

**DETERMINACIÓN DE LOS SEGMENTOS DE MERCADO PARA LA
INVERSIÓN EN PROYECTOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y
AUTOABASTECIMIENTO BAJO EL MARCO NORMATIVO ARCERNNR
013/2021**



UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE QUITO

CARRERA DE ELECTRICIDAD

**DETERMINACIÓN DE LOS SEGMENTOS DE MERCADO PARA LA
INVERSIÓN EN PROYECTOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y
AUTOABASTECIMIENTO BAJO EL MARCO NORMATIVO ARCERNR
013/2021**

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

AUTOR: MARCELO LEONARDO CÁRDENAS SÁNCHEZ

TUTOR: JORGE PAÚL MUÑOZ PILCO

Quito -Ecuador

2022

Marcelo Leonardo Cárdenas Sánchez

DETERMINACIÓN DE LOS SEGMENTOS DE MERCADO PARA LA INVERSIÓN EN PROYECTOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y AUTOABASTECIMIENTO BAJO EL MARCO NORMATIVO ARCERNR 013/2021

Universidad Politécnica Salesiana, Quito – Ecuador 2022

Carrera de Electricidad

Breve reseña histórica e información de contacto.



Marcelo Leonardo Cárdenas Sánchez (Y'1997). Realizó sus estudios de nivel secundario en el Colegio Manuela Cañizares. Actualmente es egresado de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana. Sus áreas de intereses incluyen Energías Renovables, Eficiencia Energética, Ahorro Energético, Nuevas Tecnologías, Consumo de Energía Eléctrica. mcardenass2@est.ups.edu.ec



Dirigido por:

Ing. Jorge Paúl Muñoz Pilco (Y'1989). Realizó sus estudios superiores en la Escuela Politécnica Nacional, Quito –Ecuador, 2014, obteniendo el título de Ingeniero Eléctrico. Además, cursó estudios de posgrado como becario de Fundación Carolina en la Universidad Pública de Navarra, Pamplona –España, 2017, obteniendo el título de Máster en Energías Renovables: Generación Eléctrica. Actualmente es profesor ocasional a tiempo completo en la Universidad Politécnica Salesiana. jmunoz@ups.edu.ec

Todos los derechos reservados:

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con la autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos o investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

DERECHOS RESERVADOS
©2022 Universidad Politécnica Salesiana
QUITO - ECUADOR

**CERTIFICADO DE RESPONSABILIDAD Y AUTORÍA DEL TRABAJO DE
TITULACIÓN**

Yo, Marcelo Leonardo Cárdenas Sánchez con documento de identificación N°
1725785115 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, 05 de mayo del año 2022

Atentamente,



Marcelo Leonardo Cárdenas Sánchez

1725785115

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

Yo, Marcelo Leonardo Cárdenas Sánchez con documento de identificación No. 1725785115, 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 de los segmentos de mercado para la inversión en proyectos de generación distribuida y autoabastecimiento bajo el marco normativo ARCERNNR 013/2021”, 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, 05 de mayo del año 2022

Atentamente,



Marcelo Leonardo Cárdenas Sánchez

1725785115

CERTIFICADO DE DIRECCIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Yo, Jorge Paúl 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 DE LOS SEGMENTOS DE MERCADO PARA LA INVERSIÓN EN PROYECTOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y AUTOABASTECIMIENTO BAJO EL MARCO NORMATIVO ARCERNNR 013/2021, realizado por Marcelo Leonardo Cárdenas Sánchez con documento de identificación N° 1725785115, 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, 05 de mayo del año 2022

Atentamente,

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'J. Muñoz Pilco', is written over a horizontal dashed line.

Ing. Jorge Paúl Muñoz Pilco, MSc
1719006189

NDICE GENERAL

Introducción	2
1 Sistemas de generación distribuida para el autoabastecimiento.....	2
1.1 Tecnologías de generación renovable	4
2 Normativa nacional e internacionales para SGDA.....	5
2.1 Normativa nacional	5
2.2 Beneficios económicos y tributarios de la energía solar en Ecuador.	7
2.3 Normativas internacionales	7
3 Sistemas solares fotovoltaicos.....	9
3.1 Paneles solares.....	9
3.2 Inversores	10
3.3 Radiación solar	11
3.4 Radiación solar en el Ecuador	12
4 Dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos.....	12
4.1 Sistema aislado de la red eléctrica (autónomo).	14
4.2 Sistema conectado a la red eléctrica.	15
5 Análisis de la demanda eléctrica	16
5.1 Perfil de consumo	17
5.2 Tarifa de energía eléctrica	17
6 Conceptos preliminares	17
6.1 Instalaciones fotovoltaicas en el Ecuador	17
6.2 Consideraciones generales en la instalación de sistemas solares	17
6.3 Valor Actual Neto	18
6.4 Tasa Interna de Retorno	19
6.5 Periodo de recuperación de la inversión.	19
7 Metodología	19
7.1 Procedimiento.....	19
7.2 Análisis de ubicación	20
7.3 Análisis de radiación solar.	20
7.4 Perfil de consumo y tarifas de energía eléctrica.....	21
7.5 Análisis de costos de inversión y mantenimiento.	21
7.6 Estimación de la producción anual de la energía eléctrica.....	22
7.7 Factibilidad económica.	23
8 Resultados y Análisis	28

8.1	Otros escenarios	28
8.2	Bajo y Medio Voltaje Residencial.....	28
8.3	Bajo Voltaje Comercial con Demanda.....	29
8.4	Medio Voltaje Comercial con Demanda.....	33
8.5	Medio Voltaje Industrial con Demanda.....	34
8.6	Análisis de factibilidad con venta de excedentes de energía.....	35
9	CONCLUSIONES	36
10	RECOMENDACIONES	38
11	TRABAJOS FUTUROS	38
12	Referencias	39
13	Anexos.....	45
13.1	Anexo 1	45
14	Matriz estado del arte	48
14.1	Resumen de indicadores.....	55

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Despacho de la energía eléctrica y rango de consumo.	2
Figura 2. Esquema de las células fotovoltaicas.....	9
Figura 3. Tipos de ondas de inversores.....	10
Figura 4. Componentes de radiación solar.....	11
Figura 5. Promedio de niveles de radiación solar.	12
Figura 6. Clasificación de las instalaciones de los SFV.....	14
Figura 7. Procedimiento.....	20
Figura 8. Irradiación mensual de Quito según base de datos.....	20
Figura 9. Promedio de irradiación mensual de Quito.	21
Figura 10. Componentes para SFV conectados a red.	22
Figura 11. Producción de energía eléctrica SFV.....	23
Figura 12. Comparativa entre la energía de la red y la producción por el SFV.....	23
Figura 13. Facturación anual considerando generación distribuida.....	24
Figura 14. Ahorro impuesto a la renta.	24
Figura 15. Balance anual.....	24
Figura 16. Flujo acumulado.	25
Figura 17. Análisis del VAN.....	25
Figura 18. VAN con una tasa de descuento del 12%.....	26
Figura 19. Análisis de la TIR.	26
Figura 20. Análisis de la TIR con un 12% de la tasa de descuento.	27
Figura 21. Resumen e indicador de la temática – Estado del arte.....	55
Figura 22. Indicador de formulación del problema – Estado del arte.	56
Figura 23. Indicador de solución – Estado del arte.....	57

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Costo unitario del sistema fotovoltaico.....	22
Tabla 2. Escenario de la capacidad a cubrir energéticamente por el SFV del caso de estudio.	28
Tabla 3. Escenarios de la capacidad a cubrir energéticamente por el SFV del caso de estudio.	28
Tabla 4. Resumen de factibilidad del caso de estudio.	28
Tabla 5. Escenarios de la capacidad energética a cubrir por el SFV Residencial 251-300 kW.....	29
Tabla 6. Escenarios de la capacidad energética a cubrir por el SFV Residencial 351-500 kW.....	29
Tabla 7. Escenarios de la capacidad energética a cubrir por el SFV Residencial 501-700 kW.....	29
Tabla 8. Resumen de factibilidad Bajo y Medio Voltaje Residencial.	29
Tabla 9. Carga a cubrir por el SFV. BV Comercial con Demanda (educación caso 1)...	30
Tabla 10. Carga a cubrir por el SFV. BV Comercial con Demanda (educación caso 2).	30
Tabla 11. Carga a cubrir por el SFV. BV Comercial con Demanda (educación caso 3).	30
Tabla 12. Resumen de factibilidad BV Comercial con Demanda (educación).....	30
Tabla 13. Carga a cubrir por el SFV. BV Comercial con Demanda (salud caso 1).....	31
Tabla 14. Carga a cubrir por el SFV. BV Comercial con Demanda (salud caso 2).....	31
Tabla 15. Resumen de factibilidad BV Comercial con Demanda (salud)	31
Tabla 16. Carga a cubrir por el SFV. BV Comercial con Demanda (hotelería caso 1). ..	31
Tabla 17. Resumen de factibilidad BV Comercial con Demanda (hotelería).....	32
Tabla 18. Escenarios de la capacidad energética a cubrir por el SFV. BV Comercial con Demanda (Empresa de producción 6764 kWh).	32
Tabla 19. Escenarios de la capacidad energética a cubrir por el SFV. BV Comercial con Demanda (Empresa de producción 2450 kWh).	32
Tabla 20. Resumen de factibilidad BV Comercial con Demanda (Empresa de producción).	32
Tabla 21. Carga a cubrir por el SFV. MV Comercial con Demanda (educación).	33
Tabla 22. Carga a cubrir por el SFV. MV Comercial con Demanda (hotelería).	33
Tabla 23. Carga a cubrir por el SFV. MV Comercial con Demanda (Empresa de Alimento).	34
Tabla 24. Carga a cubrir por el SFV. MV Comercial con Demanda (Centro Comercial).....	34

Tabla 25. Carga a cubrir por el SFV. MV Industrial con Demanda (empresas de producción caso 1).	35
Tabla 26. Carga a cubrir por el SFV. MV Industrial con Demanda (empresas de producción caso 2).	35
Tabla 27. Escenarios de la capacidad energética a cubrir por el SFV. MV Industrial con demanda (empresas de producción caso 3).	35
Tabla 28. Resumen de factibilidad MV industrial con demanda (empresas de producción).	35
Tabla 29. Carga a cubrir por el SFV. MV Comercial con demanda con venta de excedente de energía.	36
Tabla 30. Categorías tarifarias.	45
Tabla 31. Categorías tarifarias y niveles de voltaje.	45
Tabla 32. Matriz Estado del Arte	48

DETERMINACIÓN DE LOS SEGMENTOS DE MERCADO PARA LA INVERSIÓN EN PROYECTOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y AUTOABASTECIMIENTO BAJO EL MARCO NORMATIVO ARCERNNR 013/2021.

Marcelo Cárdenas¹, Jorge Muñoz².

Resumen

En el cercano futuro en Ecuador proliferarán proyectos de generación distribuida y autoabastecimiento, los cuales estarán sujetos al marco normativo ARCERNNR 013/2021. En este artículo se propone realizar un análisis de sensibilidad en la evaluación económica para una posible inversión en la generación distribuida solar fotovoltaica por parte de los consumidores regulados y empresas constructoras interesadas. En base a lo anterior, se establece una segmentación de mercado que permita valorar una inversión segura en este tipo de proyectos bajo el marco regulatorio vigente. Para tal fin, se analizarán variables tales como: la evolución de la tarifa eléctrica, el esquema de consumo, el costo unitario, la tasa de inversión, la venta de excedentes y el ahorro económico esperado en el corto y mediano plazo. Finalmente, se determinará la rentabilidad con las herramientas que permiten determinar la viabilidad de un proyecto valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR), y el periodo de recuperación de la inversión (PRI).

Palabras clave: Generación, distribución, autoabastecimiento, sistemas fotovoltaicos, rentabilidad.

Abstract

In the near future, distributed generation and self-supply projects will proliferate in Ecuador, which will be subject to the ARCERNNR 013/2021 regulatory framework. This article proposes to carry out a sensitivity analysis in the economic evaluation for a possible investment in photovoltaic solar distributed generation by regulated consumers and interested construction companies. Based on the foregoing, a market segmentation is established that allows assessing a safe investment in this type of project under the current regulatory framework. For this purpose, variables such as: the evolution of the electricity tariff, the consumption scheme, the unit cost, the investment rate, the sale of surpluses and the economic savings expected in the short and medium term will be analyzed. Finally, the profitability will be determined with the tools that allow to determine the viability of a project net present value (NPV), internal rate of return (IRR), and the investment recovery period (PRI).

Keywords: Generation, distribution, self-supply, photovoltaic systems, profitability.

Introducción

En el Ecuador, el sistema de generación (SG) eléctrica está condicionado por factores económicos, sociales, geográficos y políticos. En la actualidad es de gran preocupación de todos los países los altos niveles de contaminación que son introducidos al medio ambiente, debido al consumo de combustibles fósiles. Por tal razón, cada nación debe analizar la migración a un uso de combustibles más amigables con el medio ambiente, como son las energías alternativas [1].

Es evidente el beneficio de utilizar energías renovables por parte de la humanidad, ya que representan un enorme efecto en la disminución de emisiones de gases contaminantes que deterioran el medio ambiente. Por esto se afirma que la principal ventaja de las energías alternativas es la disminución de la contaminación. Para ello es necesario analizar las fuentes de energías renovables y la posibilidad de su implementación en cada región, generando energía necesaria para el consumo [2].

Investigaciones encargadas de realizar el seguimiento de los niveles de contaminación en el planeta indican que a partir del inicio de la industrialización se han generado demasiadas toneladas de CO₂, de los cuales el 80% se han emitido al planeta en los últimos 50 años de etapa industrial [1]. Los cálculos a futuro prevén que, si la industria sigue con el consumo de energía fósil, los niveles de contaminación seguirán incrementando drásticamente hasta que en el año 2050 el daño en el medio ambiente será irreversible. Por esta razón el uso de energías renovables es vital y necesaria asegurar para la vida en la tierra. Su auge de estudio ha dado con varias aplicaciones, entre ellas la generación distribuida [1].

En los próximos años Ecuador tiene expectativas que se incrementen sistemas de generación distribuida y de autoabastecimiento (SGDA). Lo cual es manejado bajo el marco normativo ARCERNNR 013/2021. Al implementar un sistema de autoabastecimiento solar fotovoltaico conectado a red, dentro de los usuarios regulados según el rango de consumo (ver Figura 1), se considera a los consumidores que tienen poco consumo en la franja del estudio de factibilidad con color rojo, ya que, a estos usuarios no resulta rentable invertir en SGDA, ya que, en el Ecuador las tarifas están subsidiadas por lo tanto son bastante bajas, en cambio a los consumidores de un rango de consumo más elevado se representa de color verde considerándose rentable, ya que estos obtendrán ahorros energéticos y monetarios [3].

En los sistemas de generación y distribución eléctrica se debe asegurar que la demanda energética requerida por los consumidores sea totalmente satisfecha, especialmente en los horarios donde la demanda es máxima. Evidentemente esto se logra teniendo un número suficiente de fuentes generadoras de energía [4].

Debido a que la cantidad de fuentes puede ser inmensa, los costos económicos de implementar un sistema de energía pueden llegar a ser un problema económico importante. Además, se debe tener en cuenta que un sistema óptimo mantiene un costo de implementación y operación lo más bajo posible pero que a la vez sea capaz de abastecer la carga instalada [4], [5].

El documento se encuentra dividido en ocho partes, la primera expone el análisis general de sistemas de generación distribuida para el autoabastecimiento

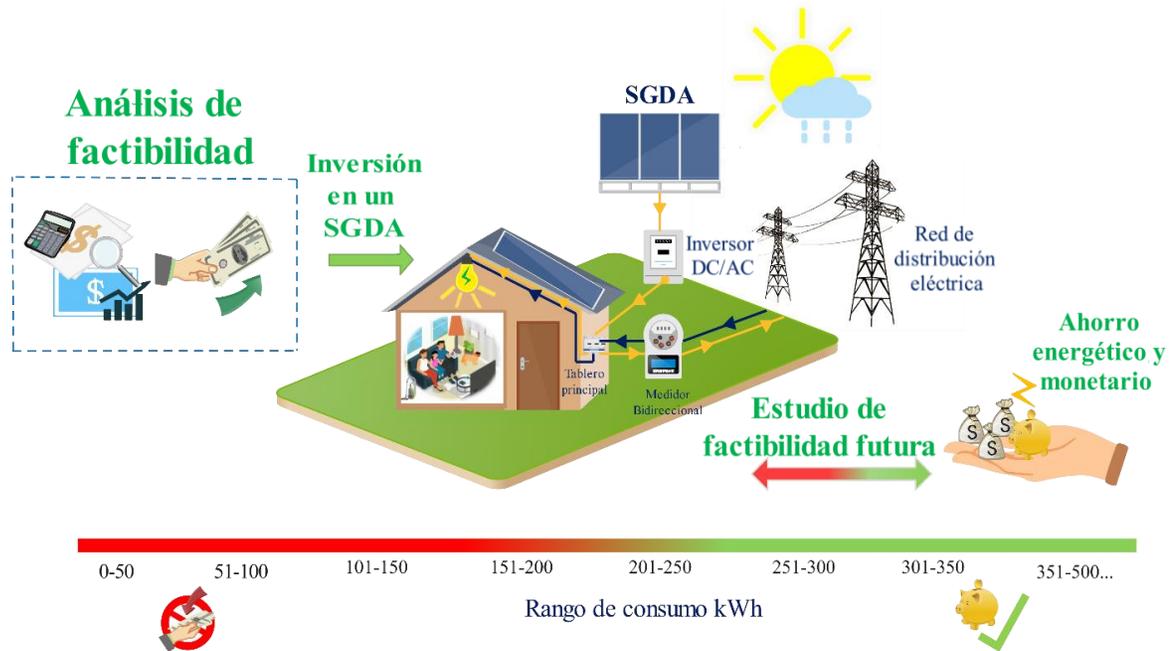


Figura 1. Despacho de la energía eléctrica y rango de consumo.
Fuente: Elaboración Propia

donde se encuentran energías renovables; en la segunda parte se realizó una investigación sobre las normativas nacionales e internacionales para sistemas de generación distribuida. Asimismo, se cuenta con características generales sobre la energía renovable no convencional solar fotovoltaica donde se verá componentes que influyen en la generación de esta energía, como es la radiación solar esto se especifica en la tercera sección. En la cuarta parte se analizará el dimensionamiento del sistema fotovoltaico (SFV). Se realizará un análisis de la demanda eléctrica en la quinta sección. Conceptos preliminares para las instalaciones fotovoltaicas en Ecuador se presenta en la sexta sección. En la séptima parte se trabajará con la metodología y por último se presentará el análisis y resultados para entender cuan factible es realizar una inversión en SGDA, Finalmente, en la octava sección se realiza los análisis y resultados.

1 Sistemas de generación distribuida para el autoabastecimiento

Actualmente, en la gran mayoría de sistemas de producción de energía, la generación de la misma es centralizada, conformada por generación, transmisión, distribuidor y finalmente, el usuario. El mundo se está dirigiendo a sistema de generación distribuida o conocido también como sistema descentralizado, el cual se obtiene al tener conectados varios equipos generadores de energía renovable (ER). La energía distribuida se compone del aporte energético de redes de micro generación y la central de generación eléctrica convencional [6].

El SGDA ofrece varios beneficios económicos, como la existencia del ahorro de la tarifa eléctrica del usuario. Desde el punto energético los grandes generadores ya no se tienen que esforzar tanto ya que estos pequeños generadores individuales colaboran con la energía que necesita el

usuario. Por lo que, las pérdidas negras se reducen ya que las distancias de generadores hasta consumidores en estos sistemas distribuidos son más cortas, finalmente desde el punto de vista ambiental tiene una enorme contribución disminuyendo las emisiones de CO₂ [1], [7].

A continuación, se expone la definición que se encuentra en el marco normativo SGDA forma un conjunto de dispositivos que contribuyen a la producción de energía destinada para el autoabastecimiento de la demanda eléctrica en conjunto con la central de generación distribuida [3]. Esta descripción define la característica global de lo que es la generación distribuida para el autoabastecimiento.

1.1 Tecnologías de generación renovable

Bajo el marco normativo ecuatoriano ARCERNR 013/2021 el usuario puede utilizar diferentes tecnologías de generación para su autoabastecimiento con o sin almacenamiento de energía eléctrica [3]. Por lo que, a continuación, se define cada una de las tecnologías de generación de energía renovable no convencionales (ERNC) ordenadas según su nivel de introducción en el mercado.

Entre las principales fuentes de energía alternativa incluyen la energía solar o conocida como fotovoltaica, energía eólica, energía geotérmica, las fuentes de biomasa, la mareomotriz y las hidroeléctricas de baja capacidad [3].

1) *Energía solar fotovoltaica.* Considerada la mayor fuente de energía renovable e inagotable, gracias al método de producción de energía que convierte la energía solar en energía eléctrica [8].

Los fotones emitidos por la radiación solar que impactan en la célula solar desprenden electrones del material fotoeléctrico, logrando generar una corriente eléctrica en un solo sentido permitiendo el consumo directo, almacenarse en un banco de baterías o integrarse en la red eléctrica mediante el uso de inversores [8].

2) *Energía eólica.* Aprovecha la energía cinemática del viento, para transformar el movimiento del aire en energía eléctrica. El viento es producido por la diferencia de presión que existe en la superficie terrestre debido al calentamiento irregular de las masas de aire por parte del sol. Las grandes masas de viento impactan con las paletas de un aerogenerador haciéndolas girar, el giro del rotor o energía mecánica es transformada en energía eléctrica gracias a la inducción electromagnética producida en el generador. Como resultado se obtiene un voltaje variable dependiendo de la velocidad del viento [9].

3) *Energía geotérmica.* Esta energía se genera en lugares donde existe fuentes subterráneas de rocas o agua a altas temperaturas. En estos lugares bajo la tierra se hace circular agua para elevar su temperatura por los métodos de conducción o convección, en breves rasgos, la circulación del vapor generado hace girar las paletas de un generador ubicado en la superficie, con ello se logra transformar la energía térmica en energía eléctrica [10].

4) *Biomasa.* Esta energía se obtiene a partir de la materia orgánica vegetal de residuos agrícolas o forestales y de residuos sólidos de animales luego de ser tratados por procesos especiales de descomposición natural o artificial. La biomasa es usada como combustible bajo

en emisiones de CO₂, generalmente son quemados en calderas de combustión, con el calor producido se logra calentar o hervir agua que puede ser usada directamente en domicilios o para hacer girar el rotor de generadores para obtener energía eléctrica [11].

5) *Energía mareomotriz.* Esta generación aprovecha el movimiento del mar, producto de la atracción gravitacional entre la luna y la tierra. Para transformar en energía eléctrica es necesario que el agua pase a través de turbinas conectadas a un generador de corriente eléctrica [12].

Entre los tipos de generación de energía eléctrica usando la marea se encuentran los generadores basados en el aprovechamiento de energía cinética. Los generadores que utilizan la energía potencial del agua marina a través de presas de marea aprovechan el sube y baja de la marea, y los generadores dinámicos que utilizan los dos métodos anteriores al mismo tiempo [13].

Un SGDA al momento de ser implementado, tiene que cumplir normas que propone cada Estado.

2 Normativa nacional e internacionales para SGDA.

En América Latina los SGDA tienen una aceptación alta gracias al apogeo de las fuentes de energía renovable. Esto se ve reflejado en que varios países se encuentran trabajando en la realización de regulaciones para dar paso a los SGDA que tengan una conexión con la red de distribución. Además, se propone supervisar la electricidad producida por los consumidores en el caso de que esta exceda su consumo máximo y deba ser enviada a la red, siendo el consumidor un ente

comercializador de energía. Los primeros países en América en adoptar este tipo de medidas son México, Costa Rica y Colombia mientras tanto que en Europa se puede mencionar a España [14].

En estos estados, los reguladores buscan mejorar el marco para impulsar el crecimiento de la generación renovable [14]. En algunos países, como Ecuador, la normativa permite conectarse a la red sistemas de generación distribuida para el autoabastecimiento y devolver el excedente de energía, la normativa no permite la comercialización de excedentes de energía, pero si a la compensación por el excedente [3].

2.1 Normativa nacional

En esta sección se analizan los aspectos importantes del reglamento y se detallan los puntos relevantes que tiene cada capítulo del reglamento.

La normativa ecuatoriana ARCERNR 013/2021 es aplicada a los consumidores que hayan instalado y gestionado SGDA y distribución gestionada en sincronía con la red [3].

Uno de los aspectos importantes es que el usuario debe cumplir determinadas condiciones como las siguientes, tener una capacidad nominal de hasta 1 MW y conectarse cumpliendo el criterio de sincronismo con la red de distribución o por medio de las instalaciones eléctricas del consumidor [15].

Las normativas son desarrolladas con el fin de aprovechar de mejor manera las fuentes de energía renovable que son utilizadas para generar electricidad por parte de los usuarios productores para su propio consumo, en este sentido el usuario es libre de escoger el tipo de instalación de

generación eléctrica y los correspondientes sistemas de almacenamiento como son las baterías [15].

La potencia nominal del SGDA, es la cantidad base para poder seleccionar el inversor de corriente eléctrica sincronizado a la red y esta será igual a la potencia nominal del inversor [3]. Con este criterio el sistema asegura abastecer a la instalación eléctrica desde bajos horarios de consumo hasta el régimen máximo de demanda de energía.

Anualmente la producción de energía eléctrica del SGDA debe ser menor o igual a la demanda anual de energía del consumidor, es decir, no debe existir sobre producción de energía. De igual manera la determinación del dimensionamiento técnico del sistema es responsabilidad única del usuario [3].

Con el propósito de hacer uso eficiente de los recursos energéticos que vienen de energías renovables que están ubicadas dentro del rango de servicio del ente distribuidor, el marco normativo del Ecuador, destaca que, el usuario que implemente un SGDA y que se encuentre sincronizado con la red, se encontrará exento de realizar pagos a la distribuidora, esto por concepto de viabilidad de conexión, entrelazamiento al sistema de distribución, pagos de transporte y por acceder al certificado de calificación [3].

En caso de que, se presentasen excedentes eventuales en el SGDA, dichos excedentes serán inyectados a la red de distribución, sin que ello signifique que se reciba remuneración alguna. Sin embargo, aunque no sean percibidos beneficios económicos, sí serán reconocidos créditos de energía en beneficio del usuario, dichos créditos serán calculados con base en la Regulación ARCERNNR -013/2021, en

correspondencia con el artículo 18, en donde existen varias disposiciones que deberán ser acatadas [3].

A través de la normativa ARCERNNR -013/2021, los usuarios que pertenezcan a la categoría residencial y general del Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica (SPEE), y que implementen un SGDA, se verán recompensados con subsidios o rebajas proporcionadas por el Estado ecuatoriano. Para ello se considerarán reglamentos, disposiciones legales, y normativas que se basen en el cálculo de la energía facturada en el mes, mediante el balance neto de energía mensual determinado [3].

Por otra parte, los usuarios que implementen un SGDA, pero que no se encuentren en sincronía con la red, no tienen que cumplir con las condiciones determinadas en la normativa. A pesar de ello, tendrán la responsabilidad de rendir cuentas a la ARCERNNR acerca de la tecnología de la instalación eléctrica y su potencia nominal de operación, estos datos son destinados únicamente a formar parte de la base de datos estadística el ARCERNNR [3].

Para incentivar la inversión en estos sistemas de generación distribuida para el autoabastecimiento, se recomienda una revisión en el marco normativo permitiendo el intercambio de excedentes.

De igual manera, se debe analizar las normas regulatorias de energía renovable para el autoabastecimiento de España, México, Colombia, Costa Rica; estos países tienen algo en común y es que, permiten que la generación distribuida para el autoabastecimiento se pueda conectar directamente con la red y tener un beneficio monetario al momento de

inyectar los excedentes de energía eléctrica.

El artículo 46 del reglamento aplicable de la ley de régimen tributario interno (LRTI) de la República del Ecuador en el cual dice que para establecer la base imponible sobre la que se aplicará al costo del impuesto a la renta, las personas naturales y sociedades necesitan llevar contabilidad. En el inciso 13, establece que el 100% adicional de la depreciación y amortización se descontará en el proceso de compra de equipos tecnológicos para la producción de energía limpia, tales como fuentes: solar, eólica o similares, o en maquinarias de bajo impacto ambiental reduciendo los niveles de contaminación mediante emisiones de CO₂, y otros gases de efecto invernadero. Esto es válido para todas las obras en la que sea no requisito principal cumplir con las normas ambientales [16].

2.2 Beneficios económicos y tributarios de la energía solar en Ecuador.

La energía fotovoltaica se origina a partir de la fuente energética inagotable que es el sol, por ello su aprovechamiento significa un beneficio para la sociedad al no presentar aportes de contaminación con el medio ambiente y porque significan un ahorro económico de energía. Debido a esto, ciertos países del mundo, incluido Ecuador, han formulado incentivos económicos y tributarios para premiar el uso de tecnologías renovables entre sus habitantes [17].

- Entre los beneficios económicos se tiene:

Una producción de energía eléctrica con costo nulo. En instalaciones fotovoltaicas, el precio a pagar corresponde únicamente

a la inversión inicial en la adquisición e instalación de equipos de producción y en operaciones de mantenimiento. Con el tiempo el dinero retorna hacia el inversionista en forma de independencia energética y producción para su propio consumo [17], [18].

El transcurso del tiempo hace que las tarifas se adecuen al estado económico actual del país, debido a las posibles eliminaciones de subsidios, aumento en el precio de combustibles, aumento en el costo de producción de energía, inflación económica, etc. Por lo que, las tarifas de energía eléctrica pueden aumentar su valor, de ser el caso, los usuarios que ya cuenten con equipos de producción de energía solar tendrán la ventaja de no ser afectados por los incrementos de precios de energía eléctrica [1].

- Los beneficios tributarios son:

La supresión de aranceles en la importación de dispositivos encargados de producir energía solar para la reducción del costo de estas instalaciones que son un beneficio para la sociedad [6].

El impuesto al valor agregado (IVA), corresponde al 0% para la compra de paneles solares [6].

Las personas jurídicas obtienen un descuento del 100% en conceptos de depreciación y amortización de instrumentos destinados a la producción de energía fotovoltaica, con lo que se obtiene una reducción del impuesto a la renta. Esto es válido para la vida de la instalación [6].

2.3 Normativas internacionales

1) *España*. Para el caso de España, se toma como referente al Real Decreto Ley

15/2018, mismo que anula el compromiso de pagos de cargos y peajes de implementaciones de sistemas de autoconsumo energético, con pertinencia en fuentes renovables, de cogeneración o de residuos [19].

El siguiente aspecto que se considera necesario destacar es que, el Real Decreto Ley 15/2018 autoriza instalaciones de generación eléctrica basadas en la energía solar, y dichas instalaciones pueden ser de mayor potencia que la contratada. Es decir que, los usuarios pueden generar energía suficiente y hacer uso de esa energía de forma autónoma [19].

En base a lo indicado, es necesario citar a la normativa vigente en España; la normativa del Real Decreto 244-2019 que manifiesta acerca del autoconsumo fotovoltaico, en donde se introducen varios cambios en comparación con la anterior. Por ejemplo, se hacen regulaciones a la gestión en cuanto al autoconsumo de energía eléctrica, puesto que, a partir de este decreto solo se tendrían dos clases de instalaciones, la primera acerca del autoconsumo la cual no produce excedentes de energía, y por el otro lado la que si produce excesos de energía y por lo tanto genera un beneficio económico para el usuario [20].

Otra posibilidad basada en el Real Decreto es que, las comunidades de propietarios pueden configurar instalaciones colectivas para satisfacer las necesidades energéticas y, en ocasiones verter excedentes de energía en la red [20].

2) *México*. Uno de los principales beneficios de la normativa de México es que, los excedentes de energía son comprados por el proveedor, al mismo valor que ellos expenden al cliente final.

Además, el gobierno de México busca proporcionar mayor confianza y así impulsar la generación distribuida de energía limpia, mediante otras normativas o reglamentos ya regulados [21].

A través, de la actual normativa, México facilita el acceso abierto a las redes de distribución generales y mercados de compra y venta de energía, con el objetivo de que el usuario pueda vender el excedente de electricidad [22].

3) *Colombia*. Mientras tanto, en Colombia, la producción descentralizada y la generación para el autoconsumo han sido categorías establecidas en la regulación desde 2014. En este sentido, la ley 1715 del año 2014, trata de regular la unificación de las ERNC al Sistema Energético Nacional. A través de esta ley, se emite el marco normativo, mismo que promueve en Colombia, el desarrollo e instalación de fuentes no convencionales de ER [23].

Con esta normativa, el Estado colombiano da pasos importantes en miras hacia un sistema estable de generación basado en energía renovable, que involucra a los sectores públicos y privados, así como a autoridades locales, que incentiva la introducción de fuentes no convencionales de energía, al aplicar criterios para llevar a cabo una sostenibilidad social, medioambiental y económica [23].

En base a lo señalado, se destaca que la regulación colombiana, motiva a que los usuarios vendan sus excedentes de autogeneración al sistema de red público. El valor de comercialización se constituye en el precio horario en la bolsa mayorista de energía [23].

4) *Costa Rica*. Es considerado un Estado que, a lo largo de su trayectoria en

cuanto a energías, ha alcanzado el éxito, y esto es debido a dos técnicas claves. La primera, es la técnica a base de subastas, que dio paso a elevar la contratación de capacidad adicional. La segunda, incentivar a los usuarios a vender el remanente de energía eléctrica a la red [14].

Es útil mencionar que en este Estado se puso a conocimiento de las instituciones públicas, privadas y ciudadanos, la generación distribuida de fuentes de ER que normaliza energía el modelo de convenios y su correspondiente medición. [24].

En este reglamento, en el artículo 34 se establece que, los consumidores tienen la oportunidad, de que los excedentes de energía se pueden inyectar en la red de distribución, de donde únicamente el 49% podrán utilizarla o reclamarla en los meses siguientes dentro de un periodo anual. El otro 51% el usuario tendrá que comprarla a la distribuidora de energía [24].

Con los cambios actuales en el reglamento sobre generación distribuida, los usuarios pueden mantener ahorros importantes en sus facturas eléctricas. Puesto que, una de las reformas es que, los usuarios trabajen simultáneamente con la red de distribución eléctrica, esto, de acuerdo con la idea de entrega y reembolso de energía [24].

3 Sistemas solares fotovoltaicos

3.1 Paneles solares

El panel solar es la parte principal del sistema fotovoltaico, es un elemento pasivo, se basa en aprovechar la energía

irradiante del sol convirtiéndola en energía eléctrica.

Se encuentran constituidos por células solares que trabajan en base al efecto fotoeléctrico, del que se produce electricidad desde la luz que incide en los paneles solares. Funciona a través de un proceso químico que convierte la radiación solar en corriente directa [25].

Existen diferentes tipos de tecnología fotovoltaica, son clasificadas por su eficiencia de transformación de energía, tecnologías más comunes como Monocristalino (m), Policristalino (p) y Amorfo (a) [26]–[29].

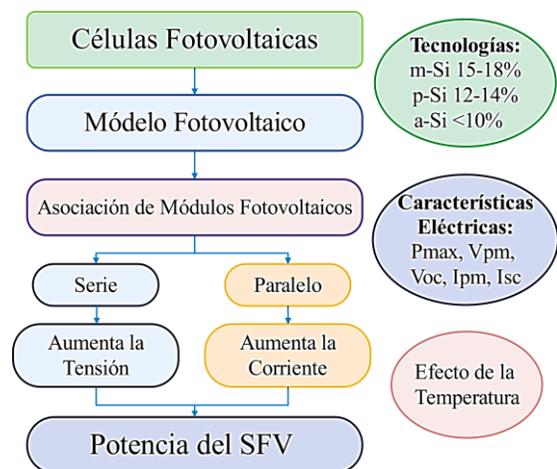


Figura 2. Esquema de las células fotovoltaicas. Fuente: J Gimeno, S Orts Grau, S Seguí [30].

Los paneles solares son comúnmente fabricados de silicio, debido a su elevada fiabilidad a un precio razonable. Los paneles monocristalinos son los más eficientes, seguidos de los paneles policristalinos [31].

Los módulos fotovoltaicos cuentan con características eléctricas como potencia máxima (Pmax), voltaje en potencia máxima (Vpm), corriente en potencia máxima (Ipm) y corriente de corto circuito (Isc) mencionado en la Figura 2 [32].

Para tener un dimensionamiento de un sistema fotovoltaico, es indispensable conocer las variables como radiación, temperatura de trabajo, ángulo de inclinación, precio de la tecnología todo esto para lograr una máxima producción de energía solar. Al momento de realizar asociaciones de paneles solares hay que considerar que los módulos fotovoltaicos varían según el montaje que se realice, por ejemplo para aumentar la potencia del Sistema fotovoltaico se lo puede realizar en serie o en paralelo, donde la asociación en serie permite el aumento de la tensión y en paralelo para aumentar los niveles de corriente dando como resultado una máxima potencia esto dependerá de las características eléctricas de las asociaciones serie y paralelo que se haya realizado, de igual forma se tiene que tener en cuenta que el efecto de la temperatura es de suma importancia debido a que influye de manera directa en el funcionamiento de los paneles solares [30], [32].

Hoy en día la tecnología avanza a pasos enormes, por lo que, se ha construido un modelo de panel monocristalino con células PERC (Passivated Emitter and Rear Contact), estas están constituidas de una capa reflectante mejorando el aprovechamiento de la radiación solar convirtiéndose el panel de una gama alta con una eficiencia de hasta el 23.6% [33]

3.2 Inversores

Es uno de los equipos más importantes en un SGDA al ser un elemento de conversión de energía eléctrica. Los inversores transforman la corriente continua (DC) procedente de un arreglo de placas solares o del banco de baterías, en corriente alterna (AC) con un voltaje y frecuencia y sincronismo igual a la red de distribución [34]. Son el punto de acople entre la instalación doméstica y la red [35].

Los inversores de corriente son capaces de generar diferentes tipos de onda a su salida en Figura 3 [36], [37].

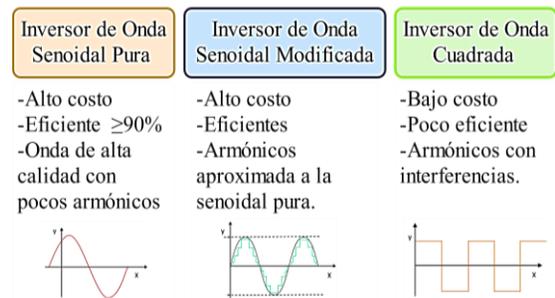


Figura 3. Tipos de ondas de inversores.
Fuente: Elaboración Propia

En una instalación sincronizada con la red el inversor debe asegurar que la señal generada esté en fase, a la misma frecuencia, amplitud y tenga forma sinusoidal al igual que la señal de voltaje de la red, es decir, que ambas ondas puedan sobreponerse a la perfección. La calidad del inversor determina la cantidad de contenido armónico introducido a la red, así como la eficiencia de transformación. En instalaciones aisladas de la red, los inversores deben asegurar que la señal de voltaje generada sea la misma que el voltaje nominal de funcionamiento de los equipos conectados a la instalación [38].

La dimensión de la potencia del inversor se determina al calcular la máxima demanda de energía de la instalación para asegurar el funcionamiento en todos los escenarios de autoconsumo [3].

La inversión económica necesaria para realizar la instalación, operación y mantenimiento de un sistema fotovoltaico en un domicilio depende en gran parte de los siguientes aspectos:

La radiación solar y horas de sol deben tener valores suficientes para satisfacer la demanda de energía. Puesto que, a mayor

radiación solar el costo será menor ya que la cantidad de módulos fotovoltaicos a requerir será menor [39].

La demanda energética que se pretende cubrir se encuentra en proporcionalidad directa con el número de elementos de la instalación fotovoltaica y por lo ende también del costo de instalación y mantenimiento del sistema [39].

3.3 Radiación solar

En el planeta Tierra una de las principales fuentes de energía es el sol, y por lo tanto es el motor de nuestro hábitat [39].

La radiación del sol llega a la tierra por medio de ondas electromagnéticas generadas por las reacciones nucleares del hidrógeno que suceden en el núcleo solar. Las ondas viajan desde el núcleo del sol hacia su superficie y a través del espacio hasta atravesar la atmósfera terrestre y llegar a la superficie del planeta [39].

La propagación de las ondas electromagnéticas no requiere materiales auxiliares y atraviesan el espacio interplanetario hasta llegar a la Tierra [40].

Las ondas electromagnéticas son ubicadas en el espectro electromagnético por sus características de longitud de onda, frecuencia, energía, poder de penetración, visibilidad [40].

La energía eléctrica producida por medio de la energía solar se consigue por el efecto fotovoltaico. Esta conversión energética es posible gracias a la tecnología de células fotovoltaicas. La energía solar es ilimitada y no contaminante, esto es la razón principal de denominar a la energía fotovoltaica como fuente renovable e inagotable de energía [39].

El proceso de transformación de energía fotovoltaica a eléctrica tiene una eficiencia baja, es decir, existen muchas pérdidas en la conversión y no toda la energía es aprovechada. Esto se debe entre varias cosas a la eficiencia del panel solar, al efecto sombra, la presencia de impurezas en la superficie de los paneles, ángulo de inclinación, la presencia de lluvia o nubes, la temperatura, el tipo de radiación, etc. La radiación solar que ingresa a la superficie del planeta tierra consta de tres partes [40] (ver Figura 4).



Figura 4. Componentes de radiación solar
Fuente: Elaboración Propia

En cada tipo de radiación la energía que llega a la celda fotovoltaica es diferente y depende a los factores ambientales propuestos en la Figura 4 [40].

La irradiancia mide la densidad de potencia solar instantánea que incide en una determinada superficie. La unidad de medida es W/m^2 . Los niveles de irradiancia en cada región del planeta dependen de las condiciones ambientales y temporales en que se realizan las mediciones. Se ha determinado que el valor máximo de irradiancia obtenida en la superficie terrestre en un ambiente soleado a medio día es de $1000 W/m^2$ ya que caen perpendicularmente los rayos del sol sobre la Tierra [41].

3.4 Radiación solar en el Ecuador

Ecuador, por su geografía se considera un país con altos índices de radiación solar, por lo que, la fuente de energía fotovoltaica constituye una excelente alternativa a tomar en cuenta para generar energía. El país tiene relativamente una constante de radiación solar global de 420 kWh/año cuyo valor triplica al obtenido en España que es de 1400 kWh/año por m^2 [42].

La fuente de energía solar durante todo el año se ha considerado casi constante, las zonas ubicadas en elevada altitud tienen niveles de radiación mayores, mientras que las regiones de transición hacia la costa o el oriente las menores. La irradiación solar global horizontal anual sobre el Ecuador se encuentra en el rango de 2.9 a 6.3 kWh/ m^2 día. Es evidente que Ecuador en comparación con otros países tiene características superiores en cuanto al potencial fotovoltaico [43].

En Ecuador los niveles de radiación solar son altos, como para poder implementar tecnología fotovoltaica. Figura 5, se aprecia los promedios de los niveles de radiación solar [43]–[45].

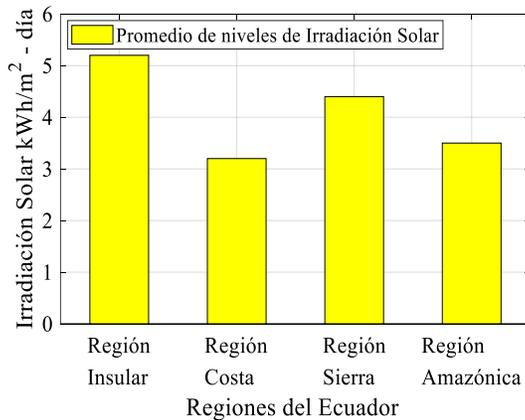


Figura 5. Promedio de niveles de radiación solar. Elaboración Propia Fuente: Datos de radiación solar de [43]–[45].

La Región Insular y Sierra son las regiones con mayor radiación solar en Ecuador registrado con 5.2 y 4.4 kWh/ m^2 – día, las Regiones Costa y Amazonia constan con una radiación solar promedio de 3.2 y 3.5 kWh/ m^2 – día (ver Figura 5) [43]–[45].

A pesar de que Ecuador es un buen candidato para la generación fotovoltaica, no todas las regiones del país presentan altas características de irradiación [46].

Esta depende mucho de la ubicación geográfica y condiciones climáticas de cada sector. Por lo que, cuando se dimensiona una instalación solar será diferente para cada sector del país, lo que significa que para producir una misma cantidad de energía eléctrica en diferentes regiones del país, el costo varía al requerir diferentes números de elementos de para la instalación fotovoltaica [46].

El alto potencial de las provincias de Pichincha, Imbabura, Carchi, Loja alcanzan unos valores entre 4.2 - 5.7 kWh/ m^2 , las islas Galápagos tiene la mayor irradiación en el Ecuador alcanzando valores entre 4.8 - 6.3 kWh/ m^2 día. Si bien Ecuador tiene un alto potencial energético solar, no tiene un desarrollo avanzado de energía fotovoltaica, la cual aún está en evolución, especialmente en la generación distribuida [47].

4 Dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos

En un SGDA la potencia nominal es definida en base al estudio técnico de la demanda máxima del sistema, para proveer de energía constante al usuario incluso en horas de alto consumo [3].

Los sistemas fotovoltaicos (SFV) se dimensionan dependiendo de diferentes factores, siendo el más importante el nivel de irradiancia del lugar en el que se va a realizar la instalación, la carga instalada en el sistema, la superficie disponible para la instalación [48].

Conforme al tipo de la instalación fotovoltaica se clasifican en dos grandes grupos. Sistemas fotovoltaicos sincronizados a la red, en donde se requiere de inversores capaces de generar voltajes con características iguales a los de la red [26], [40] (ver Figura 6).

Estos sistemas son considerados como un sistema eléctrico auxiliar o de reducción de tarifa de consumo, ya que no son fuente principal de energía de la instalación sino más bien son usados en casos de corte de la energía principal o para ahorrar el consumo de la energía que es vendida por el sistema de distribución nacional. [26], [40]

El segundo tipo corresponde a los sistemas que están aislados de la red en este caso el sistema fotovoltaico corresponde a la fuente principal de energía, los inversores se encargan de suplir un voltaje adecuado para el funcionamiento de la carga instalada en la red (ver Figura 6). Suelen ser utilizados en lugares rurales donde no se encuentra la red de distribución como en montañas y campos [25], [39], [49], [50]

Para tener un correcto dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos se tiene que tomar en cuenta lo siguiente. Saber el consumo diario del usuario, esto quiere decir que se tiene que realizar un estudio para calcular la potencia de los aparatos eléctricos, el número de horas de uso al día. Dichos datos permiten

calcular la energía que se necesita por día en Wh/día [43].

La cantidad de energía solar (ES) de la zona en la que se realizará la instalación expresada en kWh/m²/día, o en su equivalente de horas de sol pico o HSP se calcula matemáticamente por

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

Las unidades de (1) son h/día, las cuales expresan las horas que se podrá recibir energía en un día [49].

Por otro lado, la regulación indica que la producción anual del SGDA dese ser menor o igual a la demanda anual del consumidor para evitar la sobreproducción de energía [3]. Para el dimensionamiento de un SFV, se necesita conocer la cantidad de paneles que se va a necesitar por lo que se utilizará la siguiente expresión matemática.

$$No \ de \ paneles = \frac{consumo \ diario}{Potencia \ del \ panel}, \quad (2)$$

el resultado tendrá que ser redondeado al máximo superior para satisfacer la energía requerida [49]. Para tener un número exacto de paneles. Se tiene que considerar la configuración de la instalación para satisfacer el voltaje y corriente de entrada del inversor [49].

Al momento de enlazar los paneles en serie se obtendrá la sumatoria de las tensiones de cada panel. Para saber la cantidad de paneles, que se requieren que estén conectados en serie, se tiene que aplicar la siguiente expresión

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

donde V_{prom} representa al voltaje promedio del inversor entre el voltaje mínimo (V_{min}) y voltaje máximo (V_{max}) de la tensión de entrada del inversor, V_{pm} representa el voltaje a máxima potencia del panel en condiciones TONC (Temperatura de Operación Nominal de la Célula). Esta ecuación se la utiliza cuando no cuenta con baterías no se le asigna un voltaje V_{dc} en el que van a trabajar los módulos fotovoltaicos, por estandarización los voltajes son de 12, 24 o 48 voltios [51], [52].

Para la conexión en paralelo se encuentra aplicando la siguiente ecuación

$$panel_{paralelo} = \frac{PG_{SFV}}{P_{max} \times panel_{serie}}, \quad (4)$$

donde, PG_{SFV} representa la potencia generada por el sistema fotovoltaico, denotado por P_{max} en (4) hace referencia a la potencia máxima del panel [2], [53].

Un factor importante que se debe tomar en consideración es la temperatura ya que esta afecta al funcionamiento de los paneles solares, por ende, a la tensión que trabajan [32], [54].

Existen dos casos las temperaturas altas y bajas en las temperaturas altas existe pérdida en la eficiencia del panel solar lo que provoca que la tensión tiende a bajar (baja tensión) al contrario en temperaturas bajas no se disminuye la eficiencia del panel solar, las condiciones óptimas para trabajar se considera entre 20 a 25 °C [32].

El inversor se dimensiona con una potencia nominal que supere la carga total instalada. Sin embargo, para que el inversor trabaje de una forma eficiente se debe evitar el sobre dimensionamiento [52], [55].

La potencia del inversor se determina al multiplicar la potencia del sistema fotovoltaico (W/día) por un factor de seguridad en este caso del 20% esto se lo hace para que trabaje sin problema en condiciones elevadas en (5) [44]

$$P_{inversor} = PG_{SFV} \times 1.20. \quad (5)$$

De igual forma la temperatura afecta al rendimiento de los inversores por lo que se tiene que tener en cuenta los datos de la ficha técnica [32].

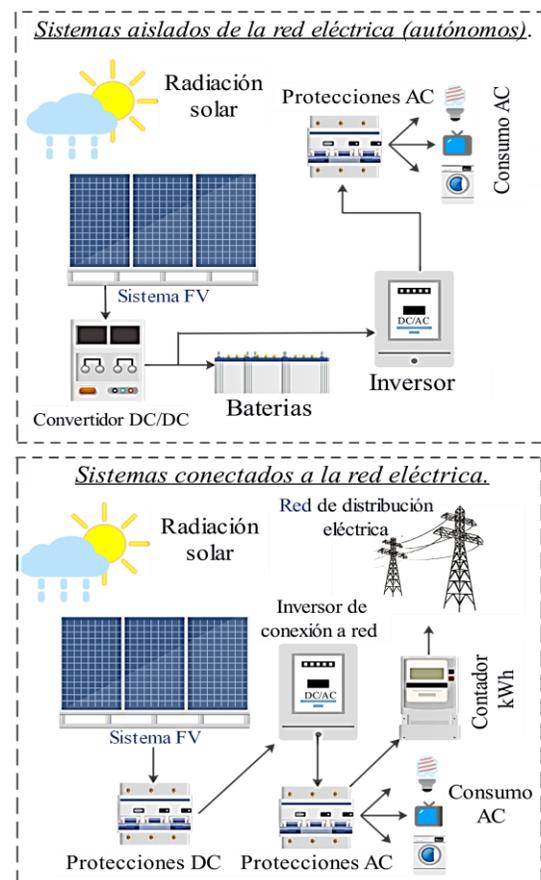


Figura 6. Clasificación de las instalaciones de los SFV. Fuente: Elaboración Propia

4.1 Sistema aislado de la red eléctrica (autónomo).

Dicho sistema se encuentra conformado por los siguientes equipos: los paneles

solares, los reguladores de carga y descarga de baterías o convertidor DC/DC, banco de baterías o acumuladores de energía, inversor de corriente, y las protecciones eléctricas [51] (ver Figura 6).

El dimensionado del sistema fotovoltaico autónomo depende del nivel de radiación solar disponible en el sector, el número de HSP, el tiempo de autonomía del sistema o el almacenamiento de energía requerido para los casos cuando no exista producción solar, la carga instalada en el sistema, para todo esto se debe tener en cuenta las pérdidas en cada elemento por lo que es usual sobre dimensionar el sistema con un factor de seguridad [25], [51].

Los usuarios que instalen o dispongan de un SGDA y no estén vinculados a la red eléctrica no se rigen a las normas dadas por el ente regulador ARCERNNR pero deben dar información acerca del tipo de tecnología instalada y su potencia nominal [3].

4.2 Sistema conectado a la red eléctrica.

Este sistema trabaja conectado sincrónicamente con la red eléctrica (ver Figura 6). Los SGDA, requieren de inversores capaces de garantizar el sincronismo con la red eléctrica, la misma frecuencia y voltaje nominal el cual se calcula con la ecuación (5) [3].

Los elementos que conforman este sistema están conformados por panel solar, inversor y medidor bidireccional, a diferencia de los sistemas aislados el inversor necesite de mayores prestaciones. El diseño y dimensionado de los elementos es similar al caso aislado, a diferencia que pueden o no requerir de un banco de baterías ya que este sistema tiene como fuente principal la energía

convencional [56], [57].

El medidor de energía bidireccional a diferencia del normal es usado para inyectar energía a la red [58].

Los sistemas fotovoltaicos de red tienen un propósito diferente al de los sistemas autónomos. Si bien los sistemas autónomos tienen la finalidad de entregar electricidad de forma estable y constante, los sistemas sincronizados con la red buscan disminuir la tarifa económica cargada al consumidor por el ente de distribución de energía eléctrica [58].

En la normativa ARCERNNR 013/21 se menciona que al momento de conectarse con la red el SGDA, se puede obtener beneficios económicos, obteniendo un crédito de energía equivalente a favor del consumidor. Esto quiere decir si la energía neta equivalente (energía inyectada por la red) es menor o igual a cero es porque la energía equivalente inyectada por SGDA en este caso por un sistema fotovoltaico fue mayor y no fue necesario utilizar la energía de la red, por lo tanto, la facturación será igual a cero, si esto ocurre se tendrá un crédito de energía a favor del consumidor el cual se va acumulando [3].

En este caso la Distribuidora verificará el valor de la energía total que se haya inyectada de vuelta a la red, si esta cantidad está a favor del usuario se deberá negociar el debido parcial o total del saldo acumulado del consumidor. Esto se realiza en periodos mensuales de consumo en kWh [3].

La rentabilidad económica de una instalación fotovoltaica depende en su mayoría del espacio disponible para realizar la instalación. Mientras más espacio mayor cantidad de paneles solares

pueden ser instalados y por lo tanto la producción de energía será superior [42].

Es importante mencionar dos aspectos muy importantes el primero hace referencia a la disponibilidad, la cual representa una superficie de captación utilizable o el número de paneles solares, y en consecuencia, la potencia máxima que se puede instalar [59]. El segundo denota la ubicación ya que este es un aspecto que está directamente relacionado con la orientación e inclinación con la que se instalarán los paneles fotovoltaicos, esto afecta a la cantidad de electricidad producida, o de otro modo, a la eficiencia global del sistema [59].

Para obtener la temperatura del panel solar (T_c) a partir de la temperatura ambiente (T_a) se aplica la siguiente ecuación:

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

donde $TONC$ es la temperatura nominal de operación del panel solar.

Para determinar la energía producida por la instalación se tiene que analizar el perfil de consumo del usuario al que se le realizará la instalación fotovoltaica. Esto se logra cuantificando el número de cargas y su potencia nominal de funcionamiento con las que consta la instalación eléctrica o a su vez al analizar la facturación eléctrica de los últimos 12 meses. A fin de promediar la demanda eléctrica del sistema, se calcula la energía generada por el SFV (Eg_{SFV}) en un año de producción, determinada por la siguiente ecuación [51], [60].

$$Eg_{SFV} = (P_m \times no. \text{modulos} \times HSP \times r \times 365 \text{días}) / 1000, \quad (7)$$

donde r es el rendimiento la eficiencia del sistema. La energía total generada en un año, es la disponible para utilizar en el sistema. Con este dato se puede encontrar el ahorro económico de la energía eléctrica consumida que se logrará anualmente [61] [51]. El precio anual o mensual de consumo de energía generada por el SFV se obtiene a través de la siguiente fórmula

$$\begin{aligned} & \text{precio de consumo} \\ &= \text{consumo} \frac{kWh}{\text{año o mes}} \times \\ & \text{precio} \frac{\$}{kW}, \end{aligned} \quad (8)$$

donde kWh es el consumo que se ha ocupado del SFV, $\$/kW$ representa la tarifa por cada kW [51].

Para calcular el tiempo en que la instalación fotovoltaica va a tener una amortización económica, se trabajara con la siguiente ecuación:

$$\begin{aligned} & \text{Amortizacion} \\ &= \frac{\text{Costo total del sistema}}{\text{Ingreso que genera}}, \end{aligned} \quad (9)$$

(ahorro anual, meses)

con el uso de (9) se puede analizar que el costo inicial del sistema fotovoltaico tendrá una amortización económica y a su vez se podrá considerar la viabilidad de llevar a cabo el proyecto. [51]

5 Análisis de la demanda eléctrica

Al momento de implementarse un sistema de autoabastecimiento, es importante determinar el tipo y cantidad de demanda eléctrica que requiere el consumidor, lo que tiene que ver con la carga instalada en la instalación. Mediante el cálculo de la demanda se determina el valor requerido del suministro eléctrico. Además, se determina los horarios de consumo

eléctrico, es decir, en qué momento el consumo es mínimo y máximo. Esto también es conocido como escenarios de autoconsumo eléctrico. Todos estos aspectos se analizan para tener un mejor control de la red eléctrica [51].

5.1 Perfil de consumo

Los perfiles de consumo suelen representarse en una gráfica en función del tiempo de la demanda de un consumidor determinado [1]. Estos datos son usados por la central de generación eléctrica para planificar la producción de electricidad para cada intervalo de tiempo en el que la demanda cambia y así otorgar de energía suficiente los consumidores finales. En el Ecuador este trabajo es realizado a base de identidades de regulación y control, y hace previsiones futuras de los perfiles de consumo para asegurar el abastecimiento. Lo cual se deriva en la planificación de proyectos de generación, transmisión y distribución [1].

5.2 Tarifa de energía eléctrica

La tarifa es el costo que el usuario debe pagar por el consumo de electricidad. El cálculo del valor de las tarifas depende de la distribuidora de energía. Para esto debe realizar un estudio del perfil de carga de los usuarios finales (ver ANEXO 1) en la Tabla 30 [62].

6 Conceptos preliminares

6.1 Instalaciones fotovoltaicas en el Ecuador

En instalaciones fotovoltaicas, Ecuador cuenta con un recurso solar alto, aunque presente características geográficas variadas. Para una instalación solar se debe verificar si la zona en la que se realizará la instalación tiene condiciones ambientales

adecuadas para un buen rendimiento de la instalación solar. Entre las características deseadas son: un ambiente con un cielo despejado, baja nubosidad y altas horas de sol por día. Bajo este criterio las regiones Costa, Amazonía y Galápagos son las mejores zonas para aplicaciones fotovoltaicas, la región Sierra tiene un buen potencial, pero depende de la zona específica [2]. Además de factores ambientales, es importante tener acceso a la red de distribución, para la eventual conexión del sistema fotovoltaico con la red. Esto implica que la instalación solar cumpla con ciertos requerimientos eléctricos como son la cantidad de contenido armónico inyectado a la red, el factor de potencia, la frecuencia y nivel de voltaje[2], [54].

6.2 Consideraciones generales en la instalación de sistemas solares

El estudio técnico de un SFV permite verificar si la instalación de dicho sistema es viable al considerar aspectos técnicos operativos para su correcto funcionamiento [56].

Por otro lado, el estudio económico de un sistema de generación solar se lo realiza a partir de los resultados del estudio técnico. Para determinar si la instalación de generación distribuida (es decir, el sistema de generación solar) es económicamente viable, se evalúa los costos de la tecnología a instalarse, como es el caso de los paneles, inversores y materiales complementarios.

En general para una instalación fotovoltaica, según varios criterios de expertos en la investigación publicada por Luis Higuera y Hernán Cardona [56], se determinó una relación lineal entre el valor de la inversión para generar energía solar ante una determinada capacidad instalada, esto se lo utiliza para ver si existe una

correlación en las dos variables [56].

Los costos adicionales que se encuentran en una instalación solar son las estructuras de apoyo de los paneles, cuyo valor depende del material y el tipo de cubierta a la que va destinada (aire libre o sobre tejado) [56].

Si el diseño de la instalación cuenta con baterías, los precios de inversión incrementan drásticamente, debido a la tecnología que están hechas las baterías ya que necesariamente deben ser recargables [63]. Es por esto que la energía solar es de las más caras de producir, y en general se suelen diseñar sistemas que solo funcionen para cumplir la demanda en el día mientras haya luz solar y en las noches salen de funcionamiento [63].

Finalmente, los componentes particulares como los medidores bidireccionales, tienen un valor que van entre los 700-3000 USD, pero según la normativa ARCERNNR 013/2021 la empresa distribuidora es la que se hace cargo de la adquisición del equipo, la calibración inicial y la colocación del equipo [3].

Los consumidores deben pagar la diferencia en el costo del equipo en relación al equipo que el concesionario instalará a un usuario de la misma categoría sin un SGDA [3]. A todo lo anterior, se debe adicionar el precio de trámites tributarios, estudios de conexión y presupuestos adecuación de las estructuras civiles y eléctricas. Dichos valores dependen de la dimensión de la instalación y de los técnicos encargados de realizar el estudio, lo cual varía dependiendo de la región [3].

Como resumen, se tiene que las instalaciones solares tienen un costo

promedio de 1.35 USD/W; para tener este valor se realiza un análisis de costo beneficio el total del material y mano de obra indispensable para la implementación del sistema fotovoltaico como se apreciará en la sección 6.5. Los precios de los equipos se establecieron según cotizaciones que se realizaron, cabe mencionar que los precios pueden variar según el dimensionamiento, el análisis se los trabajara en dólares [51].

Después de calcular el costo de instalación, es recomendable calcular el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR), el periodo de recuperación de la inversión (PRI), y la tarifa que puede ser obtenida con la instalación del recurso renovable explotado. Los resultados de este análisis muestran cuánto dinero se puede ahorrar durante un determinado tiempo, si el resultado de la generación es rentable de igual forma se podrá ver si es justificada la inversión en proyectos solares y por ultimo analizar qué pasaría si existiera la posibilidad de vender energía al sistema de distribución [14], [59], [64]. A continuación, se definen dichos conceptos.

6.3 Valor Actual Neto

El VAN se considera un indicador financiero muy utilizado para evaluaciones de proyectos que se vayan a invertir. Esta métrica consiste en actualizar los ingresos y egresos del proyecto esto quiere decir la equivalencia de los flujos de efectivo generado por el proyecto durante toda la vida útil comparando la equivalencia como resultado con la inversión inicial. En otras palabras, el VAN es el resultado de cuanto se espera ganar en el futuro a moneda de hoy por encima del costo de oportunidad (el valor de la mejor opción no seleccionada) de la inversión [47], [65].

Además, el VAN expresa una medida de rentabilidad indicada en unidades

monetarias en este caso se analizará en dólares. Por lo que, el VAN se utiliza para verificar si la inversión en un proyecto SGDA es rentable o no. Matemáticamente, el VAN se representa por la siguiente ecuación

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

donde I_0 representa a la inversión del proyecto, F_n es el flujo neto, n denota el periodo de la vida útil, y i es la tasa de interés de descuento [47].

6.4 Tasa Interna de Retorno

La TIR es aquella tasa de interés a la que el valor actual neto VAN es igual a cero. La TIR se utiliza para saber el beneficio de las inversiones, cuanto mayor sea la TIR, el proyecto será más rentable volviéndose deseable [65]. La fórmula del TIR es dada por

$$TIR = -I_0 + \sum_{n=1}^{25} \frac{F_n}{(1+i)^n} = 0. \quad (11)$$

Finalmente, cabe mencionar que el TIR calcula la tasa de interés de retorno, denota por i en (11), que haga que el VAN sea cero [65].

6.5 Periodo de recuperación de la inversión.

El PRI considera el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial del proyecto. Este es un criterio muy simple y ampliamente utilizado en proyectos de desarrollos de proyectos donde las mejores inversiones son aquellas con el periodo de recuperación más corto. La PRI tiene como objetivo que la selección de proyectos se base en la liquidez más que en el

rendimiento [65]. La ecuación del PRI es expresada por

$$PRI = a + \frac{b-c}{d}, \quad (12)$$

donde en la formula, a representa la recuperación de la inversión del flujo acumulado del año anterior, b es la inversión inicial, c se denota por el flujo de efectivo acumulado hasta llegar al periodo a , y d representa el flujo de caja neto actualizado del año de recuperación de la inversión [65].

7 Metodología

7.1 Procedimiento

La investigación tiene como finalidad el análisis de rentabilidad para inversiones de proyectos SGDA. Particularmente, se trabajará en el estudio de un SFV.

El caso de estudio a realizar, será para una empresa ecuatoriana de servicios y comercio, la cual cuenta con más de 140 locales ubicados en todas las provincias del país, el escenario a ser analizado será para un establecimiento de la empresa, siendo esta un consumidor del sector comercial, teniendo una tarifa de media tensión con demanda, cómo se puede observar en el ANEXO 1, Tabla 31. En dicha información se aprecia que la tarifa es de 0.095\$. Para dicho establecimiento se analizará un consumo medio mensual de 11026.20 kWh, valor que se obtuvo por parte de la distribuidora, por lo que se considera cubrir en un 75% el consumo anual del usuario con el SFV.

La metodología usada en este documento se visualiza en la Figura 7, donde se especifica paso a paso el procedimiento utilizado para estimar la rentabilidad del proyecto a invertir

utilizando parámetros esenciales para el estudio.

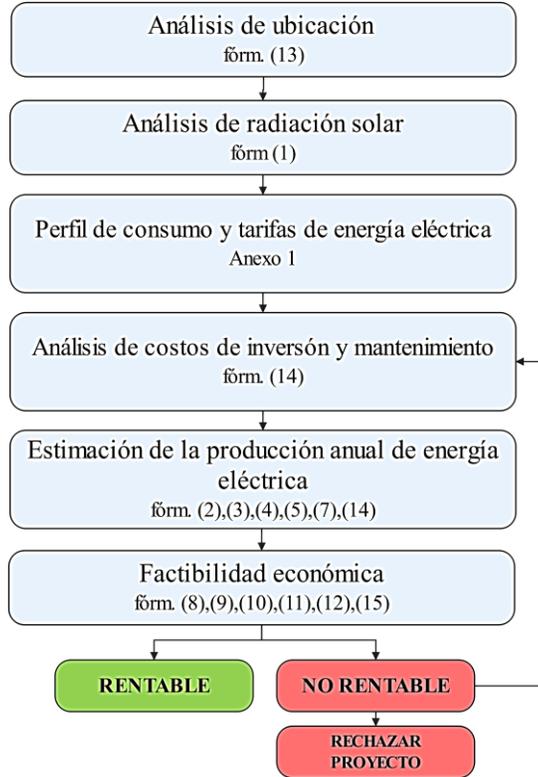


Figura 7. Procedimiento.
Fuente: Elaboración Propia

7.2 Análisis de ubicación

Al momento de requerir información se tiene que determinar el lugar donde se va a realizar el proyecto además de garantizar si el mismo es factible. El análisis de factibilidad del SFV en este presente proyecto se lo realiza de forma general para la ciudad de Quito. En el sistema propuesto, el conocimiento del ángulo de inclinación óptimo es un aspecto importante a considerar para obtener la mayor energía solar durante el movimiento del sol [41]. En base a lo anterior, el ángulo de inclinación óptimo, denotado por β_{opt} , es expresado como

$$\beta_{opt} = 3.7 + (0.69 * |\varphi|), \quad (13)$$

donde $|x|$ denota valor absoluto de la variable x , y φ expresa el ángulo de latitud.

Considerando que la latitud de Quito es -0.22519 , se obtiene un $\beta_{opt} = 3.85$. Además, en base a [41], donde se establece que si $\beta_{opt} < 14$, se concluye que es recomendable utilizar un $\beta_{opt} = 15$ por motivos de mantenimiento.

7.3 Análisis de radiación solar.

En este estudio los datos meteorológicos y la obtención del ángulo óptimo de inclinación son necesarios para analizar la generación de electricidad. Por lo cual, se analiza datos de irradiación ($\text{kWh}/\text{m}^2/\text{mes}$) de la ciudad de Quito. Dichos datos meteorológicos se recopilan de la base histórica entre el periodo 2011 al 2015; esto se lo hace a través de software y fuentes de información meteorológica las cuales brindan información histórica de la radiación solar los cuales son PVsyst, Meteonorm y con base de datos de la NASA [66] (ver Figura 8).

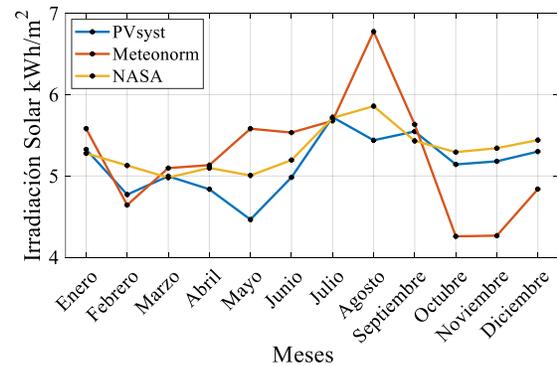


Figura 8. Irradiación mensual de Quito según base de datos.
Fuente: Elaboración Propia

Los datos recopilados de irradiación permite registrar el tiempo de energía que se podrá aprovechar en un día, permitiendo tener un modelo de cálculo de la producción mensual y anual del sistema fotovoltaico [67].

En este trabajo, se toma en cuenta una base histórica de 5 años realizando un promedio para tener un dato de irradiación más aproximado a la realidad. Como se puede ver en el Figura 8, los datos del programa PVsyst indica que el mes con un menor índice de irradiación solar es en mayo con 4.4645 kWh/m²/día.

Las mediciones de Meeonorm muestra que en octubre es el mes con menor irradiación solar de 4.2580 kWh/m²/día y finalmente analizando los datos de NASA el mes de marzo tiene la menor irradiación solar.

De estas 3 bases de datos meteorológicos se ha sacado un promedio indicando que el mes con menor radiación solar es en el mes de febrero con 4.8476 kWh/m²/día (ver Figura 9).

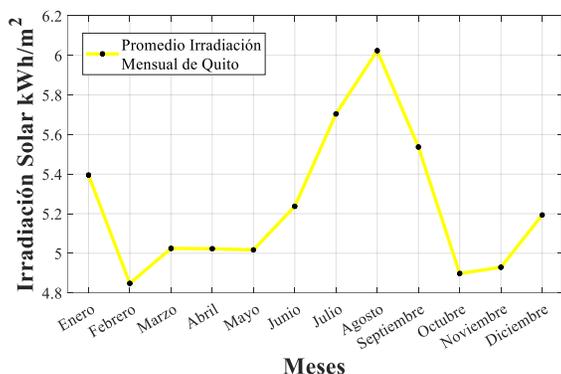


Figura 9. Promedio de irradiación mensual de Quito.
Fuente: Elaboración Propia

Por lo cual, para analizar los casos de estudio se tomará el dato de las peores condiciones de irradiación. A base de la irradiación se calcula el aprovechamiento durante un día, aplicando el fundamento de HSP ecuación (1) dando como resultado 4.8476 h al día.

7.4 Perfil de consumo y tarifas de energía eléctrica.

El perfil de consumo o escenario de consumo tiene que ver con la demanda

requerida en el sistema, en particular con la energía consumida a diario y su proyección para cada año con la finalidad de poder fijar el precio de la energía. Los perfiles de consumo se diferencian según el tipo de consumidor, el que puede ser de tipo residencial, industrial, comercial y de alumbrado público [68].

Para el análisis de estudio del sistema propuesto se considera diferentes escenarios del pliego tarifario [1]. En Ecuador, las tarifas se dividen en dos categorías, según el tipo de consumidor residencial o general y el nivel de voltaje en el punto de entrega, el cual puede ser bajo, medio y alto voltaje [2]. Los escenarios que se analizarán se pueden ver en el ANEXO 1, Tabla 30.

7.5 Análisis de costos de inversión y mantenimiento.

Se realizará un análisis de costo de inversión y mantenimiento para los equipos del SFV en Ecuador estos costos irán variando según el consumidor debido al dimensionamiento del mismo.

Ejecutar este análisis es importante en proyectos de SFV para reducir riesgos y extender la vida útil de la instalación, maximizando la producción de energía y, como resultado mejorando la rentabilidad de los equipos a instalar, por lo que es importante contar con un plan de mantenimiento [65].

Para poder tener autoabastecimiento de energía solar conectado a red, según la normativa ARCERNNR 013/2021 se necesita los siguientes componentes [3], los cuales se muestran en Figura 10.

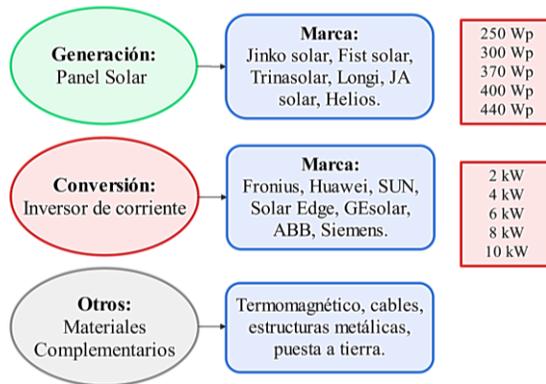


Figura 10. Componentes para SFV conectados a red.
Fuente: Elaboración Propia

Posteriormente, se procede a realizar el análisis de costo beneficio el material total y mano de obra necesaria para la implementación del sistema fotovoltaico (ver Tabla 2). El valor de los equipos se estableció según cotizaciones de distribuidoras directas, el análisis se los hará en USD.

Para el dimensionamiento del SFV sincronizado con la red se ha utilizado paneles solares de la marca Jinko Solar con una potencia de 400 W, e inversores de 10 kW de la marca HUAWEI, materiales complementarios como tales: termomagnéticos, cables, estructuras metálicas entre otros y un margen de ganancia promedio de una empresa que oferta el servicio de instalación del SFV (ver Tabla 1).

Se calcula de igual forma el precio que costaría producir cada vatio (W) con el sistema fotovoltaico instalado por lo que es necesario sacar el costo unitario (CU) de cada dispositivo, utilizando la siguiente ecuación

$$CU = \frac{\text{costo unitario}}{\text{potencia del equipo}} \quad (14)$$

Tabla 1. Costo unitario del sistema fotovoltaico.

DATOS EQUIPOS A USAR			
	Potencia (W)	Costo Unitario (USD)	USD/Wp
Panel Solar	400W	\$196.56	\$0.49
Inversor	10000W	\$2,031.79	\$0.20
Otros	40%		\$0.28
		Total	\$0.97
*Margen de ganancia	25%		\$0.24
		Total	\$1.22

Fuente: Elaboración Propia

*Margen de ganancia: Los beneficios que tiene la empresa al momento de instalar los SFV.

Dando como resultado un total de 1.22 USD (ver Tabla 1); este precio se multiplica a la potencia que se va a instalar, esto se lo realiza para saber con claridad cuanto va a ser la inversión que se necesita y a base de esto se realizaría el análisis económico [61].

7.6 Estimación de la producción anual de la energía eléctrica.

Para determinar la producción de energía del SFV se tiene que tomar en consideración el porcentaje a cubrir del consumo del usuario, para el caso de estudio (ver sección 7.1), se cubrirá energéticamente el 75%. El consumo medio mensual se estima de 11026.00 kWh, donde el 75% del consumo es de 8269.50 kWh. Se dimensiona un SFV respecto a la HSP día, por lo que, la potencia mínima que necesita cubrir cada hora del día es de 56.64 kW. En base a esto, se ha dimensionando un SFV dando como resultado que se necesitarán 169 paneles, calculados a partir de la ecuación (2) de los cuales se instalarán 168 para que los inversores estén estabilizados [51]. La producción del sistema fotovoltaico por cada hora se aproxima que sea de 67.200 kW.

Para el arreglo de los paneles FV se aplica la fórmula (3) la cual ayuda a determinar el número de filas en serie dando como resultado 14.14 módulos y además se usa (4) para saber el número de columnas en paralelo dando un valor de 12.16 módulos. Dichos valores se aproximan al máximo superior; por lo que, las filas y columnas formarían un arreglo de 14x12.

La potencia del inversor a instalar se calcula utilizando la ecuación (5) dando como resultado 80000 W, por lo que, se utilizarán 8 inversores de 10 kW. La inversión que se necesita para el dimensionamiento del SFV se tendrá que multiplicar el resultado de lo que cuesta producir cada W del sistema fotovoltaico con la potencia fotovoltaica a instalar, dando como resultado una inversión de \$81,682.49.

Una vez teniendo los datos anteriores se procede con el cálculo de la producción anual del SFV conectado a la red, el cual producirá el primer año una cantidad de 113011.06 kWh/año utilizando la ecuación (7). La Figura 11, muestra la producción de energía anual para la vida útil del SFV.

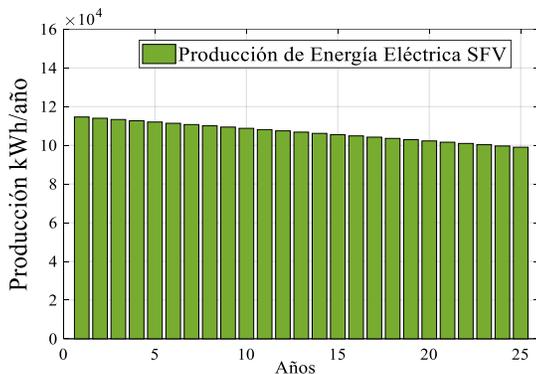


Figura 11. Producción de energía eléctrica SFV.
Fuente: Elaboración Propia

La producción de energía anualmente va disminuyendo por la variable de eficiencia del sistema de los paneles. Al

momento de realizar el análisis de factibilidad económica el valor de producción de energía es de suma importancia ya que si existe menos producción de energía del SFV no podrá satisfacer el consumo del usuario y por ende tendrá que consumir energía de la red.

7.7 Factibilidad económica.

Se determinó el consumo eléctrico y la contribución solar, como se puede ver en la Figura 12. La contribución solar se considera una instalación considerable ya que aporta un 75% de la energía total consumida.

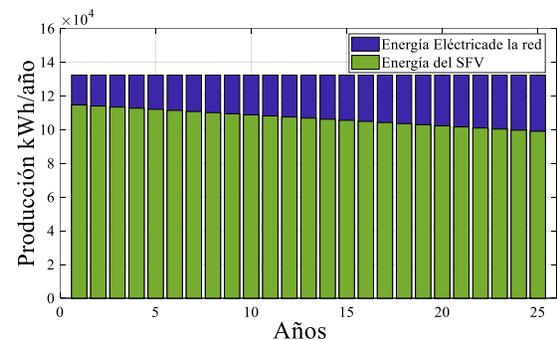


Figura 12. Comparativa entre la energía de la red y la producción por el SFV.
Fuente: Elaboración Propia

Se analiza el ahorro monetario proyectado durante la vida útil del SFV en base al pliego tarifario regulada por la distribuidora [62]. En este estudio ahorro se define como un ingreso, al momento que se deja de comprar la energía de la red se va contar con una diferencia entre el costo de kWh de la red y el valor de cada kWh del auto generador [51]. Matemáticamente, el ahorro se expresa por la siguiente manera

$$\text{Ahorro anual} = \left(\frac{\$}{kWh} \text{red} \right) - \left(\frac{\$}{kWh} \text{SFV} \right), \quad (15)$$

donde el precio del SFV fue definido en (8) con el fin de estimar los ahorros o ingresos que se esperan anualmente de la tarifa eléctrica [56], [68] (ver Figura 13).

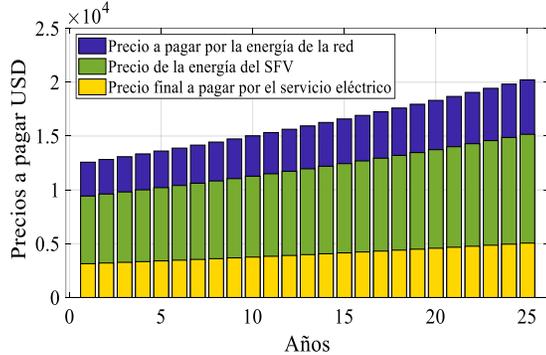


Figura 13. Facturación anual considerando generación distribuida.

Fuente: Elaboración Propia

Los ahorros se reflejan en la planilla eléctrica por ende se predice ahorros energéticos considerables [56].

En la Figura 13, se aprecia que el SFV, brindara un ahorro o ingreso considerable ya que se cubre energéticamente con el SFV un 75% (color verde). Para la estimación de ingreso se aplica la fórmula (15), dando como resultado un valor de \$1,833.59 en el primer año y el máximo valor a pagar a la distribuidora es de \$5,303,98.37 representado en color amarillo.

El pago por consumo de energía cuando no se utiliza un SFV (color azul) es alto, se puede observar que al momento que se instala un SFV el pago por consumo de energía se reduce totalmente, la diferencia es representada en la (Figura 13) en las barras de color amarillo. El incremento anual de precio por cada kWh es del 2%, este porcentaje se lo representa con base a 10 últimos años de los pliegos tarifarios históricos de la distribuidora [62].

Otro ahorro o ingreso para analizar la factibilidad del SFV son los beneficios

tributarios que se propone en la LRTI [16], que fue expuesto para el presente análisis en la sección 2.2 de este trabajo.

El establecimiento que se considera caso de estudio del presente trabajo (ver sección 7.1) brindará a la empresa beneficios tributarios al momento de implementar estos SFV ya que se obtendrá un descuento al impuesto a la renta, el valor a pagar del impuesto a la renta del establecimiento del caso de estudio se considera un valor de \$279,808.08.

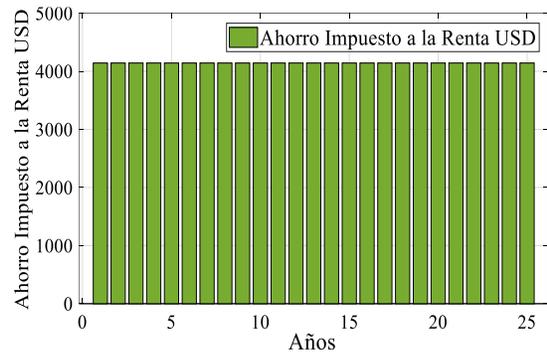


Figura 14. Ahorro impuesto a la renta.

Fuente: Elaboración Propia

El ahorro que se lograra en el impuesto a la renta cada año, después de haber invertido una cantidad de \$81,682.49 es de \$4,084.12, (ver Figura 14) este ahorro se obtiene gracias a los beneficios que propone la LRTI (ver sección 2.2) [16]. Los resultados de estos ahorros se los considera como ingreso, por lo que, la suma de todos los ingresos anuales analizados se representa en Figura 15.

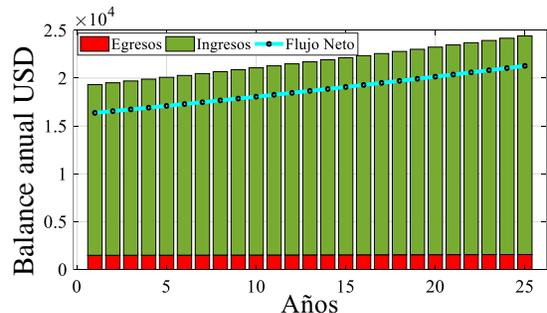


Figura 15. Balance anual.

Fuente: Elaboración Propia

Estos datos serían los ahorros que existe al momento de implementar un sistema fotovoltaico que cubre el 75% del consumo del usuario de MT con demanda. (ver Figura 15). El mantenimiento incrementa cada año por la actualización de reajustes de precios, salarios mínimos por ley de la inflación que tiene el país [69]. Una vez que se tiene los ahorros (ingresos en efectivos) y los egresos, se realiza la diferencia para calcular el flujo neto de efectivo [68] (ver Figura 15).

Posteriormente, se muestra un diagrama del flujo acumulado Figura 16, en el cual se podrá analizar la amortización del proyecto, permitiendo que se analice la rentabilidad del mismo [68].

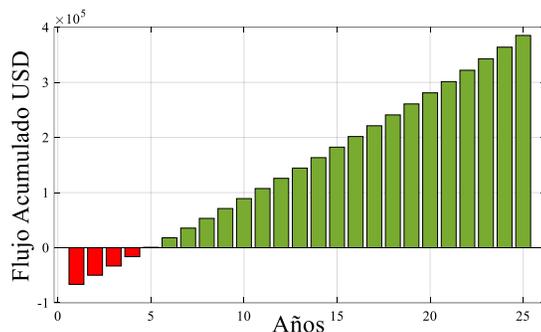


Figura 16. Flujo acumulado.
Fuente: Elaboración Propia

Para estimar el tiempo en que el sistema fotovoltaico llega a despreciarse económicamente (amortización) y analizar la viabilidad del proyecto [51] se aplica la fórmula (9). Se obtiene como resultado que la amortización en 5 años 1 mes como se puede percibir en la Figura 16.

En base a los resultados anterior, se puede evaluar la rentabilidad de SFV [56]. Específicamente, para una inversión de instalación del SFV de \$81,682.49 el plazo de amortización se da en el año 5 mes 7 (ver Figura 16), donde se produce flujos de efectivo positivo con un valor de \$953.04.

Además, basándose en los datos técnicos del año de recuperación, la inversión se recupera en el año 10 con un valor de \$88,233.29 sobrepasando la inversión del SFV.

Para reafirmar este dato se utiliza el método del Valor Actual Neto (VAN), de la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI) para poder determinar la rentabilidad económica del proyecto.

Para realizar este análisis se tiene como dato la inversión, los gastos y ahorros que se presentan anualmente durante la vida útil del SFV [68]. Es de esta forma en que el usuario que invierta tendrá conocimiento de que el proyecto sea viable tomando la mejor decisión.

En la Figura 17, se representa la evolución temporal del VAN para tres escenarios analizados. Aquí, se puede observar si las inversiones son efectuales, es decir, que estas muestren un VAN positivo.

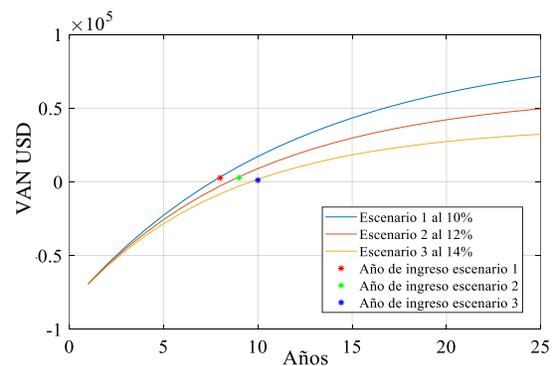


Figura 17. Análisis del VAN.
Fuente: Elaboración Propia

El VAN indica en valores absolutos en el momento cero si un proyecto generará ganancias o no al inversionista, la aceptabilidad dependerá si el VAN es mayor o igual a cero [70]. De igual forma el VAN permite elegir dos decisiones, la

primera conocer si la inversión es factible y la segunda identificar qué proyecto es mejor que el otro en valores absolutos [70].

Si el VAN es mayor que cero significa que genera ganancias al inversionista por lo tanto la decisión se aceptaría el proyecto. Por otro lado, si el VAN es menor que cero significa que va a generar pérdidas por lo que el proyecto tendrá que ser rechazado.

Por último, si el VAN es igual a cero, significa que no producirá pérdidas ni ganancias. Por lo que, para tomar una decisión se debe basar en otros factores como el funcionamiento del sistema [70], [71].

Este criterio de selección se manejará de la siguiente manera donde la variable “ i ” denotará la tasa de descuento, elegida para calcular el VAN [70].

En la gráfica se ha propuesto diferentes escenarios de tasas de descuento, es decir, $i = 10, 12$ y 14% . Para poder analizar el VAN, la i que tiene el proyecto se lo hace con una tasa de descuento del 12% ya que este valor es para proyectos de inversión en Ecuador. Para la tasa del 10% , se observa que el VAN es rentable a partir del octavo año con un valor de $\$7,478.77$. En la tasa del 14% se tiene un VAN rentable en el noveno año, donde se obtiene un ingreso de $\$1,119.09$ (ver Figura 17).

Finalmente, para el escenario de estudio se obtuvo como resultado que el VAN es rentable a partir del octavo año con un valor de $\$1,257.27$ para una tasa de descuento de inversión del 12% (ver Figura 17).

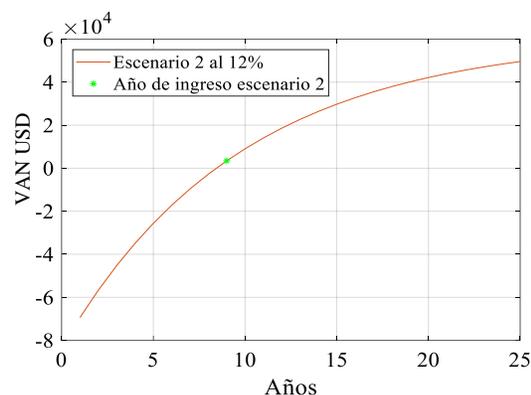


Figura 18. VAN con una tasa de descuento del 12% . Fuente: Elaboración Propia

En resumen, en el caso de estudio desde el octavo año se tendrá beneficios económicos y que para una tasa de descuento que sea inferior del 12% , dispondrá de un VAN rentable en un menor tiempo (ver Figura 18).

El escenario en estudio se lo analiza también con el parámetro de la TIR. Por lo tanto, si la tasa interna de retorno excede a la tasa i , la inversión se considera favorable ya que la TIR obtenida será mayor a la i . En otro caso, si la TIR es igual a i , la inversión si se podría llevar a cabo ya que se estaría en una situación similar a la que sucedía cuando el VAN es igual a cero y finalmente si TIR es inferior que i , el proyecto no será favorable ya que no alcanza con la tasa de descuento de la inversión [71].

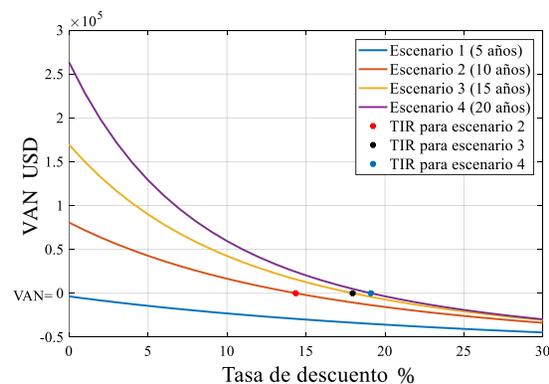


Figura 19. Análisis de la TIR. Fuente: Elaboración Propia

El punto de intersección del VAN con el eje x es la TIR (ver Figura 19). Dicho en otras palabras, para los inversionistas cuyo VAN se encuentre a la izquierda del punto TIR, gozarán de una inversión atractiva ya que lograrán un VAN positivo. Por otro lado, si el VAN se encuentra a la derecha del punto TIR, el VAN es negativo; por lo que se debería rechazar el proyecto [71].

Los valores actuales netos de este flujo de estudio a distintas tasas de descuento al 12% dará casi cero y es justamente es la TIR por lo que a cualquier tasa de descuento superior al 12% dará negativo [71].

En la Figura 19, se analiza para diferentes casos la tasa de descuento i , la cual es representada en un intervalo del 1% al 30%. Se analizará la TIR para el VAN de la inversión del proyecto en un determinado tiempo, es decir, un VAN para 5, 10, 15, 20 años.

En dicha figura, se observa que una TIR para un VAN en 8, 10, 15, 20 años, es rentable ya que la TIR tiene flujos positivos con una tasa de descuento del 12% y llega a aproximarse a un VAN a cero flujos positivos. Para un VAN de 5 años no tendrá una tasa interna de retorno ya que es menor que i , por lo que, se considera no rentable.

En resumen, mientras que el tiempo pasa se va a tener mejor rentabilidad. Para el caso de estudio se trabaja con una tasa de descuento del 12%, en la Figura 20, se puede observar en que tiempo el proyecto será rentable.

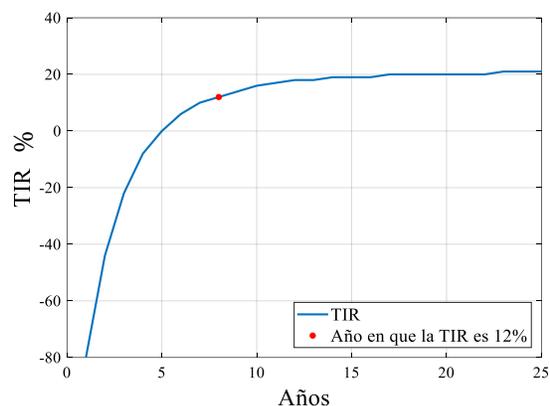


Figura 20. Análisis de la TIR con un 12% de la tasa de descuento.

Fuente: Elaboración Propia

Para el caso de estudio analizado tiene una inversión con un flujo inicial de \$81,682.49. Al cual se calcula la TIR para ver desde que año se considera rentable el proyecto. Analizando la TIR da como resultado que en el octavo año se obtendrá una TIR del 12% (ver Figura 20).

Estos dos criterios muestran que la inversión es rentable, el VAN se expresa en unidades monetarias e indica el valor del proyecto a día de hoy, en cambio que la TIR proporciona una medida relativa, expresada como porcentaje [70].

Para saber exactamente en qué año se recuperará la inversión, se tiene que aplicar el PRI ya que puede medir el tiempo que tardan los flujos netos de una inversión en recuperar la inversión inicial (ver Figura 20) [68].

Aplicando la ecuación (12) se tiene como resultado que la inversión se tardará en recuperar en 9 años 8 meses [56].

La inversión para este proyecto es de un total de \$81,682.49. Los indicadores financieros del proyecto indica que a partir del quinto año empieza a generar flujos económicos positivos, a partir del año diez ya se tiene la inversión del proyecto ya que

se tiene un flujo de efectivo que supera a la inversión con \$6,550.8. El caso de estudio como ya se lo menciono (ver sección 7.1) fue para un consumidor MT Comercial con Demanda con un consumo medio mensual de 11026.20 kWh, el consumo por energía es de 0.095 (USD/kWh), el impuesto a la renta que tiene que pagar este usuario sin un SGDA es de \$279,808.08 al momento que se implementa un SGDA se tiene exoneraciones en la base imponible por ende al impuesto de la renta dando como resultado de \$275,636.44 teniendo un ahorro de \$4,084.12 anualmente.

Para el primer escenario que se analizó, el SFV deberá cubrir el 75% de carga energética (ver Tabla 2). Se considera que es rentable, ya que la inversión de \$81,682.49 se recupera en los 9 años 8 meses, con una TIR del 16% superando a la tasa de descuento del 12% y un VAN positivo de \$13,372.62.

Tabla 2. Escenario de la capacidad a cubrir energéticamente por el SFV del caso de estudio.

Carga a cubrir con el SFV	DESCRIPCIÓN
75%	RENTABLE

Fuente: Elaboración Propia

Se analiza para diferentes casos donde se apreciará ver si se recupera la inversión en un menor tiempo (ver tabla 3).

Tabla 3. Escenarios de la capacidad a cubrir energéticamente por el SFV del caso de estudio.

Carga a cubrir	Inversión (\$)	VAN (\$)	TIR (%)	PRI (años)	Ahorro impuesto a la renta (\$)
30%	33,061.96	5,440.36	16	9.70	1,653.10
45%	49,592.94	7,930.94	16	9.74	2,479.65
65%	71,985.38	11,560.03	16	9.73	3,597.92
100%	110,368.60	17,676.43	16	9.74	5,518.43

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 4. Resumen de factibilidad del caso de estudio.

Carga a cubrir con el SFV	DESCRIPCIÓN
30%	Rentable a partir del año 9.70
45%	Rentable a partir del año 9.74
65%	Rentable a partir del año 9.73
100%	Rentable a partir del año 9.74

Fuente: Elaboración Propia

Para implementar un SFV cual quiera de los escenarios Tabla 4, servirá para poder tener ahorros anuales durante la vida útil del SFV, ya que cubriendo cualquier carga se recuperará la inversión en unos 10 años, la diferencia es que dependiendo de la inversión que se haga el ahorro al impuesto a la renta ira cambiando. Se tendrá ahorros tanto energéticos como económicos. Se tiene que el VAN tiene flujos positivos por lo que se considera un proyecto viable. Una TIR que supera a la tasa de descuento con un valor del 16% considerándose el proyecto rentable.

8 Resultados y Análisis

8.1 Otros escenarios

La metodología mostrada previamente también es aplicada para los diferentes escenarios de estudio del pliego tarifario ANEXO 1, Tabla 30. Se realizará el análisis para diferentes consumidores tanto para Residencial, BV Comercial con Demanda, MV Comercial e Industrial con Demanda.

8.2 Bajo y Medio Voltaje Residencial

Se analiza para tres usuarios tipo residencial el primero con un perfil de consumo de 251-300 con un valor de tarifa 0.101\$ los escenarios que se van analizar son los siguientes (ver Tabla 5), VAN y TIR en el año 10.

Tabla 5. Escenarios de la capacidad energética a cubrir por el SFV Residencial 251-300 kW.

Residencial 251-300 kW					
Carga a cubrir	Inversión (\$)	VAN (\$)	TIR (%)	PRI (años)	Ahorro impuesto a la renta (\$)
30%	1,318.7	-785.3	-5	24.43	-
50%	2,637.5	1,618.4	-6	25.29	-
75%	3,296.8	1,963.2	-5	24.31	-
100%	4,615.5	2,77.4	-5	24.58	-

Fuente: Elaboración Propia

Se prosigue con el análisis para el perfil de consumo de 351-500 con un valor de tarifa 0.105\$ los escenarios que se van analizar son los siguientes (ver Tabla 6), VAN y TIR en el año 10.

Tabla 6. Escenarios de la capacidad energética a cubrir por el SFV Residencial 351-500 kW.

Residencial 351-500 kW					
Carga a cubrir	Inversión (\$)	VAN (\$)	TIR (%)	PRI (años)	Ahorro impuesto a la renta (\$)
30%	2,637.5	-1,296.5	-2	20	-
50%	3,956.1	-1,757.5	0	18.8	-
75%	5,274.9	-2,444.3	-1	19.2	-
100%	7,253.0	-3,185.3	0	20.4	-

Fuente: Elaboración Propia

Por último, se analizará para un usuario tipo residencial con un perfil de consumo de 501-700 con un valor de tarifa 0.1285\$ los escenarios que se van analizar son los siguientes (ver Tabla 7), VAN y TIR en el año 10.

Tabla 7. Escenarios de la capacidad energética a cubrir por el SFV Residencial 501-700 kW.

Residencial 501-700 kW					
Carga a cubrir	Inversión (\$)	VAN (\$)	TIR (%)	PRI (años)	Ahorro impuesto a la renta (\$)
30%	3,141.3	-445.8	9	12.8	-
50%	4,397.8	-483.4	9	12.4	-
75%	6,910.9	-822.9	9	12.5	-
100%	8,795.6	-967.8	9	12.4	-

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 8. Resumen de factibilidad Bajo y Medio Voltaje Residencial.

Categoría	RESIDENCIAL
BAJO Y MEDIO VOLTAJE	
RANGO DE CONSUMO	Descripción
251-300	No es rentable
351-500	No es rentable
501-700	Rentable.

Fuente: Elaboración Propia

Los dos primeros análisis Tabla 5 y 6 se consideran que no son rentables ya que el VAN tiene valores negativos altos por lo que no es factible la inversión. La TIR es inferior a la tasa de descuento del 12%. Se podría considerar que el tercer proyecto Tabla 3 podría ser rentable, cuando la carga a cubrir sea el 50 % ya que el año del PRI sería en el año 12 disfrutando de 13 años de energía gratuita. Cabe recalcar que es una de las mejores opciones en este caso si se quisiera instalar un SFV.

8.3 Bajo Voltaje Comercial con Demanda.

Se analizará para diferentes consumidores tanto sector educación, salud, hotelería, empresas de servicio. VAN y TIR se analizará en el momento que sobrepase la TIR el 12% tasa de descuento.

- *Educación*

Se analizará a 3 consumidores de energía eléctrica de las instalaciones

educativas como colegios, universidades privadas. En el primer caso se analizará para una universidad privada con un consumo promedio mensual de 19841.98 kWh, con una tarifa de 0.088\$, los escenarios que se analizarán se presentan a continuación (ver Tabla 9).

Tabla 9. Carga a cubrir por el SFV. BV Comercial con Demanda (educación caso 1).

BV COMERCIAL CON DEMANDA					
Carga a cubrir	Inversión (\$)	VAN (\$)	TIR (%)	PRI (años)	Ahorro impuesto a la renta (\$)
30%	59,495.4	-143.9	12	13.5	-
50%	98,675.37	-129.2	12	13.5	-
75%	148,013.0	-193.9	12	13.5	-
100%	197,350.8	-258.5	12	13.45	-

Fuente: Elaboración Propia

Segundo caso de estudio se lo realizará a un colegio del gobierno con un consumo mensual de 4936.8 kWh, con la tarifa de 0.088\$, los escenarios que se analizarán (ver Tabla 10).

Tabla 10. Carga a cubrir por el SFV. BV Comercial con Demanda (educación caso 2).

BV COMERCIAL CON DEMANDA					
Carga a cubrir	Inversión (\$)	VAN (\$)	TIR (%)	PRI (años)	Ahorro impuesto a la renta (\$)
30%	14,994.8	-79.6	12	13.50	-
50%	24,668.8	-59.0	12	13.46	-
75%	37,245.12	-143.9	12	13.48	-
100%	49,337.7	-118.1	12	13.46	-

Fuente: Elaboración Propia

Por último, el análisis se lo hace a un colegio privado con un consumo de 2928.4 kWh, con la tarifa de 0.088\$ los escenarios que se analizarán Tabla 11.

Tabla 11. Carga a cubrir por el SFV. BV Comercial con Demanda (educación caso 3).

BV COMERCIAL CON DEMANDA					
Carga a cubrir	Inversión (\$)	VAN (\$)	TIR (%)	PRI (años)	Ahorro impuesto a la renta (\$)
30%	9,190.4	-114.8	12	13.60	-
50%	14,994.8	-117.7	12	13.54	-
75%	22,250.3	-121.3	12	13.51	-
100%	29,505.9	-124.9	12	13.49	-

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 12. Resumen de factibilidad BV Comercial con Demanda (educación)

COMERCIAL	
BAJO VOLTAJE CON DEMANDA	
CONSUMO (kWh)	Descripción
19841.98	No es rentable
4936.8	No es rentable
2928.4	No es rentable

Fuente: Elaboración Propia

Para consumidores de BV Comercial con Demanda en el sector educativo se considera un proyecto no rentable (ver tabla 12) ya que no existe una buena en cambio que la TIR en ese año alcanza a la igualdad de la tasa de descuento. El periodo en que se recupera la inversión se considera que será a partir del año 15 con ganancias para el usuario gozando de 10 años la instalación fotovoltaica.

- *Salud.*

Se analiza a un consumidor de una clínica particular, el usuario de BV Comercial con Demanda tiene un consumo promedio mensual de 858 kWh.

El impuesto a la renta que tiene que pagar es de \$4,806.15 si se instala un SFV contará con ahorros significativos (ver Tabla 13).

Tabla 13. Carga a cubrir por el SFV. BV Comercial con Demanda (salud caso 1).

BV COMERCIAL CON DEMANDA					
Carga a cubrir	Inversión (\$)	VAN (\$)	TIR (%)	PRI (años)	Ahorro impuesto a la renta (\$)
30%	2,902.2	208.8	16	10.59	145.11
50%	4,353.3	392.4	14	10.28	217.67
75%	6,771.8	566.4	14	10.34	338.59
100%	8,706.7	784.8	14	10.28	435.33

Fuente: Elaboración Propia

Ahora se hace un estudio a un consumidor de hospital del estado, el usuario de BV Comercial con Demanda tiene un consumo promedio mensual de 13668.69 kWh. A continuación, se analiza diferentes escenarios de dimensionamiento del SFV para cubrir con el consumo total (ver Tabla 14).

Tabla 14. Carga a cubrir por el SFV. BV Comercial con Demanda (salud caso 2).

BV COMERCIAL CON DEMANDA					
Carga a cubrir	Inversión (\$)	VAN (\$)	TIR (%)	PRI (años)	Ahorro impuesto a la renta (\$)
30%	41,115	-128.7	12	13.47	-
50%	68,202	-140.8	12	13.46	-
75%	102,061	-156.0	12	13.45	-
100%	135,920	-171.2	12	13.45	-

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 15. Resumen de factibilidad BV Comercial con Demanda (salud)

Categoría	COMERCIAL
BAJO VOLTAJE CON DEMANDA	
CONSUMO (kWh)	Descripción
858	RENTABLE
13668.69	No es rentable

Fuente: Elaboración Propia

Para consumidores de BV Comercial con Demanda en el sector salud en resumen (Tabla 15) se considera un

proyecto rentable para un usuario con un consumo de 858 kWh ya que presenta valores de VAN positivos. Una TIR superior a la tasa de descuento en el año 10. El PRI para el proyecto rentable (Tabla 13) es a partir de los 10 años, el ahorro que se lograra en el impuesto a la renta como mínimo será de \$145.11 y máximo de \$435.33 se recomienda que el proyecto a instalar sería el que cubre energéticamente en un 75% ya que el ahorro al impuesto a la renta es de \$338.59 y se recuperara la inversión en 10 años 4 meses.

Para el consumidor con un consumo promedio mensual de 13668.69 kWh (ver Tabla 14) será un proyecto no rentable, ya que existe VAN negativos por lo que se rechazaría el proyecto de inversión.

- *Hotelería.*

A continuación, el caso de estudio se lo hará a un consumidor de un hotelaría, el usuario de BV Comercial con Demanda tiene un consumo promedio mensual de 29134.75 kWh, el impuesto a la renta que tiene que pagar es de \$287,222.43 si se instala un SFV se experimentará ahorros significativos (ver Tabla 16).

Tabla 16. Carga a cubrir por el SFV. BV Comercial con Demanda (hotelería caso 1).

BV COMERCIAL CON DEMANDA					
Carga a cubrir	Inversión (\$)	VAN (\$)	TIR (%)	PRI (años)	Ahorro impuesto a la renta (\$)
30%	87,066.5	8,143.96	14	10.24	4,353.33
50%	145,110.8	13,573.26	14	10.24	7,255.54
75%	217,182.5	20,404.34	14	10.24	10,859.13
100%	289,738	27,190.97	14	10.24	14,486.90

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 17. Resumen de factibilidad BV Comercial con Demanda (hotelería)

Categoría	COMERCIAL
BAJO VOLTAJE CON DEMANDA	
CONSUMO (kWh)	Descripción
29134.75	RENTABLE

Fuente: Elaboración Propia

Se llega a la conclusión en Tabla 17, que el proyecto es rentable en cualquiera de los escenarios a cubrir energéticamente (ver Tabla 16), ya que se tiene VAN positivos por lo que se aceptaría el proyecto. La TIR de igual forma se cuenta con el valor del 14% superando a la tasa de descuento y con un PRI que será desde el décimo año teniendo un ahorro en el impuesto a la renta de \$4,353.33 el mínimo y el máximo de \$14,486.90 (ver Tabla 16).

- *Empresas de producción.*

A continuación, se analizará a dos usuarios que consumen electricidad en las instalaciones de empresas de producción.

El caso de estudio se lo hará a un consumidor de BV Comercial con Demanda, con un consumo promedio mensual de 6764 kWh. El impuesto a la renta que tiene que pagar es de \$1,322,043.50 si se instala un SFV se gozará de ahorros significativos (ver Tabla 18).

Tabla 18. Escenarios de la capacidad energética a cubrir por el SFV. BV Comercial con Demanda (Empresa de producción 6764 kWh).

BV COMERCIAL CON DEMANDA					
Carga a cubrir	Inversión (\$)	VAN (\$)	TIR (%)	PRI (años)	Ahorro impuesto a la renta (\$)
30%	20,315.5	1881.4	14	10.25	1,015.8
50%	33,859.2	3135.6	14	10.25	1,693
75%	50,788.8	4703.4	14	10.25	2,539.4

100%	67,234.7	6315.6	14	10.24	3,361.7
------	----------	--------	----	-------	---------

Fuente: Elaboración Propia

Se prosigue para un consumidor con un consumo promedio mensual de 3450 kWh, el impuesto a la renta que tiene que pagar es de \$134,415.83 si se instala un SFV se contará con ahorros significativos Tabla 19.

Tabla 19. Escenarios de la capacidad energética a cubrir por el SFV. BV Comercial con Demanda (Empresa de producción 2450 kWh).

BV COMERCIAL CON DEMANDA					
Carga a cubrir	Inversión (\$)	VAN (\$)	TIR (%)	PRI (años)	Ahorro impuesto a la renta (\$)
30%	10,641.5	933.9	14	10.30	532.07
50%	17,413.3	1,586	14	10.27	870.67
75%	26,119.9	2,379	14	10.27	1,306.00
100%	34,342.9	3,217	14	10.24	1,717.14

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 20. Resumen de factibilidad BV Comercial con Demanda (Empresa de producción).

Categoría	COMERCIAL
BAJO VOLTAJE CON DEMANDA	
CONSUMO (kWh)	Descripción
6764	RENTABLE
3450	RENTABLE

Fuente: Elaboración Propia

En la Tabla 20, se tiene que los dos proyectos son viables para poder invertir, ya que en los dos análisis presentan un VAN positivo por lo que se aceptaría el proyecto, la recuperación de la inversión sería desde el año décimo. La TIR de igual forma se cuenta con un valor del 14% en el año 10 que se ha realizado el análisis. En definitiva, se obtuvo un ahorro en el impuesto a la renta de \$1,015.78 con el escenario de menor carga a cubrir, y el máximo ahorro fue de \$3,361.73 (ver tabla 18). En el segundo caso se tiene que existe

un ahorro de \$532.07 como mínimo y el máximo de \$1,717.14 (ver Tabla 19).

8.4 Medio Voltaje Comercial con Demanda.

Se analizará para diferentes consumidores tanto sector educación, hotelería, empresas de alimento y centro comercial. El VAN y TIR se analizará en el momento que sobrepase la TIR el 12% tasa de descuento de inversión.

- *Educación*

Se analizará un consumidor de energía eléctrica con un consumo promedio mensual de 68600 kWh con una tarifa de 0.095\$, los escenarios que se analizan en Tabla 21.

Tabla 21. Carga a cubrir por el SFV. MV Comercial con Demanda (educación).

MV COMERCIAL CON DEMANDA					
Carga a cubrir	Inversión (\$)	VAN (\$)	TIR (%)	PRI (años)	Ahorro impuesto a la renta (\$)
20%	136,404	12,010.8	14	12.4	-
30%	204,606.3	18,016.13	14	12.4	-
50%	341,010.5	30,026.9	14	12.4	-
100%	682,021	60,053.8	14	12.4	-

Fuente: Elaboración Propia

En la tabla 21, se concluye que el proyecto es rentable a partir del año 12 que es el PRI indicando que se gozaría de 11 años de energía gratuita. Es rentable ya que el VAN presenta valores positivos cuando la TIR llega al 12% que es la tasa de descuento de la inversión. El ahorro energético que se logrará tener cuando se cubra a un 50% será de 411600 kWh/año

económicamente de \$45,053.07 de \$78,204.00 anualmente.

- *Hotelería.*

El caso de estudio se lo hará a un consumidor de MV comercial con demanda, con un consumo promedio mensual de 257996 kWh. El impuesto a la renta que tiene que pagar es de \$35,806.15 si se instala un SFV se visualizará ahorros significativos Tabla 22.

Tabla 22. Carga a cubrir por el SFV. MV Comercial con Demanda (hotelería).

MV COMERCIAL CON DEMANDA					
Carga a cubrir	Inversión (\$)	VAN (\$)	TIR (%)	PRI (años)	Ahorro impuesto a la renta (\$)
20%	513,208.67	9,176.91	13	9.68	25,660.43
30%	769,571.15	13,803.4	13	9.68	38,478.56

Fuente: Elaboración Propia

Se considera la carga a cubrir del 20% y 30% por motivos de espacio para la respectiva instalación del SFV.

Como se aprecia en la Tabla 22, el proyecto es rentable ya que el VAN al año 8 tendrá flujos positivos de igual forma la TIR tiene un 13% en el año 8 por lo que la inversión se recupera desde el año 9 con 8 meses como indica el PRI. El ahorro que se consigue al momento de implementar un SFV en el impuesto a la renta es de \$25,660.43 como mínimo y el máximo descuento cuando se cubre la energía al 30% con el sistema fotovoltaico es de \$38,478.56.

- *Empresa de alimento.*

El caso de estudio se lo hará a un consumidor de MV Comercial con Demanda, con un consumo promedio

mensual de 62546.4 kWh, con una tarifa del 0.095\$. El impuesto a la renta que tiene que pagar el usuario es de \$9,633,338.4 si se instala un SFV, donde se contará con ahorros significativos Tabla 23.

Tabla 23. Carga a cubrir por el SFV. MV Comercial con Demanda (Empresa de Alimento).

MV COMERCIAL CON DEMANDA					
Carga a cubrir	Inversión (\$)	VAN (\$)	TIR (%)	PRI (años)	Ahorro impuesto a la renta (\$)
30%	186,709.28	3,324.23	13	9.68	9,335.5
50%	311,020.90	5,565.73	13	9.68	15,551
75%	466,289.50	8,386.62	13	9.68	23,314.47
100%	622,041.80	60,053.7	14	9.68	31,102.1

Fuente: Elaboración Propia

Se prosigue con el análisis de la Tabla 23, se deduce que el proyecto es rentable, ya que el VAN al año 8 tendrá flujos positivos de igual forma la TIR tiene un 13% en el mismo año por lo que el periodo de recuperación de la inversión es a partir del año 9 (ver Tabla 23). El ahorro que se consigue al momento de implementar un SFV en el impuesto a la renta cubriendo energéticamente un 75% es \$23,314.47 el ahorro energético que existe da un valor de 648468.22 kWh y económicamente \$61,604.48.

- *Centro Comercial.*

El caso de estudio se lo hará a un consumidor de MV Comercial con Demanda, con un consumo promedio mensual de 72393.75 kWh, y una tarifa del 0.095\$. En la Tabla 24, se muestra diferentes escenarios al momento de cubrir la carga energética con el SFV.

Tabla 24. Carga a cubrir por el SFV. MV Comercial con Demanda (Centro Comercial).

MV COMERCIAL CON DEMANDA					
Carga a cubrir	Inversión (\$)	VAN (\$)	TIR (%)	PRI (años)	Ahorro impuesto a la renta (\$)
30%	216,215.15	18,966.31	14	12.44	-
50%	359,874.88	31,686.54	14	12.44	-
75%	539,812.32	47,529.86	14	12.44	-
100%	719,749.77	63,373.09	14	12.44	-

Fuente: Elaboración Propia

Como se aprecia en la Tabla 24, el proyecto es rentable ya que el VAN a partir del año 12 tendrá flujos positivos considerándose un proyecto rentable de igual forma la TIR sobrepasa al impuesto de descuesto de la inversión del proyecto en el mismo año. El PRI es en el año 12 se gozaría de energía limpia gratuita durante 13 años donde se experimentará ahorros significativos tanto energéticos como económicos.

8.5 Medio Voltaje Industrial con Demanda.

Se analizará a tres consumidores de energía eléctrica para empresas de producción en MV Industrial con Demanda con una tarifa de 0.081\$.

- *Empresas de producción.*

El caso de estudio se lo hará a un consumidor de MV Industrial con Demanda, con un consumo promedio mensual de 451500 kWh. El impuesto a la renta que tiene que pagar es de \$11,670,895.59 si se instala un SFV, se logra obtener ahorros significativos (ver Tabla 25).

Tabla 25. Carga a cubrir por el SFV. MV Industrial con Demanda (empresas de producción caso 1).

MV INDUSTRIAL CON DEMANDA					
Carga a cubrir	Inversión (\$)	VAN (\$)	TIR (%)	PRI (años)	Ahorro impuesto a la renta (\$)
10%	448,876.20	9,533	13	11.14	22,443.8
20%	897,752.40	19,066	13	11.14	44,887.62

Fuente: Elaboración Propia

Se prosigue con el análisis para un consumidor con un consumo promedio mensual de 6764 kWh. El impuesto a la renta que tiene que pagar es de \$1,322,043.50 si se instala un SFV se apreciara ahorros favorables Tabla 26.

Tabla 26. Carga a cubrir por el SFV. MV Industrial con Demanda (empresas de producción caso 2).

MV INDUSTRIAL CON DEMANDA					
Carga a cubrir	Inversión (\$)	VAN (\$)	TIR (%)	PRI (años)	Ahorro impuesto a la renta (\$)
30%	20,315.5	407.26	12	11.03	1,015.8
50%	33,859.2	678.77	12	11.03	1,693
75%	50,788.8	1,018.16	12	11.03	2,539.4
100%	67,234.7	1,429.99	13	11.01	3,361.7

Fuente: Elaboración Propia

A continuación, se analiza para un consumidor con un consumo promedio mensual de 158231.8 kWh. El impuesto a la renta que tiene que pagar es de \$449,010.92 si se instala un SFV, se gozará de ahorros significativos Tabla 27.

Tabla 27. Escenarios de la capacidad energética a cubrir por el SFV. MV Industrial con demanda (empresas de producción caso 3).

MV INDUSTRIAL CON DEMANDA					
Carga a cubrir	Inversión (\$)	VAN (\$)	TIR (%)	PRI (años)	Ahorro impuesto a la renta (\$)

10%	157,687.11	32,848	12	11.02	7,884.36
20%	314,890.52	66,419	13	11.01	15,744.53
30%	472,093.93	99,992	13	11.01	23,604.70

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 28. Resumen de factibilidad MV industrial con demanda (empresas de producción).

COMERCIAL	
BAJO VOLTAJE CON DEMANDA	
CONSUMO (kWh)	Descripción
451500	RENTABLE
6764	RENTABLE
158231.8	RENTABLE

Fuente: Elaboración Propia

En este caso en los tres estudios como se ve en la Tabla 28 son proyectos considerados rentables ya que en el primer análisis a partir de la Tabla 25 para un 20% de carga a cubrir con el SFV se tiene ahorros considerables tanto energéticos de 1248503.13 kWh/año como económicos de \$18,607.80. A parte, se cuenta con un ahorro al impuesto a la renta de un valor de \$44,887.62.

De igual forma para las tres empresas que se analizaron los proyectos presentan una amplia aceptabilidad ya que el VAN es positivo y la recuperación de la inversión es a partir de los 11 años. Así mismo, la TIR a partir del año 10 otorga porcentajes del 12% y 13% superando al interés de descuento en proyecto de inversión considerándose una inversión favorable.

8.6 Análisis de factibilidad con venta de excedentes de energía.

En algunos países, como Ecuador, la normativa permite conectarse a la red SGDA y devolver el excedente de energía, la normativa no permite la venta de excedentes de energía lo que hace es una compensación por el excedente. En este análisis se verá, que sucede si la normativa

posibilita la comercialización de los excedentes de energía [3].

El escenario que se va a trabajar para un análisis con venta de excedentes de energía, será para el mismo caso de estudio (ver sección 7.1) de un consumidor de MV comercial con demanda, que tiene un promedio mensual de 11026.20 kWh. El pago de impuesto a la renta total del establecimiento analizado es de \$279,808.08. Por lo que se considera diferentes escenarios para cubrir el consumo anual del usuario con el SFV. Se analizará el VAN y TIR a partir de que la TIR sobrepase el 12%. Se considera que la compra del excedente por parte de la distribuidora, será de un valor del 40% de la tarifa, dando un valor de 0.038\$, este valor se considera dato de estudio.

Tabla 29. Carga a cubrir por el SFV. MV Comercial con demanda con venta de excedente de energía.

MV COMERCIAL CON DEMANDA				
	Carga a cubrir			
	30%	50%	75%	100%
Inversión (\$)	33,061.96	55,427.40	82,654.90	110,386.60
Venta de excedente de energía (\$)	229.86	400.14	574.65	774.72
VAN (\$)	1,535.40	2,602.92	3,636.64	4,087.19
TIR (%)	13	13	13	13
PRI (años)	9.42	9.38	9.40	9.41
Ahorro impuesto a la renta (\$)	1,653.10	2,771.37	4,132.75	5,518.43

Fuente: Elaboración Propia

El caso de estudio ha sido evaluado para diferentes escenarios de carga a cubrir como se puede ver en la Tabla 29, en este análisis se asume la venta del excedente de

energía, dando como resultado que se tendrá una mejor respuesta al momento de recuperar la inversión. El proyecto presenta una amplia aceptabilidad ya que el VAN es positivo y la recuperación de la inversión es a partir de los 9 años y 4 meses. Así mismo, la TIR a partir del año 8 otorga porcentajes del 13% superando al interés de descuento en proyecto de inversión considerándose una inversión favorable.

9 CONCLUSIONES

El propósito de este trabajo es segmentar el mercado para la inversión en proyectos de generación distribuida. Para tal fin, se ha examinado la viabilidad de invertir en un sistema de energía renovable en este caso un SFV conectado a la red.

Como primera conclusión se tiene que, los consumidores que pagan un impuesto a la renta de altas cantidades, son usuarios que tienen un poder adquisitivo bastante grande, por lo que tendrán una potencia y consumo muy considerable. Gracias a los beneficios de LRTI, se puede obtener ahorros anuales al momento de costear el impuesto a la renta. En base a esto, los proyectos se consideran atractivos para dichos usuarios que se encuentran en ese rango de consumo. Por otro lado, los usuarios a ser analizados de una manera más detallada son aquellos consumidores que no pagan impuesto a la renta ya que el tema del retorno de la inversión puede complicarse cuando no existe un análisis económico o de producción adecuada.

En base a los resultados de este trabajo, se puede concluir que las empresas categorizadas como sector MV Comercial con Demanda, al momento que decidan instalar un SFV a pesar de realizar una inversión significativa, esta se recupera en tiempos acortados debido a sus beneficios

comparados con la red tradicional. Por otro lado, para la categoría de BV Comercial con Demanda, se concluye que el retorno de la inversión es más prolongado, pero no quita que sea rentable. Cabe recalcar que existe ahorros tanto económicos como energéticos.

Para el sector Residencial el tiempo de recuperación es extenso, la rentabilidad analizada con las herramientas que permiten determinar la viabilidad de un proyecto VAN y TIR, indican que el proyecto en este caso de estudio se debería rechazar ya que se tiene flujos económicos negativos en el VAN, y la TIR se visualiza que es inferior a la tasa de descuento del 12% considerándose no factible para invertir. En este contexto, queda a disposición del usuario si se instala o no, ya que son pocos los años que se aprovechara del SFV.

En la categoría de Bajo y Medio Voltaje Comercial con Demanda se analizó la rentabilidad que existe al momento de implementar SFV para consumidores del sector educativo, salud, hotelería, empresas de servicio y centros comerciales. Por lo que, se llega a la conclusión que en el sector educativo se considera que no es rentable instalar sistemas fotovoltaicos ya que se tendrá una recuperación de la inversión prolongada. A parte se puede decir que estas entidades no pagan impuesto a la renta por lo que no genera mayor ahorro al usuario. Por otro lado, la instalación de equipos en entidades educativas, puede considerarse como un componente didáctico, que permite a los estudiantes realizar investigaciones para comprender los principios de funcionamiento de los sistemas de energía renovables. A través de estas iniciativas, las instituciones educativas ahorrarían dinero, pero también pueden ayudar a frenar el cambio climático.

Para consumidores de BV Comercial con Demanda en el sector salud se llega a la conclusión que, las clínicas particulares que pagan el impuesto a la renta, tendrán un periodo de recuperación más pronto, ya que presentan valores positivos en el VAN. Por lo tanto, la TIR es superior a la tasa de descuento. En cambio, para centros de salud que no tiene que cancelar el impuesto a la renta, los SFV se consideran proyectos no rentables, ya que existe valores de VAN negativos y el PRI es más prolongado por lo que se rechazaría el proyecto de inversión.

Entidades como hotelería que están en la categoría de BV y MV Comercial con Demanda, al momento de instalar un SFV para cubrir con un porcentaje de carga al consumo total, se visualizará que existe rentabilidad en el proyecto siendo viable para poder invertir. Esto se debe a que el proyecto SFV presenta valores de VAN positivos y la TIR de igual forma se encuentra con valores que sobrepasa la tasa de descuento por lo que se aceptaría el proyecto.

Al momento de existir la venta de excedentes, se consigue un ingreso adicional, este valor se les acopla a todos los ingresos de retornos anuales por lo que la recuperación de la inversión va ser en un menor tiempo. Por lo que, si existiera venta de excedentes de energía producida por el SFV, el proyecto se considera más atractivo.

El uso del SFV en las edificaciones en Ecuador puede producir muy buenos resultados en términos de energía, economía y medio ambiente. Los beneficios pueden incluso ser mejores aquellos obtenidos en España, país que lleva varios años produciendo energía FV; esto es debido a la ubicación

geográfica y al pequeño cambio de radiación solar durante el año.

Los resultados obtenidos en este estudio muestran que el 30% de los escenarios analizados no se consideran rentables ya que el periodo de recuperación de la inversión es prolongado, en cambio el 70% se considera rentable instalar sistemas fotovoltaicos, para las entidades que pagan impuesto a la renta, ya que aprovecharán los beneficios que otorga la LRTI. Económicamente la rentabilidad en los proyectos analizados es bastante alta, y el retorno de las inversiones en algunos casos si son demasiado extensos, pero en la mayoría varían entre 9 y 14 años en recuperar la inversión.

10 RECOMENDACIONES

Se sugiere que se plantee un mercado de comercialización de los excedentes de energía por parte de los usuarios que se han acogido al autoconsumo ya que esto permite mejorar las perspectivas del retorno de inversión, obteniendo un ingreso significativo.

Si se desea fomentar conocimientos básicos y concientización sobre el uso de energías renovables alcanzando un gran número de personas, se tendría que instalar SFV en instituciones educativas. Las comunidades educativas son el eje principal de la sociedad. La comunidad educativa es muy amplia y se puede llegar a más personas. Por otro lado, hay que tener en cuenta que las instituciones educativas son grandes consumidoras de electricidad por lo que al momento de implementar un SFV se disminuirá grandes cantidades de dióxido de carbono. Además, se tendría ahorros económicos y energéticos.

Debido a las necesidades críticas del sector hospitalario, se necesita un suministro de energía que garantice la continuidad del servicio, por lo que el SFV es una excelente solución. Además, se puede generar ahorros económicos y energéticos al momento de aplicar los beneficios de la LRTI, gozando de energía gratuita durante un determinado tiempo.

Fomentar y regular la venta de excedentes de energía para los usuarios que adoptaron un SFV de una mejor manera. Por ejemplo, se podría tomar de guía los países como México y Colombia, en el cual han promovido el acceso abierto a la red general de distribución y al mercado de compra y venta de energía, con el fin de que los usuarios puedan vender los excedentes de energía.

11 TRABAJOS FUTUROS

Una vez realizado el trabajo se puede sugerir lo siguiente:

Estudio profundo de rentabilidad del sistema fotovoltaico al momento que se pueda vender los excedentes de energía.

Análisis de factibilidad económica de una electrolinera alimentada por energía solar (electromovilidad)

Desarrollo de un método de cálculo de la irradiación solar válido para cualquier superficie, inclinación y dirección. Cabe mencionar que dicho modelo deberá ser específico para las condiciones naturales que se encuentra en Ecuador.

12 Referencias

- [1] J. P. Muñoz-Vizhñay, M. V. Rojas-Moncayo, and C. R. Barreto-Calle, "Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador," *Ingenius*, no. 19, pp. 60–68, 2018, doi: 10.17163/ings.n19.2018.06.
- [2] A. Dolezal, A. M. Majano, A. Ochs, and P. y Ramón, "La Ruta hacia el Futuro para la Energía Renovable en Centroamérica," no. February 2017, p. 93, 2013, [Online]. Available: www.worldwatch.org.
- [3] ARCERNNR, "Marco normativo de la generación distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica," 2021.
- [4] C. Q. S. PATRICIO, "Universidad Politécnica Salesiana," *DESPACHO ECONÓMICO GENERACIÓN MULTIOBJETIVO CONSIDERANDO Efic. PARETO EN LA Determ. LOS COSTOS Ambient. Y Prod.*, p. 48, 2021.
- [5] Z. Xin-gang, Z. Ze-qi, X. Yi-min, and M. Jin, "Economic-environmental dispatch of microgrid based on improved quantum particle swarm optimization," *Energy*, vol. 195, p. 117014, 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.117014.
- [6] L. Sánchez, S. Nesci, J. Carlos-Gómez, and C. Reineri, "Pruebas de integración de generación distribuida en una microred en el campus de la UNRC," *Rev. UIS Ing.*, vol. 18, no. 2, pp. 177–186, 2018, doi: 10.18273/revuin.v18n2-2019017.
- [7] C. Eid, P. Codani, Y. Perez, J. Reneses, and R. Hakvoort, "Managing electric flexibility from Distributed Energy Resources: A review of incentives for market design," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 64, pp. 237–247, 2016, doi: 10.1016/j.rser.2016.06.008.
- [8] M. Arturo and G. García, "Energía solar fotovoltaica," pp. 24–29, 2019.
- [9] R. Quintero and A. José, "Oportunidades Y Barreras Para El Desarrollo De Las Energías Renovables No Convencionales En El Mercado Eléctrico Colombiano," p. 120, 2016.
- [10] M. E. Carro Pérez, A. Peiretti, and F. M. Francisca, "ENERGÍA GEOTÉRMICA DE BAJA ENTALPÍA EN SUELOS LOÉSSICOS: CÁLCULO y DISEÑO PARA CASO DE ESTUDIO.," *Av. en Energías Renov. y Medio Ambient.*, vol. 22, no. February 2019, pp. 04.23-04.34, 2018.
- [11] P. J. Ricaute, "Análisis de las energías renovables no convencionales (ERNC), situación actual y costos de producción con énfasis en los tipos de generación más comunes: Energía Solar Fotovoltaica, Energía Hidroeléctrica, Energía Eólica y Biomasa," *Univ. San Fr. Quito*, pp. 1–79, 2015.
- [12] J. Quintero and L. Quintero, "Sistemas de producción y potencial energético de la energía mareomotriz," *Rev. Ing. Investig. y Desarro.*, vol. 16, pp. 39–45, 2016.
- [13] R. Q. Gonz, L. Estefan, and Q. Gonz, "Energía mareomotriz potencial energético y medio ambiente," *Gestión y Ambient.*, vol. 18, no. 2, pp. 121–134, 2015.
- [14] A. Cisterna, "Proyectos Fotovoltaicos en Generación Distribuida ¿Rentabilidad Privada o Sustentabilidad Ambiental?"

- Photovoltaic Projects in Distributed Generation . Private Profitability or Environmental Sustainability?,” vol. 45, no. 02, pp. 31–40, 2020.
- [15] ARCONEL, “Marco Normativo Para La Participación De La Generación Distribuida,” pp. 1–36, 2019.
- [16] L. SRI, Reglamento para la aplicación Ley de Régimen Tributario, “Reglamento para la aplicación Ley de Régimen Tributario, LRTI,” *Decreto Ejec. 374*, pp. 1–217, 2020, [Online]. Available: www.lexis.com.ec.
- [17] C. Y. M. Alfonso, C. Á. R. González, and C. I. M. Delgado, “Economic-Financial Incentives for the Use of Energy Renewable,” 4, pp. 53–60, 2018.
- [18] M. Conceptual *et al.*, “La regulación de la actividad de distribución de energía eléctrica.,” pp. 175–211, 2018.
- [19] Jefatura del Estado, “Real Decretoley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.,” *Boe*, vol. 6 Octubre, no. 242, pp. 97430–97467, 2018.
- [20] Ministerio para la transición ecológica, “Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica,” *Actual. Jurídica Ambient.*, no. 90, pp. 68–71, 2019.
- [21] Cámara de Diputados México, “Energy Transition Law,” *D. Of. la Fed.*, vol. Single Cha, pp. 1–40, 2015, [Online]. Available: <http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LTE.pdf>.
- [22] SENER, “Secretaria de energia,” *Metrologia*, pp. 59–63, 2016.
- [23] Ley 1715, “Ley 1715 De 2014,” *D. Of.*, p. 98, 2014, [Online]. Available: <http://www.comunidadcontable.com/BancoMedios/Imagenes/ley1715de2014.pdf>.
- [24] A. . Fallis, “Decreto N° 39220 MINAE,” *J. Chem. Inf. Model.*, vol. 53, no. 9, pp. 1689–1699, 2013.
- [25] A. J. CHAPOÑAN CUZO, “Dimensionamiento De Un Sistema De Generación Fotovoltaico Aislado Para Suministrar Energía Eléctrica a La Localidad De Cruz De Pañala-Morrope-Lambayeque,” pp. 1–250, 2018, [Online]. Available: <http://repositorio.unprg.edu.pe/bitstream/handle/UNPRG/3424/BC-TES-TMP-2247.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
- [26] F. J. Eraso, O. F. Erazo, E. Escobar, F. J. Eraso, O. F. Erazo, and E. Escobar, “Modelo para la estimación de potencia eléctrica en módulos fotovoltaicos de tecnología basada en silicio,” *Ingeniare. Rev. Chil. Ing.*, vol. 27, no. 2, pp. 188–196, Apr. 2019, doi: 10.4067/S0718-33052019000200188.
- [27] L. A. Cruz Pardo and L. F. Pérez Sanabria, “Evaluación comparativa del rendimiento energético de un sistema fotovoltaico autónomo con carga variable en dc utilizando panel solar monocristalino versus policristalino, en condiciones climáticas del municipio de Fusagasugá. SUBTÍTULO FUSAGASUGA,” no. 20, 2018.
- [28] L. A. Conde Mendoza *et al.*, “Puesta en marcha de un laboratorio para la caracterización de tecnologías fotovoltaicas a sol real bajo las condiciones climáticas de Lima,”

- TECNIA*, vol. 30, no. 1, pp. 80–89, May 2020, doi: 10.21754/tecnia.v30i1.835.
- [29] M. M. Fouad, L. A. Shihata, and E. S. I. Morgan, “An integrated review of factors influencing the performance of photovoltaic panels,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 80, no. July 2018, pp. 1499–1511, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2017.05.141.
- [30] F. J. Gimeno Sales, S. Orts Grau, and C. Salvador Seguí, “Curso ‘Energía Solar Fotovoltaica – Una Apuesta De Futuro Sostenible’.” *Módulos fotovoltaicos. Capítulo 2.*, p. 56, 2014, [Online]. Available: https://www.cursofotovoltaica.com/wp-content/uploads/2017/07/WEB_FV_Intro_FIP_Cap02_Trina_Modulos_sp_140525.pdf.
- [31] D. E. Manab, H. Bermeo, F. Ra, R. Alc, and V. A. R. L. Ernesto, “ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO-ECONÓMICO,” vol. 9, 2017.
- [32] J. Gómez Ramírez, J. D. Murcia Murcia, and I. Cabeza Rojas, “La Energía Solar Fotovoltaica en Colombia: Potenciales, Antecedentes y Perspectivas,” *Univ. St. Tomás*, pp. 1–19, 2017, [Online]. Available: <https://repository.usta.edu.co/handle/11634/10312#.Xpdvj3oYcAl.mendeley>.
- [33] Á. Rodríguez-Martínez, C. Rodríguez-Monroy, M. Martínez-Soto, and Y. Núñez-Guerrero, “Modelización Numérica Del LCOE Para Plantas Fotovoltaicas Sobre Cubierta Plana,” pp. 1–10, 2021, doi: 10.18687/laccei2021.1.1.543.
- [34] Z. Wang, S. Li, J. Yang, and Q. Li, “Current sensorless sliding mode control for direct current-alternating current inverter with load variations via a USDO approach,” *IET Power Electron.*, vol. 11, no. 8, pp. 1–10, 2018, doi: 10.1049/iet-pel.2017.0569.
- [35] K. Arulkumar, K. Palanisamy, and D. Vijayakumar, “Recent advances and control techniques in grid connected Pv system - A review,” *Int. J. Renew. Energy Res.*, vol. 6, no. 3, pp. 1037–1049, 2016.
- [36] M. B. Cheema, S. A. Hasnain, M. M. Ahsan, M. Umer, and G. Ahmad, “Comparative analysis of SPWM and square wave output filtration based pure sine wave inverters,” *2015 IEEE 15th Int. Conf. Environ. Electr. Eng. IEEEIC 2015 - Conf. Proc.*, pp. 38–42, 2015, doi: 10.1109/IEEEIC.2015.7165289.
- [37] J. Gutiérrez and L. Flórez, “High-efficiency dc-ac converter based on EG 8010 modulator to implement in alternative energy systems,” vol. 13, no. 2, pp. 51–59, 2019.
- [38] X. Zhou *et al.*, “Robust grid-current-feedback resonance suppression method for LCL-Type grid-connected inverter connected to weak grid,” *IEEE J. Emerg. Sel. Top. Power Electron.*, vol. 6, no. 4, pp. 2126–2137, 2018, doi: 10.1109/JESTPE.2018.2805823.
- [39] G. A. Sánchez Montenegro, “IMPLEMENTACION DE LAMPARAS LED, CON SUMINISTRO FOTOVOLTAICO PARA REDUCIR EL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA CONVENCIONAL,” 2019, [Online]. Available: <http://repositorio.unprg.edu.pe/bitstream/handle/UNPRG/3558/BC-TES-TMP-2372.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

- [40] A. J. V. DIAZ, “DIMENSIONAMIENTO DE UN SISTEMA ELECTRICICO FOTOVOLTAICO AISLADO CON PVSYST 6.7 ,” pp. 1–26, 2019.
- [41] V. Pn, P. Programm, E. Energien, Z. Energ, E. Energ, and E. T. Abarz, “Guía Práctica para Instalaciones Fotovoltaicas en Costa Rica Installationsanleitung für PV-Anlagen in spanischer Sprache,” pp. 1–44, 2013.
- [42] G. F. Velasco and E. Cabrera, “Generación solar fotovoltaica dentro del esquema de generación distribuida para la provincia de Imbabura,” *Esc. Politécnica del Ejercito-Maestría en Energías Renov.*, pp. 1–7, 2009, [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/9350/1/P72.pdf>.
- [43] CONELEC, “Atlas solar del ecuador,” *Conelec*, pp. 1–51, 2008, [Online]. Available: http://www.conelec.gob.ec/archivos_articulo/Atlas.pdf.
- [44] D. Vaca, “Validación de datos satelitales de radiación solar utilizando mediciones terrestres para el Ecuador,” p. 125, 2018, [Online]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19516>.
- [45] O. Alvarez, T. Montaña, J. Maldonado, and L. Luna, “Utilización de imágenes GOES en el cálculo de radiación solar en la Región Sur del Ecuador,” *Cedemaz*, vol. 4, no. 1, pp. 97–105, 2014.
- [46] M. C. S. Jara, “Zonificación habitacional basada en estrategias de diseño bioclimático para viviendas residenciales en Ecuador Continental,” vol. 59, no. 3r, 2016, doi: 10.13140/RG.2.2.15643.77607.
- [47] C. A. Jara Álvarez and P. E. Galarza Contreras, “Simulación y evaluación de sistemas fotovoltaicos residenciales conectados a la red eléctrica,” *Univ. Politécnica Sales. Ecuador*, p. 125, 2015, [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/11353/1/UPS-CT005557.pdf%0Ahttps://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/11353>.
- [48] W. D. P. Matallana, “Validación De La Radiación Solar En Superficie Para La Región Orinoquía a Partir De Imágenes De Satélite,” *Univ. Nac. Colomb. Fac.*, p. 83, 2020, [Online]. Available: <https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/77981/1014179048.2020.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
- [49] E. Ventura and L. Delgado, “Diseño de un sistema fotovoltaico aislado para la demanda eléctrica de la posta medica, centro poblado Urakusa provincia Condorcanqui, Amazonas- Perú,” p. 64, 2020, [Online]. Available: <https://1library.co/document/zkx1kgey-diseno-sistema-fotovoltaico-aislado-electrica-provincia-condorcanqui-amazonas.html>.
- [50] J. Crespo and J. Peralta, “*Estudio e implementación de un sistema de micro generación solar fotovoltaico para autoconsumo (caso de estudio considerando la regulación Nro. ARCONEL- 003/18)*,” vol. 1. 2019.
- [51] R. Hernández, “Análisis de Factibilidad para la Instalación de un Sistema de Energía Limpia Mediante Celdas Fotovoltaicas para la Alimentación Eléctrica del Edificio 4 en el ITSLV,” *Ciateq*, p. 85, 2017, [Online]. Available:

- <https://ciateq.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1020/97/1/HernandezGallegosRodolfoMMANAV2017.pdf>.
- [52] J. Alvarado Ladron de Guevara, "Diseño y Cálculo de una instalación fotovoltaica aislada," p. 90, 2018, [Online]. Available: http://oa.upm.es/52204/1/PFC_JORGE_ALVARADO_LADRON_DE_GUEVARA.pdf.
- [53] T. Días and G. Carmona, "Componentes de una instalación solar fotovoltaica 1," 2018.
- [54] C. Xool, L. Ricalde, B. Cruz, R. Peón, and A. Castillo, "Diseño De Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Red Con Transformador De Estado Sólido Y Redes Neuronales," *Pist. Educ.*, vol. 40, no. 130, pp. 1259–1274, 2018.
- [55] INDAP, "Guía de Diseño Fotovoltaicos Off-Grid," pp. 0–7, 2017.
- [56] L. H. Higuera Aguilar and H. Carmona Valencia, "Análisis de factibilidad de un proyecto de autogeneración eléctrica fotovoltaica en Colombia para áreas productivas menores de 10.000 m²," p. 175, 2017, [Online]. Available: <http://hdl.handle.net/10784/11690>.
- [57] H. Ramos and R. Luna, "Diseño de un sistema fotovoltaico integrado a la red para el área De estacionamiento de la Universidad Tecnológica De Salamanca," *Univ. Technol. Salamanca*, p. 101, 2014, [Online]. Available: <https://cimav.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1004/521/1/TesisRafaelLunaPuente%2CHumbertoRamosLopez.pdf>.
- [58] Ll. Prat Viñas, "DIMENSIONADO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS," *Univ. Politec. Catalunya*, pp. 1–61, 2013.
- [59] R. Central and A. González, *Análisis del funcionamiento de una instalación solar fotovoltaica conectada a red sobre la azotea de una nave industrial*. 2018.
- [60] J. D. Aguilar, J. Perez, P, J. De la Casa, and C. Rus, "Cálculo De La Energía Generada Por Un Sistema Fotovoltaico Conectado a Red," *Esc. Politécnica Super. Univ. Jaén.*, vol. 1, no. Jaén España, p. 10, 2010.
- [61] C. B. F. Bitar S.Susana, "Estudio De Factibilidad Para La Implementacion De Sistemas Fotovoltaicos Como Fuente De Energía En El Sector Industrial De Colombia.," p. 117, 2017, [Online]. Available: <https://repository.cesa.edu.co/bitstream/handle/10726/1572/MBA00499.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.
- [62] Dirección de Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico, "Pliego Tarifario Del Servicio Público De Energía Eléctrica Periodo: Enero-Diciembre 2021 Informe Institucional," 2021.
- [63] R. Basmadjian, "Optimized charging of PV-batteries for households using real-time pricing scheme: A model and heuristics-based implementation," *Electron.*, vol. 9, no. 1, pp. 1–19, 2020, doi: 10.3390/electronics9010113.
- [64] M. G. Kamalvand Bardales, "Evaluación técnica y económica de un sistema solar fotovoltaico para un complejo deportivo ," 2019, [Online]. Available: http://repositorio.utp.edu.pe/bitstream/UTP/2729/1/GloriaKamalvand_Trabajo_de_Investigacion_Bachiller_2019.pdf.
- [65] D. J. Gastelbondo, "Evaluación técnica y económica de Parques Solares fotovoltaicos en Colombia.," *Αγαη*, vol. 8, no. 5, p.

- 55, 2019.
- [66] R. Díaz Santos, M. Castro Fernández, A. Santos Fuentefría, and M. Vilaragut Llanes, “Análisis de la influencia del ángulo de inclinación en la generación de una central fotovoltaica,” *Ing. Energética*, vol. 39, no. 3, pp. 146–156, 2018.
- [67] O. Perpiñan Lamigueiro, “Energía Solar fotovoltaica,” p. 194, 2012, [Online]. Available: <http://procomun.wordpress.com/documentos/libroesf>.
- [68] D. Gesellschaft and I. Zusammenarbeit, “Pre-factibilidad técnica y económica,” 2015.
- [69] Contraloría General del Estado, “Salarios mínimos por ley,” *Angew. Chemie Int. Ed. 6(11)*, 951–952., pp. 2020–2021, 2021.
- [70] R. Mete, “VALOR ACTUAL NETO Y TASA DE RETORNO: SU UTILIDAD COMO HERRAMIENTAS PARA EL ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE INVERSIÓN,” *Inst. Investig. en Ciencias Económicas y Financ. Univ. La Salle - Boliv.*, vol. 7, pp. 67–85, 2016, [Online]. Available: [file:///C:/Users/De%7B%7B/Downloads/todo sobre el tir.pdf](file:///C:/Users/De%7B%7B/Downloads/todo%20sobre%20el%20tir.pdf).
- [71] M. Cea, D. Cano, C. A. Lucero, and E. Salvetti, “Metodología para evaluar la inserción de generación eólica en la provincia de La Pampa mediante indicadores técnico-económicos,” pp. 1–12, 2019.

13 Anexos

13.1 Anexo 1

Tabla 30. Categorías tarifarias.

CATEGORIAS		DESCRIPCIÓN
A.	TARIFA BAJA Y MEDIA TENSIÓN	
A.1	RESIDENCIAL	Para consumidores de la categoría de tarifa residencial. independiente de la carga conectada
B.	TARIFA GENERAL	
B.1	TARIFA GENERAL BAJA TENSIÓN SIN DEMANDA	Esta tarifa se aplicará a los consumidores cuya potencia contratada sea de hasta 10 kW
B.1.1	COMERCIAL SIN DEMANDA	
B.1.4	SERVICIO INDUSTRIAL ARTESANAL	Consumidores que utilicen el servicio en trabajo de artesanía o pequeña industria.
B.2	TARIFA GENERAL BAJA TENSION CON DEMANDA	Para consumidores cuya potencia contratada sea superior a 10 kW
B.2.1	COMERCIALES E INDUSTRIALES	
B.3	BAJA TENSIÓN CON REGISTRADOR DE DEMANDA HORARIA	Para consumidores cuya potencia contratada sea superior a 10 kW. dispone de un registrador de demanda horaria que permite identificar el consumo de potencia y energía en los periodos horarios de punta. media y base.
B.3.1	COMERCIAL E INDUSTRIAL	
B.5	TARIFA DE MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA	Para consumidores que se conectan a la red de media tensión. a través de transformadores de distribución de propiedad de la Empresa. Para su uso exclusivo o de su propiedad y que son servidos por la empresa en los niveles de voltaje entre 600v y 40kW
B.5.1	COMERCIALES	Consumidores que disponen de un registro de demanda máximo o para aquellos que tiene potencia calculada
B.5.5	INDUSTRIALES	
B.6	TARIFA ALTA TENSION	Consumidores servidos por la empresa. en los niveles de voltaje superiores a 40kW. asociados con la subtransmisión. y que deben de disponer de un registro de demanda horaria
B.6.1	COMERCIALES	
B.6.5	INDUSTRIALES	

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

Tabla 31. Categorías tarifarias y niveles de voltaje.

CAT EGO RÍA	RANGO DE CONSUMO (kWh)	DEMANDA (USD/kW)	CARGOS TARIFARIOS (USD)	DESCRIPCIÓN
A.	TARIFAS BAJA Y MEDIA TENSIÓN			
A.1	RESIDENCIAL			Para consumidores de la categoría de tarifa residencial. independiente de la carga conectada
	0-50		0.0784	Por cada kWh de consumo en el mes
	51-100		0.0814	Por cada uno de los siguientes 50 kWh de consumo
	101-150		0.0834	Por cada uno de los siguientes 50 kWh de consumo
	151-200		0.0904	Por cada uno de los siguientes 50 kWh de consumo
	201-250		0.0974	Por cada uno de los siguientes 50 kWh de consumo
	251-500		0.0994	Por cada uno de los siguientes 250 kWh de consumo
	501-700		0.1285	Por cada uno de los siguientes 200 kWh de consumo
	701-1000		0.1450	Por cada uno de los siguientes 300 kWh de consumo
	1001-1500		0.1709	Por cada uno de los siguientes 500 kWh de consumo
	1501-2500		0.2752	Por cada uno de los siguientes 1000 kWh de consumo
	2501-3500		0.4360	Por cada uno de los siguientes 1000 kWh de consumo
	3501 y superior		0.6812	Por cada uno de los siguientes kWh de consumo en el mes

B.	TARIFA GENERAL			
B.1	TARIFA GENERAL BAJA TENSIÓN SIN DEMANDA		Esta tarifa se aplicará a los consumidores cuya potencia contratada sea de hasta 10Kw	
B.1.1	COMERCIAL SIN DEMANDA			
	1-300		0.081	Por cada kWh de consumo de hasta 300Kwh al mes
	301-superior		0.104	Por cada uno de los siguientes kWh de consumo en el mes
B.1.4	SERVICIO INDUSTRIAL ARTESANAL			Consumidores que utilicen el servicio en trabajo de artesanía o pequeña industria.
	1-300		0.062	Por cada kWh de consumo de hasta 300Kwh al mes.
	301-superior		0.094	Por cada uno de los siguientes kWh de consumo en el mes
B.2	TARIFA GENERAL BAJA TENSION CON DEMANDA			Para consumidores cuya potencia contratada sea superior a 10 kW
B.2.1	COMERCIALES			
		4.182		Mensuales por cada kW de demanda facturable como mínimo de pago. sin derecho a consumo
			0.088	Por cada kWh consumido en el mes
B.2.2	INDUSTRIALES			
			0.078	Por cada kWh consumido en el mes
B.3	BAJA TENSIÓN CON REGISTRADOR DE DEMANDA HORARIA			Para consumidores cuya potencia contratada sea superior a 10 kW. dispone de un registrador de demanda horaria que permite identificar el consumo de potencia y energía en los periodos horarios de punta. media y base.
B.3.1	COMERCIAL E INDUSTRIAL			
		4.182		Por cada kW de demanda facturable como mínimo de pago. sin derecho a consumo. multiplicado por un factor de corrección.
			0.088	Por cada kWh en función de la energía consumida en el periodo de demanda media y de punta (07:00 hasta las 22:00)
			0.070	Por cada kWh en función de la energía consumida en el período de base (22:00 hasta las 07:00)
B.5	TARIFA DE MEDIA TENSIÓN CON DEMANDA			Para consumidores que se conectan a la red de media tensión. a través de transformadores de distribución de propiedad de la Empresa. Para su uso exclusivo o de su propiedad y que son servidos por la empresa en los niveles de voltaje entre 600v y 40kW
B5.1	COMERCIALES			Consumidores que disponen de un registro de demanda máximo o para aquellos que tienen potencia calculada
	a)			En caso de no disponer de los equipos de medición y registro de la demanda horario
		4.129		Mensuales por cada kW de demanda facturable como mínimo de pago. sin derecho a consumo
			0.095	Por cada kWh de consumo en el mes
	b)			
		4.129		Mensuales por cada kW de demanda facturable como mínimo de pago. sin derechos a consumo. multiplicado por un factor de corrección.
			0.095	Por cada kWh en función de la energía consumida en el período de la demanda media y de punta (08:00 hasta las 22:00)
			0.077	Por cada kWh en función de la energía consumida en el período de base (22:00 hasta las 08:00)
B5.5	INDUSTRIALES			
	a)			En caso de no disponer de los equipos de medición y registro de la demanda horario
		4.129		Por cada kWh de demanda facturable como mínimo de pago sin derecho a consumo
			0.0875	Por cada kWh de consumo en el mes
	b)			En caso de disponer de los equipos de medición y registro de la demanda horaria.
		4.129		Mensuales por cada kW de demanda facturable como mínimo de pago. sin derecho a consumo.

				DE LUNES A VIERNES
			0.0875	Por cada kWh en función de la energía consumida en el periodo de demanda media (08:00 hasta las 18:00)
			0.1015	Por cada kWh en función de la energía consumida en el periodo de demanda media (18:00 hasta las 22:00)
			0.0491	Por cada kWh en función de la energía consumida en el periodo de demanda media (22:00 hasta las 08:00)
				SABADOS. DOMINGOS Y FERIADOS
			0.0875	Por cada kWh en función de la energía consumida en el periodo de demanda media (18:00 hasta las 22:00)
			0.0491	Por cada kWh en función de la energía consumida en el periodo de demanda media (22:00 hasta las 18:00)
B.6	TARIFA ALTA TENSION CON DEMANSA			Consumidores servidos por la empresa. en los niveles de voltaje superiores a 40kW. asociados con la subtransmisión. y que deben de disponer de un registro de demanda horaria
B.6.1	COMERCIALES			
		4.053		Por cada kWh de demanda facturable como mínimo de pago sin derecho a consumo
			0.089	Por cada kWh en función de la energía consumida en el periodo de demanda media y punta (08:00 hasta las 22:00)
			0.081	Por cada kWh en función de la energía consumida en el periodo base (22:00 hasta las 08:00)
B.6.5	INDUSTRIALES			
		4.053		Mensuales por cada kW de demanda facturable como mínimo de pago sin derecho a consumo.
				DE LUNES A VIERNES
			0.071	Por cada kWh en función de la energía consumida en el periodo de demanda media (08:00 hasta las 18:00)
			0.083	Por cada kWh en función de la energía consumida en el periodo base (18:00 hasta las 22:00)
			0.061	Por cada kWh en función de la energía consumida en el periodo base (22:00 hasta las 08:00)
				SABADOS. DOMINGOS Y FERIADOS
			0.071	Por cada kWh en función de la energía consumida en el periodo base (18:00 hasta las 22:00)
			0.061	Por cada kWh en función de la energía consumida en el periodo base (22:00 hasta las 8:00)

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

14 Matriz estado del arte

Tabla 32. Matriz Estado del Arte

Determinación de los segmentos de mercado para la inversión en proyectos de generación distribuida y autoabastecimiento bajo el marco normativo ARCERNNR 013/2021																											
ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	REFERENCIA	CITAS	Problema: Objetivo	TEMÁTICA					FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETOS				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA			PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PARA RESOLVER EL PROBLEMA					
						GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y AUTOABASTECIMIENTO	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	RADIACION SOLAR	SISTEMAS CONECTADOS A LA RED	ANÁLISIS DEL COSTO DEL SFV	ANÁLISIS ECONOMICO PARA INVERSION EN SFV	ANÁLISIS DE DIFERENTES DISPOSITIVOS PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR	ANÁLISIS DE LAS CONDICIONES CLIMÁTICAS	AUTONOMÍA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	ESTIMACIÓN DE COSTOS ASOCIADOS A LA INVERSIÓN Y MANTENIMIENTO	COSTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	BALANCE ENTE DEMANDA ENERGETICA Y SUMINISTRO	IRRADIANCIA DE LA ZONA	UBICACIÓN GEOGRÁFICA	DATOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS DE DISPOSITIVOS DE GENERACIÓN SOLAR	SISTEMAS FOTOVOLTAICO CONECTADOS A LA RED	ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGÉTICO	DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	ANÁLISIS ECONOMICO PARA DETERMINAR SI EL PROYECTO ES FACILIBLE	EVALUACIÓN DEL AHORRO ECONOMICO O ENERGETICO CORTO Y MEDIANO PLAZO	EVALUACIÓN DE LOS COSTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	VENTA DE EXCEDENTES DE ENERGÍA
1	2018	Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador	\cite{Munoz-Vizhnay2018}	18	SI	X	X		X	X	X		X	X	X		X			X	X		X	X	X	X	X
2	2013	La Ruta hacia el Futuro para la Energía Renovable en Centroamérica	\cite{Dolezal2013}	1007	SI	X	X	X	X	X		X	X	X	X	X				X	X		X	X			
3	2021	Año II- N° 448 - 56 páginas Quito, lunes 10 de mayo de 2021	\cite{ARCERNNR2021}		SI	X	X		X			X							X	X	X				X	X	
4	2021	Despacho económico generación multiobjetivo considerando eficiencia de pareto en la determinación de los costos ambientales y de producción	\cite{PATRICIO2021}		NO	X						X			X												
5	2020	Economic-environmental dispatch of microgrid based on improved quantum particle swarm optimization	\cite{Xin-gang2020}	41	SI	X	X		X			X		X								X	X				
6	2018	Pruebas de integración de generación distribuida en una microred en el campus de la UNRC	\cite{Sanchez2018}	1	SI	X	X	X	X			X		X	X		X			X	X	X				X	
7	2016	Managing electric flexibility from Distributed Energy Resources: A review of incentives for market design	\cite{Eid2016}	272	SI	X	X		X	X	X	X			X			X	X	X	X				X		
8	2019	Energía solar fotovoltaica	\cite{Arturo2019}	1	NO	X	X	X	X	X							X			X							
9	2016	Oportunidades Y Barreras Para El Desarrollo De Las Energías Renovables No Convencionales En El Mercado Eléctrico Colombiano	\cite{Quintero2016}	1	SI	X	X	X	X			X	X				X			X						X	X
10	2018	ENERGÍA GEOTÉRMICA DE BAJA ENTALPÍA EN SUELOS LOÉSICOS: CÁLCULO y DISEÑO PARA CASO DE ESTUDIO.	\cite{CarroPerez2018}	6	NO	X						X	X	X		X								X			

Determinación de los segmentos de mercado para la inversión en proyectos de generación distribuida y autoabastecimiento bajo el marco normativo ARCERNNR 013/2021

ITEM	AÑO	TÍTULO DEL ARTÍCULO	REFERENCIA	CITAS	Problemas Objetivo	TEMÁTICA						FORMULACIÓN DEL PROBLEMA FUNCIONES OBJETOS				RESTRICCIONES DEL PROBLEMA				PROPUESTAS PARA RESOLVER EL PROBLEMA				SOLUCIÓN PARA RESOLVER EL PROBLEMA					
						GENERACION DISTRIBUIDA Y AUTOABASTECIMIENTO	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	RADIACION SOLAR	SISTEMAS CONECTADOS A LA RED	ANÁLISIS DEL COSTO DEL SFV	ANÁLISIS ECONOMICO PARA INVERSION EN SFV	ANÁLISIS DE DIFERENTES DISPOSITIVOS PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR	ANÁLISIS DE LAS CONDICIONES CLIMÁTICAS	AUTONOMÍA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	ESTIMACIÓN DE COSTOS ASOCIADOS A LA INVERSION Y MANTENIMIENTO	COSTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	BALANCE ENTE DEMANDA ENERGETICA Y SUMINISTRO	IRRADIANCIA DE LA ZONA	UBICACIÓN GEOGRÁFICA	DATOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS DE DISPOSITIVOS DE GENERACIÓN SOLAR	SISTEMAS FOTOVOLTAICO CONECTADOS A LA RED	ANÁLISIS DEL CONSUMO ENERGETICO	DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	ANÁLISIS ECONOMICO PARA DETERMINAR SI EL PROYECTO ES FACTIBLE	EVALUACIÓN DEL AHORRO ECONOMICO O ENERGETICO CORTO Y MEDIANO PLAZO	EVALUACIÓN DE LOS COSTO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	VENTA DE EXCEDENTES DE ENERGÍA	NORMATIVA PARA PROYECTOS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y AUTOABASTECIMIENTO	
21	2015	Energy and Transition Law	\cite{CamaradeDiputados Mexico2015}	15	NO	X	X	X	X			X		X												X		X	X
22	2016	SENER SECRETARIA DE ENERGIA	\cite{SENER2016}	9	NO	X	X	X	X			X		X												X		X	X
23	2014	Ley 1715 De 2014	\cite{Ley17152014}	1	NO	X	X		X			X		X													X	X	
24	2013	Decreto N°39220 MINAE	\cite{Fallis2013}	1	NO	X	X		X			X		X													X	X	
25	2018	“Dimensionamiento De Un Sistema De Generación Fotovoltaico Aislado Para Suministrar Energía Eléctrica a La Localidad De Cruz De Pañala-Morrope-Lambayeque”	\cite{CHAPONANCUZO2018}	2	SI	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X							X
26	2019	Modelo para la estimación de potencia eléctrica en módulos fotovoltaicos de tecnología basada en silicio	\cite{Eraso2019}	3	SI	X	X	X			X	X	X					X	X										
27	2018	Evaluación comparativa del rendimiento energético de un sistema fotovoltaico autónomo con carga variable en dc utilizando panel solar monocristalino versus policristalino, en condiciones climáticas del municipio de Fusagasugá.	\cite{CruzPardo2018}	1	SI	X	X	X			X	X	X					X	X										
28	2020	Puesta en marcha de un laboratorio para la caracterización de tecnologías fotovoltaicas a sol real bajo las condiciones climáticas de Lima	\cite{CondeMendoza2020}	3	SI	X	X	X	X	X	X	X						X	X										
29	2017	An integrated review of factors influencing the performance of photovoltaic panels	\cite{Fouad2017}	143	SI	X	X	X	X	X		X		X												X	X	X	
30	2014	Curso “Energía Solar Fotovoltaica – Una Apuesta De Futuro Sostenible”.	\cite{GimenoSales2014}	1	SI	X	X	X				X		X				X	X	X									

14.1 Resumen de indicadores

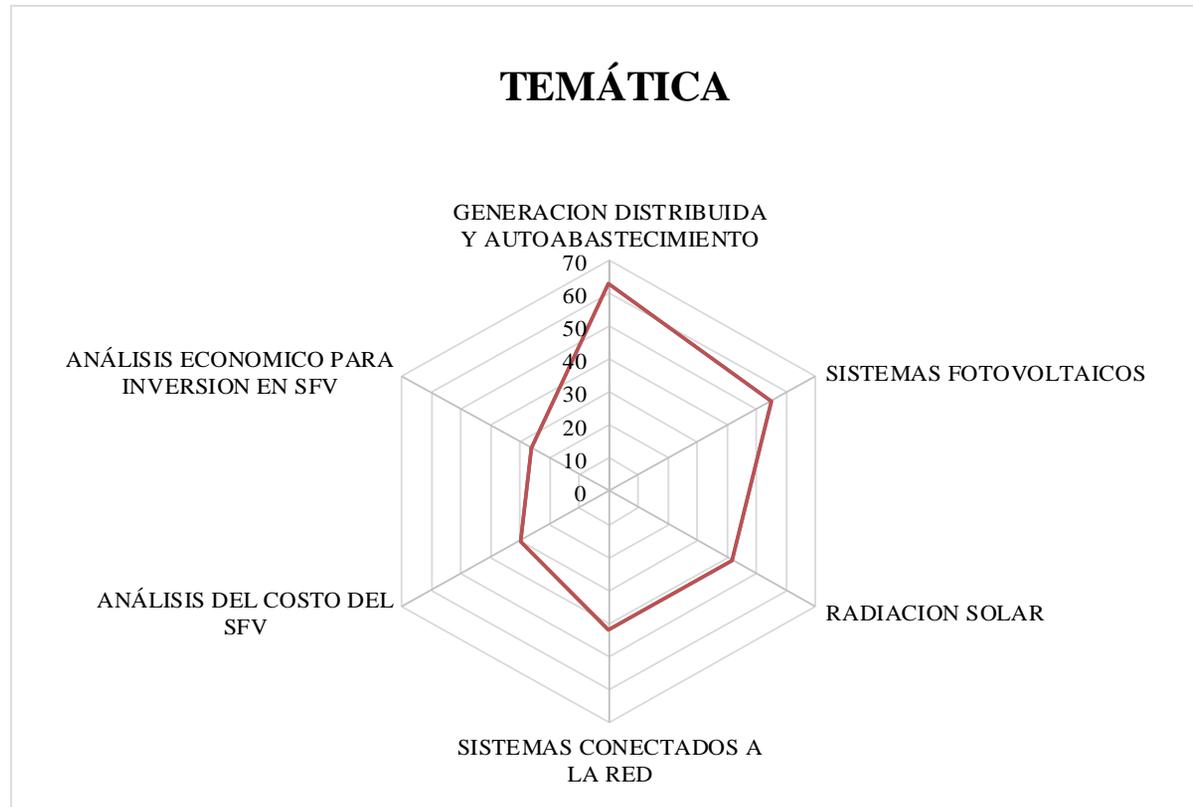


Figura 21. Resumen e indicador de la temática – Estado del arte

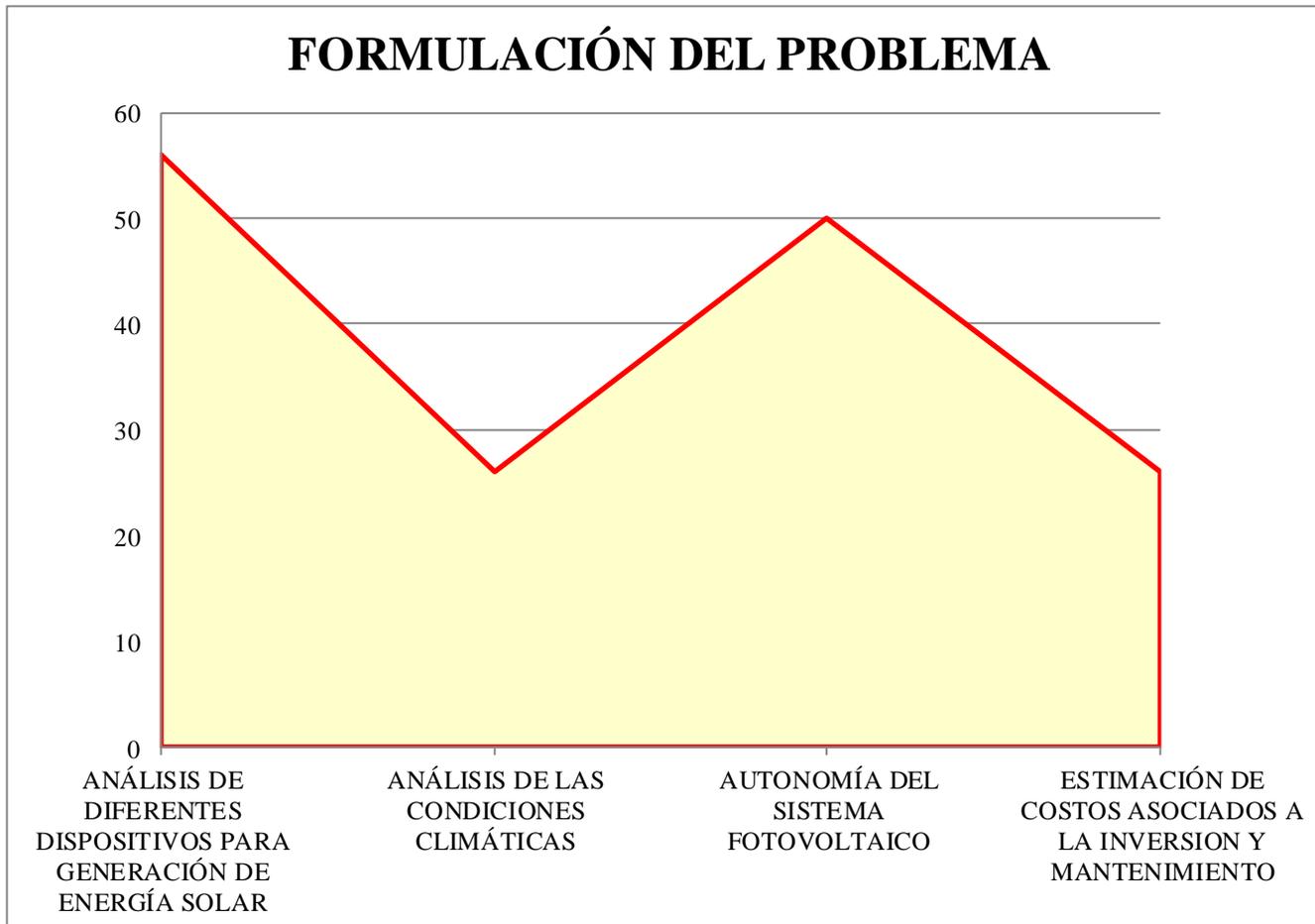


Figura 22. Indicador de formulación del problema – Estado del arte.

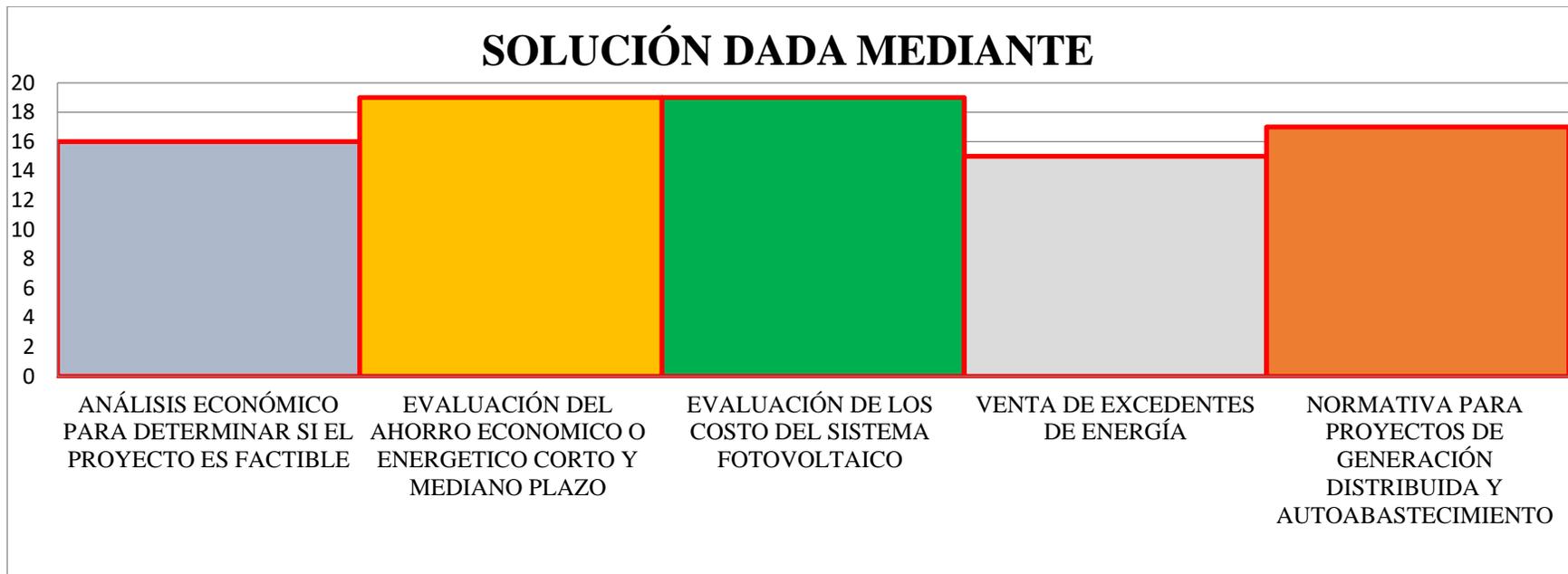


Figura 23. Indicador de solución – Estado del arte.