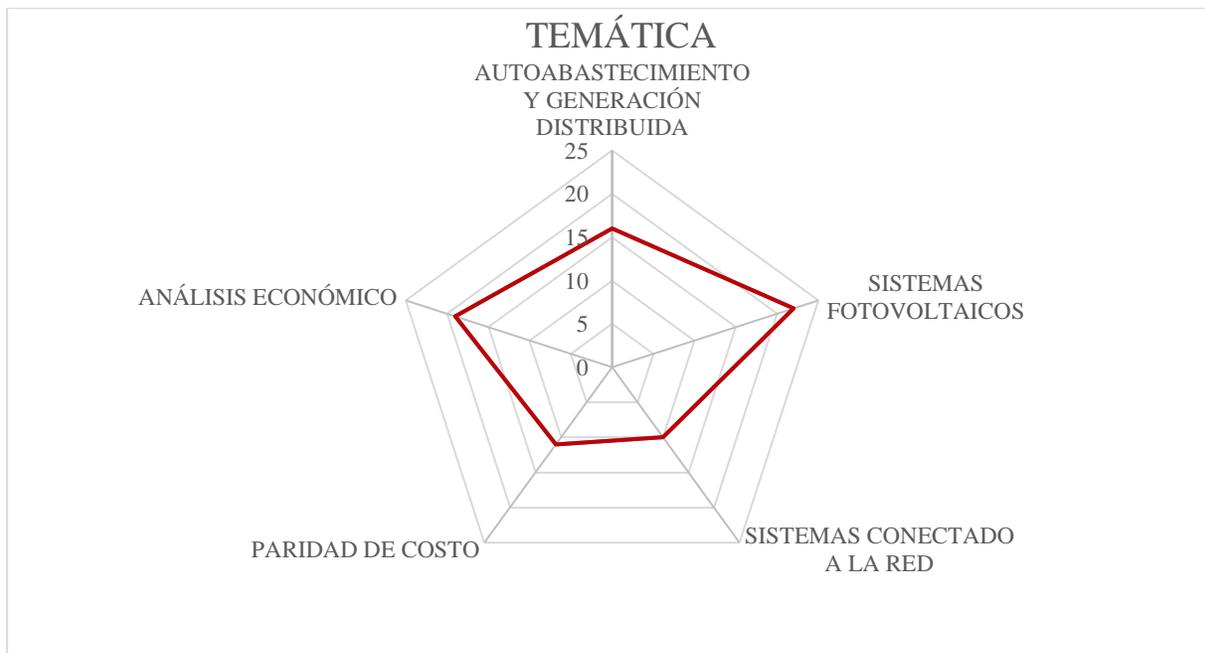


Figura 26. Resumen e indicador de la temática – Estado del arte

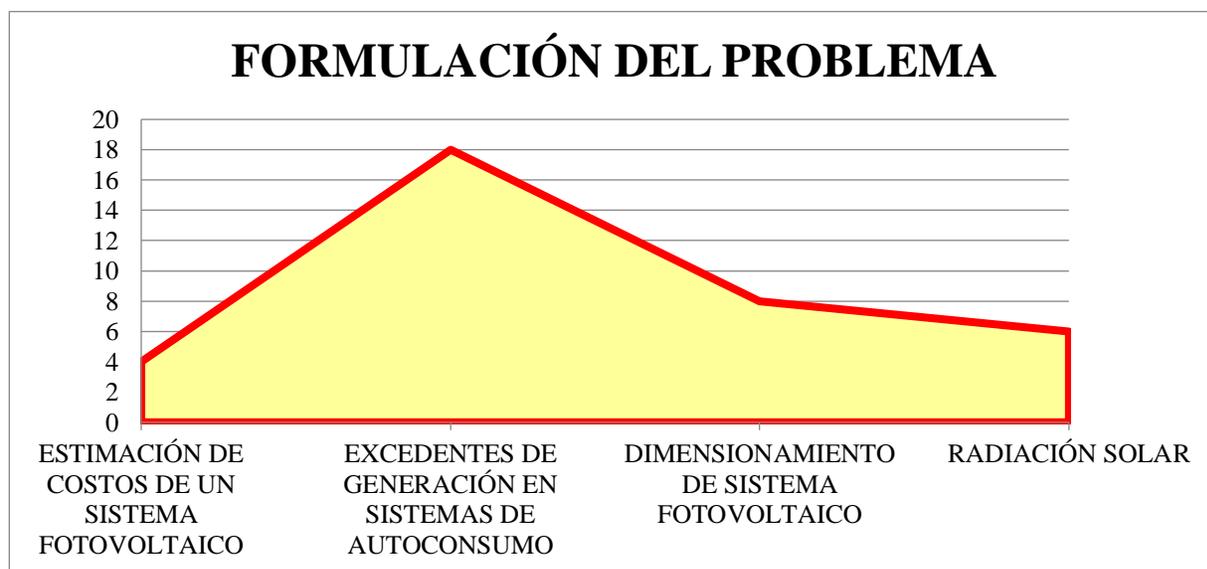


Figura 27. Indicador de formulación del problema – Estado del arte

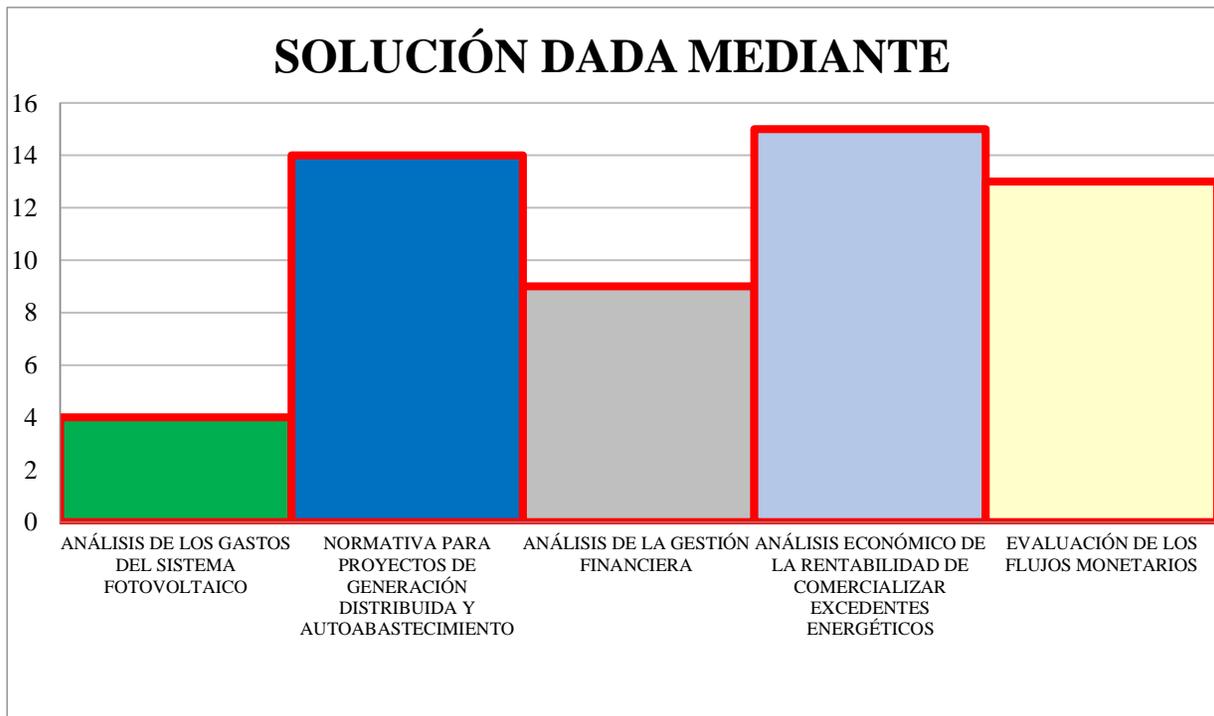


Figura 28. Indicador de solución – Estado del arte