

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE



Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas
Carrera de Electricidad

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN LOS SECTORES RESIDENCIALES, COMERCIALES E INDUSTRIALES DE LA CIUDAD DE IBARRA

Trabajo de grado presentado ante la Universidad Técnica del Norte previo a la
obtención del título de Ingeniero Eléctrico

AUTOR:

Ramos Aguilar Jhonatan Alexis

DIRECTOR:

Ing. Vásquez Villarruel Ramiro Mauricio MSc.

Ibarra – Ecuador

2023



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE
BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN
A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

En cumplimiento del Art. 144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte para que sea publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DEL CONTACTO	
CÉDULA DE IDENTIDAD:	100426431-1
APELLIDOS Y NOMBRES:	Ramos Aguilar Jhonatan Alexis
DIRECCIÓN:	Urcuquí – Santa Rosa Trasversal
EMAIL:	jaramosa@utn.edu.ec
TELÉFONO FIJO:	062939944
TELÉFONO MÓVIL:	0939166273

DATOS DE LA OBRA	
TÍTULO:	ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN LOS SECTORES RESIDENCIALES, COMERCIALES E INDUSTRIALES DE LA CIUDAD DE IBARRA
AUTOR:	Ramos Aguilar Jhonatan Alexis
FECHA:	14/11/2023
PROGRAMA:	<input checked="" type="checkbox"/> PREGRADO <input type="checkbox"/> POSGRADO
TÍTULO POR EL QUE OPTA:	Ingeniero Eléctrico
DIRECTOR:	Ing. Ramiro Vásquez MSc.

CONSTANCIA

El autor manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original y se desarrolló, sin violar derechos de autor a terceros, por lo tanto, la obra es original y que es el titular de los derechos patrimoniales, por lo que se asume responsabilidad sobre el contenido de esta y saldrá en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 14 días del mes de noviembre de 2023

AUTOR

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Jhonatan Ramos", is written over a horizontal dashed line.

Ramos Aguilar Jhonatan Alexis

ACEPTACION DEL DIRECTOR

Ing. Ramiro Mauricio Vásquez Villarruel MSc.

CERTIFICA

Que después de haber examinado el presente trabajo investigativo elaborado por el señor estudiante: Ramos Aguilar Jhonatan Alexis, certifico que se ha cumplido con las normas establecidas en la elaboración del trabajo de investigación titulado "ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN LOS SECTORES RESIDENCIALES, COMERCIALES E INDUSTRIALES DE LA CIUDAD DE IBARRA". Para la obtención del título de Ingeniero Eléctrico: aprobado la defensa, impresión y empastado.



Ing. Ramiro Mauricio Vásquez Villarruel MSc.
DIRECTOR DEL TRABAJO DE GRADO

DEDICATORIA

Este trabajo de investigación está dedicado primeramente a mis padres Ramiro y Lucy, quienes son los pilares de mi vida y quienes me brindan un gran apoyo incondicional en cada momento de mi vida, por su confianza en mí y sobre todo por ayudarme con los recursos necesarios para poder estudiar y hacer realidad este sueño. También quiero dedicar a todas las personas importantes que creen en mí y me inspiran a ser mejor cada día, y finalmente me gustaría dedicárselo a cada profesor de esta universidad que me ha guiado en mi camino académico y me ha mostrado respeto, comprensión y dedicación.

AGRADECIMIENTO

Primeramente, quiero agradecer a Dios por permitirme tener y disfrutar a mi familia, además de guiarme y darme la fortaleza para seguir adelante.

A toda mi familia por su apoyo incondicional, la paciencia, comprensión a lo largo de mis estudios.

Un especial y sincero agradecimiento a mi director Ramiro Vázquez por su apoyo, confianza en mi trabajo y su capacidad para guiar mis ideas, lo que hizo un valioso aporte no sólo para la realización de esta tesis sino también para mi formación como investigador.

Y a todas las personas que apoyaron en la realización de este trabajo.

TABLA DE CONTENIDO

1.	IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA.....	II
2.	CONSTANCIA.....	III
3.	ACEPTACION DEL DIRECTOR.....	IV
	DEDICATORIA	V
	AGRADECIMIENTO	VI
	INDICE DE FIGURAS.....	X
	ÍNDICE DE TABLAS.....	XI
	RESUMEN.....	XIII
	ABSTRACT	XIV
A1.	Introducción.....	XV
A2.	Planteamiento del problema.....	XVI
A3.	Formulación del problema	XVII
A4.	Objetivo General	XVII
A5.	Objetivos Específicos	XVII
A6.	Alcance del Trabajo.....	XVII
A7.	Justificación.....	XVIII
	CAPÍTULO 1.....	1
	ENERGÍAS RENOVABLES. Generación Fotovoltaica	1
1.1.	Energías renovables.....	1
1.2.	Energía solar fotovoltaica	2
1.2.1.	Radiación Solar	2
1.2.2.	Tipos de radiación solar	3
1.2.3.	Radiación Solar en Ecuador.....	4
1.3.	Descripción de Sistemas Fotovoltaicos.....	6
1.3.1.	Componentes de un sistema Fotovoltaico	7
1.3.2.	Sistemas fotovoltaicos aislados.....	10
1.3.3.	Sistemas fotovoltaicos conectados a la red.....	10
1.4.	Conversión de energía solar en electricidad	11
1.4.1.	Efecto fotovoltaico.....	11
1.4.2.	Células Fotovoltaicas	12
1.5.	Normativa para sistemas fotovoltaicos.....	13
1.6.	Generación Distribuida para Autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica.....	13
	CAPÍTULO 2.....	16
	Dimensionamiento del sistema fotovoltaico	16

2.1.	Herramientas	16
2.2.	Metodología.....	16
2.2.1.	Revisión documental de requisitos	18
2.2.2.	Irradiación de la localidad de estudio.....	19
2.2.3.	Criterios de dimensionamiento para el sistema fotovoltaico.....	22
2.2.4.	Dimensionamiento del sistema de generación distribuida para autoabastecimiento.....	25
2.2.5.	Cálculo de Orientación, inclinación y sombras	31
2.2.6.	Generación anual de energía	34
2.2.7.	Factor de planta	34
2.3.	Casos de estudio	35
2.3.1.	Zona de concesión	35
2.3.2.	Información general sobre los usuarios de la Empresa Eléctrica EMELNORTE S.A.....	36
2.3.3.	Información general sobre los usuarios de la ciudad de Ibarra	36
2.3.4.	Estratificación para Consumidores residenciales de la ciudad de Ibarra	37
2.4.	Dimensionamiento zona residencial.....	37
2.4.1.	Irradiación en función de la localidad.....	38
2.4.2.	Estimación de la hora solar pico.....	39
2.4.3.	Criterio de dimensionamiento	40
2.4.4.	Producción anual de energía.....	45
2.4.5.	Factor de planta	47
2.5.	Dimensionamiento zona comercial	47
2.5.1.	Irradiación en la localidad.....	48
2.5.2.	Estimación de la hora solar pico.....	48
2.5.3.	Criterio de dimensionamiento	49
2.5.4.	Producción anual de energía.....	53
2.5.5.	Factor de planta	55
2.6.	Dimensionamiento zona industrial	55
2.6.1.	Irradiación en la localidad.....	56
2.6.2.	Estimación de la hora solar pico.....	56
2.6.3.	Criterio de dimensionamiento	56
2.6.4.	Producción anual de energía.....	61
2.6.5.	Factor de planta	63
CAPÍTULO 3.....		64
Análisis Financiero.....		64

3.1.	Análisis económico	64
3.1.1	Consideraciones fotovoltaicas.....	64
3.1.2	Costos de la instalación del SGDA.....	64
3.1.3	Cálculo del costo nivelado de electricidad (LCOE)	64
3.1.4	Tasa de descuento.....	65
3.1.5	Costos de operación y mantenimiento	65
3.1.6	Pérdida de eficiencia	66
3.1.7	Tasa anual de la inflación energética	66
3.1.8	Metodología para la evaluación financiera	67
3.1.9	Flujo de caja.....	67
3.1.10	Valor actual neto (VAN).....	67
3.1.11	Tasa interna de retorno (TIR)	68
3.2.	Estudio de factibilidad zona residencial	69
3.2.1	Estimación del costo nivelado de energía (LCOE)	70
3.2.2	Facturación mensual del SFCR.....	71
3.2.3	Cálculo del flujo de caja	74
3.2.4	Rentabilidad de la Inversión del SFCR.....	75
	Valor actual neto (VAN) y tasa interna de retorno (TIR)	75
3.3	Estudio de factibilidad zona comercial	76
3.3.1	Estimación del costo nivelado de energía (LCOE)	78
3.3.2	Facturación mensual del SFCR.....	78
3.3.3	Cálculo del flujo de caja	81
3.3.4	Rentabilidad de la Inversión del SFCR.....	82
	Valor actual neto (VAN) y tasa interna de retorno	82
3.4	Estudio de factibilidad zona industrial	83
3.4.1	Cálculo del costo nivelado de energía (LCOE).....	84
3.4.2	Facturación mensual del SFCR.....	85
3.4.3	Cálculo del flujo de caja	88
3.4.4	Rentabilidad de la Inversión del SFCR.....	89
	Valor actual neto (VAN) y tasa interna de retorno	89
	Conclusiones	91
	Recomendaciones	92
	Referencias	93
	ANEXO A: Requisitos para conexión de un SGDA	97
	ANEXO B: Datos Técnicos del Panel Fotovoltaico The Vertex 500 W	98
	ANEXO C: Datos Técnicos del Inversor GROWATT MIC 500TL-X de 3,0 kW.....	100

INDICE DE FIGURAS

Fig. 1. Efecto Fotovoltaico.....	2
Fig. 2 Clases de radiación solar	3
Fig. 3 Mapa de Recurso Solar Irradiación Global Horizontal	5
Fig. 4 Irradiación Solar Horizontal Anual.....	5
Fig. 5 Irradiación Solar Directa Anual.....	6
Fig. 6 Componentes que conforman los sistemas fotovoltaicos	7
Fig. 7 Elementos que conforman un sistema de energía solar	8
Fig. 8 Sistema Fotovoltaico sin almacenamiento de energía.....	11
Fig. 9 Metodología de investigación.....	17
Fig. 10 Consumo eléctrico promedio de una residencia	22
Fig. 11 Mes de mayor consumo eléctrico.....	23
Fig. 12 Factores para considerar para el levantamiento de cargas	24
Fig. 13 Tramos de líneas en un SFCR.....	30
Fig. 14 Distancia requerida entre las filas de los paneles.....	33
Fig. 15 Zona de distribución de la Empresa Eléctrica EMELNORTE S.A.,.....	36
Fig. 16 Pérdida de eficiencia del sistema fotovoltaico.	66
Fig. 17 Aumento de consumo energético.....	67
Fig. 18 Tasa anual de consumo energético sector residencial	75
Fig. 19 Tasa anual de consumo energético sector comercial.....	81
Fig. 20 Tasa anual de consumo energético sector industrial.....	88

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Energías Renovables.....	1
Tabla 2 Componentes del sistema fotovoltaico.....	8
Tabla 3 Eficiencia de los paneles solares de silicio.....	12
Tabla 4 Descripción Regulación Nro. 001/21.....	14
Tabla 5 Requisitos necesarios para la instalación de un SGDA.....	19
Tabla 6 Comparación de los datos de la radiación solar obtenidos.....	20
Tabla 7 Usuarios Empresa Eléctrica EMELNORTE S.A.	36
Tabla 8 Usuarios eléctricos de la ciudad de Ibarra.....	37
Tabla 9 Estratificación usuarios residenciales.....	37
Tabla 10 Consumo del usuario residencial promedio en el año 2022.....	38
Tabla 11 Localidad de emplazamiento del sistema fotovoltaico.....	38
Tabla 12 Irradiación diaria promedio de la ciudad de Ibarra.....	39
Tabla 13 Factores del módulo fotovoltaico en rango de temperaturas.....	42
Tabla 14 Energía diaria generada por el sistema fotovoltaico.....	46
Tabla 15 Energía mensual generada por el sistema fotovoltaico para el sector residencial.....	47
Tabla 16 Consumo del usuario comercial promedio en el año 2022.....	48
Tabla 17 Energía diaria generada por el sistema fotovoltaico.....	54
Tabla 18 Energía mensual generada por el sistema fotovoltaico para el sector comercial.....	54
Tabla 19 Consumo del usuario industrial promedio en el año 2022.....	55
Tabla 20 Energía diaria generada por el sistema fotovoltaico.....	62
Tabla 21 Energía mensual generada por el sistema fotovoltaico para el sector industrial.....	63
Tabla 22 Consideraciones del VAN.....	68
Tabla 23 Consideraciones del TIR.....	69
Tabla 24 Costos de la instalación del SFCR del sector residencial.....	69
Tabla 25 Costos anuales del SFCR del sector residencial.....	70
Tabla 26 Factores iniciales para determinar la factibilidad económica del SGDA para el sector residencial.....	71
Tabla 27 Rubros y subsidios en la planilla eléctrica.....	71
Tabla 28 Facturación mensual del usuario residencial enero - diciembre 2022.....	72
Tabla 29 Ahorro mensual del SGDA para el sector residencial.....	73
Tabla 30 Rendimiento y producción de energía del SGDA para el sector residencial	74
Tabla 31 Valores del Valor Actual Neto para el sector residencial.....	75
Tabla 32 Costos de los componentes del SFCR del sector comercial.....	76

Tabla 33	Costos anuales del SFCR del sector comercial.....	77
Tabla 34	Parámetros iniciales para determinar la factibilidad económica del SGDA para el sector comercial	78
Tabla 35	Facturación mensual del usuario comercial enero - diciembre 2022	79
Tabla 36	Ahorro mensual del SGDA para el sector comercial.....	79
Tabla 37	Rendimiento y producción de energía del SGDA para el sector comercial ..	80
Tabla 38	Valores del Valor Actual Neto para el sector comercial	82
Tabla 39	Detalle de costos de inversión inicial sector industrial	83
Tabla 40	Costos anuales del SFCR del sector comercial.....	84
Tabla 41	Parámetros iniciales para determinar la factibilidad económica del SGDA para el sector residencial	84
Tabla 42	Valores del pliego tarifario para usuario industrial con demanda horaria	85
Tabla 43	Desglose de las facturas enero - diciembre 2022.....	86
Tabla 44	Generación mensual del SGDA para el sector industrial	86
Tabla 45	Rendimiento y producción de energía del SGDA para el sector industrial...	87

RESUMEN

En la actualidad, la energía solar fotovoltaica como fuente alternativa de los combustibles fósiles representa uno de los principales ejes para reducir los efectos negativos producidos sobre el ambiente como las emisiones de CO₂ y con ello reducir el efecto de cambio climático, por ello, el presente trabajo realiza un estudio de factibilidad técnica-económica para la implementación de un sistema de generación fotovoltaica conectada a la red en la ciudad de Ibarra, por ende, se plantea una metodología de dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos tomando en cuenta las consideraciones y restricciones establecidas en la REGULACION Nro. ARCERNNR-001/2021. Si bien pese a la existencia de estudios relacionados con el diseño e instalación de estos sistemas, se ha determinado que son escasas las investigaciones que se enfocan en brindar un estudio de factibilidad técnica-económica sobre las instalaciones fotovoltaicas instaladas en los sectores residencial, comercial e industrial de la ciudad de Ibarra, permitiendo así determinar la viabilidad económica de un proyecto y seleccionar productos del mercado local mediante la determinación de ciertos parámetros económicos y técnicos del sistema deseado por el usuario. Dentro de los resultados para cada caso de estudio se muestra que la ejecución e instalación de un sistema fotovoltaico conectado a la red para satisfacer la demanda total o parcial es viable económicamente debido a que los indicadores financieros como el Valor Presente Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR) es mayor que la tasa referencial. Además, se evidencio que para instalaciones que requieren una gran inversión se puede utilizar un financiamiento bancario brindando así un equilibrio para el proyecto.

Palabra Claves: Energías renovables, Panel fotovoltaico, Sistemas fotovoltaicos conectados a la red, Indicadores financieros, Flujo de caja.

ABSTRACT

Currently, the photovoltaic solar energy as an alternative resource of fossil fuels, represents one of the main axis to decrease the negative effects produced in the environment such as CO₂ and, consequently, reduce its effects on the climate change. Hence, this project is based on a rigorous study about the technical and economical factibility that allows to install photovoltaic regeneración system connected to the network at Ibarra City, thus, a photovoltaic system sizing methodology has been proposed. Besides, the considerations and restriccions settled by the REGULATION Nro. ARCERNNR-001/2021 have been taken into account. On the other hand, despite the existence of research and studies related to the design and instalation of this type of systems, it has been determinated that there is just a little investigation that is focused on provide an effective result of the technical and economical factibility about the photovoltaic facilities installed in the residencial, comercial and industrial sectors from Ibarra. Actually, this is going to determine the economical viability of the project as well as to the selection products from the local market through the determination of some economic and technical aspects for the systems required by users. Within the results for each case of study, it has shown that the execution and installation of a photovoltaic system connected to the grid to satisfy total or partial requirements are economically viable because the indicators the financial indicators like the Net Present Value (NPV) and the Internal Rate of Return (IRR) is higher than the reference rate. Moreover, it was evident that for the facilities that require a huge investment, bank financing can be used, getting as a consequence, an adequate balance for the Project.

Keywoks: Renewable energies, Photovoltaic panel, Photovoltaic systems connected to the grid, Financial indicators, Cash flow.

A1. Introducción

Según (Delgado & Planelles, 2017) señala que “la población aumentará de los 7.400 a los 9.000 millones de habitantes hasta el año 2040, viviendo un avance hacia la urbanización que asemeja incrementar el semejante a una ciudad del tamaño de Shanghái”, en consecuencia se tendrá como resultado la expansión territorial y el aumento de la demanda energética, para ello una alternativa de solución es el desarrollo de innovadoras fuentes de energía renovables que promuevan la eficiencia energética y eviten los cambios climáticos.

Actualmente, los combustibles de origen fósiles (carbón, petróleo y gas natural) conforman el 62% de la demanda efectiva de energía primaria a nivel mundial, siendo así este el suministro de energía predominante con consecuencias ambientales negativas como el incremento de emisiones del dióxido de carbono (CO_2) mismas que son generadoras de gases de efecto invernadero (GEI) afectando al ecosistema (Edenhofer, Pichs-Madruga, & Sokona, 2018)

La realización de sistemas de generación de energías renovables cada vez es más solicitada, debido al requerimiento actual de reducir la cantidad de emisiones de gas de efecto invernadero (GEI) y la supeditación energética de las redes tradicionales, por esta razón, las investigaciones sobre las energías renovables no convencionales (minihidráulicas, eólica, fotovoltaica, geotérmica y biomasa) han tomado mayor fuerza con el objetivo de tratar de modificar la matriz energética a nivel mundial. En el 2021, todas las fuentes renovables generaron el 38% de la electricidad mundial, mientras que los combustibles fósiles el 62%. La energía solar y eólica fueron las que tuvieron mayor crecimiento, alcanzando el 10,3%, otras se mantuvieron más o menos igual (biomasa 2,5% y energía nuclear 10%) y otras como hidráulicas cayeron al 15,2%. (EMBER, 2022).

La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR, 2021) afirma que, de la capacidad total instalada en el país, las energías que predominan son aquellas del tipo renovable, donde las centrales hidroeléctricas representan el 96,21%, la biomasa un 2,71%, solar 0,52%, eólica un 0,40 % y biogás un 0,16%.

Además, la Agencia Internacional de Energía (AIE, 2021) afirma que, “las energías renovables han aumentado rápidamente en los últimos años, esto debido a la intervención de las políticas y las fuertes disminuciones de costos para la producción

de energía solar fotovoltaica”, significando que este tipo de generación de energía va ganando terreno en el mundo, ya que existe el requerimiento de satisfacer la elevada demanda eléctrica, así como fuente de desarrollo y crecimiento económico para los países, sin embargo, la energía solar también ha experimentado cambios importantes relacionados con el acceso a fuentes de energías seguras, sostenibles, modernas y asequibles.

En Ecuador se han implementado políticas locales con el objeto de estimular el empleo de energías renovables convencionales como la solar fotovoltaica, siendo una de las normativas ejecutadas la (REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-001/21, 2021), misma que dispone las regulaciones y procesos para la habilitación, interconexión, operación e instalación de sistemas de generación distribuida que tengan bases en sistemas de energía renovable para el auto aprovisionamiento de los usuarios regularizados. Mientras que en la administración del gobierno actual se ha establecido a través de la “REGULACIÓN No. ARCONEL-003/18”, del artículo 3, en el apartado de Generación XVIII fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales, que “los usuarios o consumidores, previa evaluación, podrán implementar redes de generación para su auto sustento, y, asimismo, podrán comerciar posibles excedentes a la distribuidora respectiva, conservando los parámetros técnicos y comerciales que se establezcan en la política que para el efecto emita la ARCONEL.

A2. Planteamiento del problema

Actualmente, la dependencia en el mundo de los combustibles fósiles como petróleo, carbón, gas natural y nucleares para la producción de energía eléctrica ha originado en varios países el requerimiento de comenzar una transición hacia el empleo de recursos de producción de energía renovable no convencional, con el propósito de reducir la cantidad de emisiones de efecto invernadero y así lograr mitigar la variabilidad climática que sufre constantemente el planeta (Nogar, Clementi, & Decunto, 2021).

La Asociación Ecuatoriana de Energías Renovables y Eficiencia (AREEREE, 2021) menciona que “la matriz energética ecuatoriana se encuentra conformada por un 90,2% de energías renovables, en donde la generación hidroeléctrica es la responsable del 88,8% de ese total mientras que las energías renovables no convencionales solo representan el 1,4%”. En este contexto es imprescindible la evaluación de nuevas tecnologías que suministren energía renovable, donde la energía solar se considera una opción factible debido a su potencial, el cual es

aprovechable con la implementación de proyectos de generación de energía hacia zonas rurales o urbanas marginales no enlazadas a la red tradicional, así como optimizando el estudio de estos sistemas en zonas urbanas.

La implementación de la tecnología fotovoltaica se encuentra en una fase inicial, representando tan solo el 0,52% del total de energía empleada en el país y siendo la tercera fuente de energía más popular en la actualidad. Pese a que se han dedicado varias décadas al estudio de esta fuente alternativa, aún no ha sido posible implementarla a mayor escala, debido a los altos costos que representa, así como la perplejidad creada sobre el retorno de inversión inicial, a diferencia de otro tipo de alternativas que buscan reemplazar el sistema tradicional de producción de energía eléctrica existente en el país.

A3. Formulación del problema

¿Es factible la implementación de sistemas fotovoltaicos en el sector residencial, comercial e industrial en la ciudad de Ibarra en cuanto a costos y beneficios?

A4. Objetivo General

Realizar un estudio de factibilidad de la instalación de sistemas fotovoltaicos, para la determinación de costo-beneficio en el sector residencial, comercial e industrial de la ciudad de Ibarra, a través de un análisis de sensibilidad multidimensional.

A5. Objetivos Específicos

- Describir potencial energético solar, los sistemas fotovoltaicos, normativas y políticas vigentes del Estado sobre la incorporación de sistemas fotovoltaicos.
- Dimensionar el sistema fotovoltaico para los sectores energéticos residenciales, comerciales e industriales de acuerdo con su demanda media.
- Realizar el análisis de sensibilidad del costo-beneficio de la implementación fotovoltaica frente a diferentes factores de riesgos para determinar su factibilidad.

A6. Alcance del Trabajo

Este estudio pretende analizar la factibilidad de implementar la tecnología fotovoltaica como una alternativa de generación eléctrica tomando en cuenta los

métodos convencionales, promoviendo el desarrollo sostenible utilizando energías limpias y aprovechando el elevado nivel de radiación que se genera en la región. Para ello se efectuará un análisis de costo-beneficio con fundamentos en el dimensionamiento de los sistemas fotovoltaicos enlazados a la red para los sectores energéticos residencial, comercial e industrial, con el objetivo de abarcar total o parcialmente la demanda del consumidor. A partir de esto se utilizó políticas nacionales implantadas que incentivan el uso de las energías renovables no convencionales, como la REGULACION Nro. ARCERNNR-001/2021. Además, es necesario tomar en cuenta que dentro de esta investigación no se asume el uso de baterías para el depósito de la energía.

Para el desarrollo del presente proyecto se analizará la información técnica y económica de los sistemas fotovoltaicos enlazados a la red, evidenciando la influencia que tienen en el sector, se considera de igual manera la recepción de la radiación solar en la ciudad de Ibarra según los datos estadísticos otorgados por medio de las bases de datos NASA POWER (Prediction Of Worldwide Energy Resources) y PVGIS (Photovoltaic Geographic Information System), así también, la variabilidad del aprovechamiento económico de la implementación del sistema. De tal modo, El objetivo del presente es brindar una herramienta que permita comparar los datos del consumo energético del sector eléctrico, para ello se plantea utilizar una plantilla de Excel que calculará el tiempo de retorno de la inversión y beneficios económicos obtenidos, para determinar la factibilidad de instalar un sistema fotovoltaico.

A7. Justificación

La energía eléctrica es un factor determinante en el desarrollo de la humanidad (Valer, 2017). Por lo que, la implementación de fuentes de energía alternativas representa un factor relevante para cubrir la demanda nacional. Entre las que más destacan se menciona a la energía solar, eólica, biomasa, hidráulica, geotérmica o nuclear, entre otras.

(Daza, Garzón, Prieto, & Ramírez, 2020), han demostrado que el sol tiene la energía suficiente para cumplir con la demanda existente en el mundo. Además, esta es considerada como la energía del futuro debido a que su impacto no es perjudicial para el ambiente, es decir, no afecta el equilibrio de los ecosistemas existentes, a diferencia de la explotación de recursos de origen fósil.

Ecuador por su ubicación geográfica es un referente que posee recursos suficientes para aprovechar la utilización de recursos renovables, como la energía

solar, la eólica, hídrica, y geotérmica provenientes de los recursos naturales. La provincia de Imbabura está ubicada en una zona con alta radiación solar (Almacaña & Blandon, 2019), lo que implica que se puede cubrir la demanda de producción de energía eléctrica.

Es por ello, que se plantea la realización de la presente investigación que se enfoca en determinar la viabilidad que tiene la implementación de sistemas fotovoltaicos para autoabastecimiento en los sectores residenciales, comerciales e industriales tal y como se estipula en la REGULACION Nro. ARCERNNR-001/2021, el cual brindarían un ahorro económico a largo plazo a través de créditos energéticos cuando exista un remanente positivo sobre las empresas de distribución a favor del consumidor y se cumplan ciertas condiciones técnicas y comerciales establecidas en dicha regulación, además, con la transformación de las fuentes de energía tradicionales por energías renovables sostenibles, se prevé obtener beneficios que permitan mitigar las problemáticas ambientales actuales, como el aumento de GEI.

CAPÍTULO 1

ENERGÍAS RENOVABLES. Generación Fotovoltaica

De la revisión bibliográfica encontrada a continuación se detallan los principales conceptos y fundamentos teóricos relacionados con la captación y generación de energía solar-eléctrica, los componentes conforman las etapas de un sistema fotovoltaico y las políticas y normativas vigentes actualmente en el país para la implementación de sistemas fotovoltaicos.

1.1. Energías renovables

Se considera como energías renovables a las fuentes que provienen del sol, agua de los ríos, mar, agua de los ríos, vientos, interior de la tierra y de los residuos orgánicos, mismos que forman el propósito de establecer una alternativa a las energías convencionales o fósiles como gas natural, petróleo y carbón cuyo consumo actual ha incrementado lo cual provoca la escases de recursos naturales y problemas ambientales (SOLVENTA, 2019).

Tabla 1
Energías Renovables

Energías Renovables	Proveniente	Ventajas	Desventajas
Hidráulica	Genera electricidad a partir del movimiento del agua, aprovechando las energías cinéticas	<ul style="list-style-type: none">• Es inagotable• Es segura• Es estable	<ul style="list-style-type: none">• Grandes inversiones en su construcción• Puede afectar negativamente al medio ambiente
Solar	Genera electricidad a partir de la radiación solar	<ul style="list-style-type: none">• Es inagotable• Energía limpia• Gran potencial de desarrollo	<ul style="list-style-type: none">• No es una energía constante
Eólica	Energía proveniente del viento y su funcionamiento se basa en las leyes aerodinámicas	<ul style="list-style-type: none">• No contaminante• Bajo mantenimiento	<ul style="list-style-type: none">• Susceptible a daños• Impredecible al clima
Biomasa	Genera electricidad a partir de la materia orgánica	<ul style="list-style-type: none">• Es renovable• No contamina• Disminuye GEI	<ul style="list-style-type: none">• No existe muchos lugares para su desarrollo
Geotérmica	Aprovechando la temperatura de la tierra	<ul style="list-style-type: none">• Es constante• Es inagotable	<ul style="list-style-type: none">• No existe muchos lugares para su desarrollo

Nota. Ventajas y desventajas de las energías renovables. Fuente: (Enrique Vivanco , 2020)

De acuerdo con la tabla 1 se presentan diferentes alternativas de fuentes de energía renovable, mismas que se encuentran analizadas estableciendo los beneficios y problemas que generan en su origen, su progreso, los medios económicos para su implementación, condiciones atmosféricas, entre otros.

1.2. Energía solar fotovoltaica

La tecnología fotovoltaica se fundamenta en un fenómeno físico conocido como efecto fotovoltaico, que básicamente busca transformar la radiación solar directamente en electricidad. Este proceso funciona a través de un elemento llamado célula fotovoltaica, que es un semiconductor sensible a la luz solar, por lo que cuando se expone a ella produce un campo eléctrico y este a su vez genera la corriente eléctrica continua CC (Perez, 2022), como se observa en la figura 1.

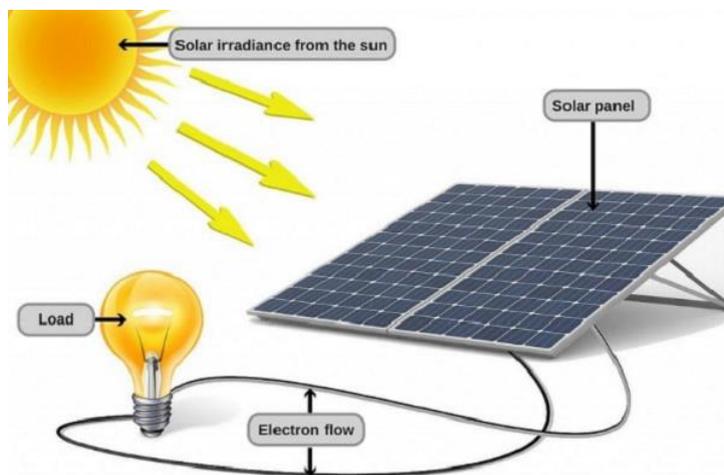


Fig. 1. Efecto Fotovoltaico

Fuente: Propia

El conjunto de células fotovoltaicas forma una superficie plana que se conoce como panel solar, donde la inclinación y la orientación del panel solar es esencial para lograr una conversión eficiente de la energía solar a energía eléctrica (Mas, Gómez, & García, 2022).

1.2.1. Radiación Solar

Según (Méndez Muñiz & Cuervo Garcia, 2019) se menciona que “el sol se mantiene a una temperatura media de 5550 °C y que, en el interior de este, se forman una cadena de reacciones mismas que provocan una disminución de masa y a la vez se convierte en energía, la cual que se traslada al exterior por medio de la conocida radiación solar” (p.29).

Una de las características peculiares de la radiación solar es que puede ser

transmitida a través del vacío, haciéndolo capaz de trasladarse en el espacio. Además, la porción de radiación solar que incide al planeta está supeditado a parámetros como:

- La distancia entre el Sol y la Tierra.
- La dirección o el ángulo con el cual la radiación ingresa a la atmósfera a través de los movimientos de rotación y traslación.

Tan solo un tercio de toda la radiación que genera el sol logra llegar al suelo terrestre, por consecuencia de que el planeta posee una capa protectora denominada atmósfera cuya función es la de proteger a los seres vivos de la radiación que es perjudicial para la salud de los mismos.

La radiación solar que ingresa en la atmósfera previa alcanzar la superficie de la tierra es alterada por factores como el aire, contaminación, vapor de agua, aerosoles en suspensión y varios elementos que se encuentran dentro de la atmósfera, estas modificaciones pueden ser las que se presentan a continuación y dependen del factor óptico existente. (Mas, Gómez, & García, 2022).

- Reflexión: nubes.
- Absorción: vapor de agua, oxígeno, ozono y dióxido de carbono.
- Difusión: gotas de agua, polvo y aerosoles.

1.2.2. Tipos de radiación solar

La trayectoria que tiene la radiación solar hacia la tierra experimenta múltiples alteraciones que modifican la manera en cómo esta energía llega a una superficie, en la figura 2 se muestran estas modificaciones, las cuales pueden ser directas, difusas o reflejadas.



Fig. 2 Clases de radiación solar
Fuente: <https://www.sfe-solar.com>

- **Radiación directa**

Este tipo de radiación se genera cuando al ingreso a la Tierra, posee una dirección fija y sin ninguna variante que se produzca al atravesar la atmósfera, aparte de los efectos normales de refracción o reflexión intermedios, mismo que puede ser considerado como una incidencia en línea recta, este tipo de radiación tiene como característica una proyección de sombra directa en los objetos oscuros que son interceptados por estos rayos, y la presencia de este fenómeno se inicia únicamente cuando el sol es visible en el cuerpo de captación de luz solar.

- **Radiación difusa**

Está compuesta por una parte de radiación solar proveniente de toda la bóveda del cielo y es lo opuesto a la radiación directa, ya que esta fluctúa dependiendo de la dirección posterior a llegar a un sitio definido de la superficie de la tierra, se encuentra compuesta por los rayos dispersados en la atmósfera en dirección de la fuente de recepción, como, por ejemplo, en un día que se encuentre nublado, la mayoría de la radiación que se recibe es difusa.

- **Radiación reflejada**

Esta radiación es conocida como albedo o reflejada y tiene como característica que, durante su incidencia a la superficie de la Tierra surgida desde el suelo, logra que un objeto la radiación solar sea transferida lo más próximo al panel solar, este tipo de reflexión se consigue por los módulos fotovoltaicos y es empleado por los diversos elementos naturales que rodean al receptor como lagos, edificios, montañas, entre otros. La sumatoria de todas las radiaciones analizadas se conoce con el nombre de radiación global y es de manera general la que recibe la Tierra, siendo la directa la esencial para el funcionamiento de aplicaciones en sistemas de generación fotovoltaica (Mas, Gómez, & García, 2022).

1.2.3. Radiación Solar en Ecuador

Ecuador tiene algunas ventajas para la utilización de la energía solar debido a la situación geográfica del país, por ejemplo, se puede mencionar que no existe una alternancia apreciable del recurso solar durante el año normal, lo que disminuye la necesidad de emplear acumuladores de energía o sistemas auxiliares para satisfacer la variabilidad anual del recurso (Revelo Vaca & Ordóñez, 2019).

En la Figura 3 se indica como el sol genera radiación horizontal que incide en el planeta, en donde los picos de radiación solar son establecidos desde el 3,8 en

adelante por tonos cálidos y las radiaciones bajas se representan con valores de 2,2 y tienen tonalidades frías, determinando así que cerca del 75% de territorio ecuatoriano posee niveles de irradiación altos.

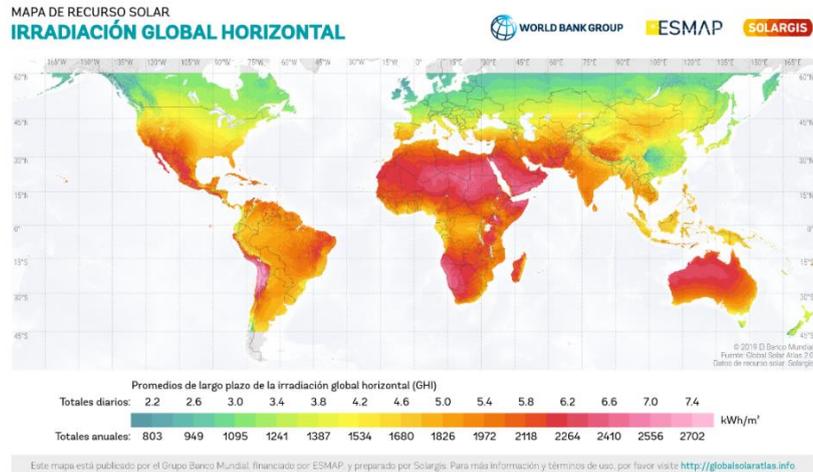


Fig. 3 Mapa de Recurso Solar Irradiación Global Horizontal
Fuente: Global horizontal irradiation, 2021, Global Solar Atlas

La Figura 4 muestra la Irradiación Global Horizontal (GHI) anual sobre el Ecuador que fluctúa entre los 2,9 a 6,3 kWh/m² día de este modo, las zonas que se encuentran en una altitud mayor poseen niveles de radiación mayores, mientras que las regiones de traslado hacia la costa o el oriente poseen niveles menores, significando que los niveles de radiación en Ecuador son lo generalmente altos para la implementación de sistemas fotovoltaicos (Revelo Vaca & Ordóñez, 2019).

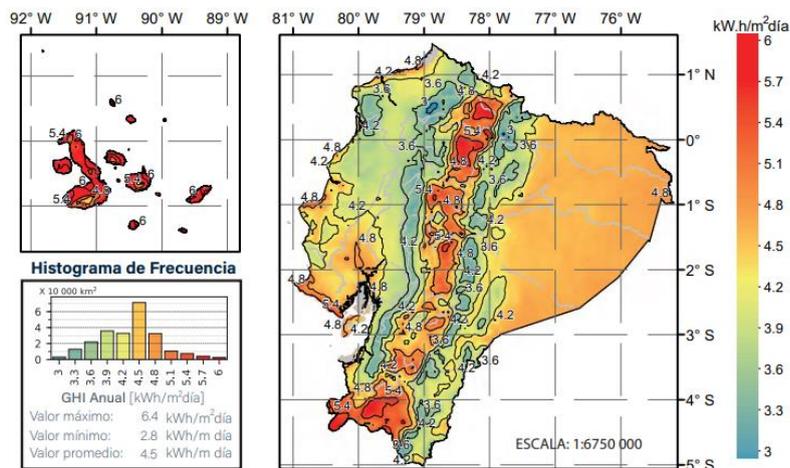


Fig. 4 Irradiación Solar Horizontal Anual
Fuente: Global horizontal irradiation, 2021, Global Solar Atlas

La región Sierra del territorio ecuatoriano es la que más se beneficia de la radiación solar de forma directa, esto debido a la altitud de la zona. De esta manera, la

ciudad de Ibarra, que es el lugar de estudio tiene un promedio anual aproximado del día obtenido de la figura 5, siendo un lugar adecuado para la implementación de tecnología fotovoltaica.

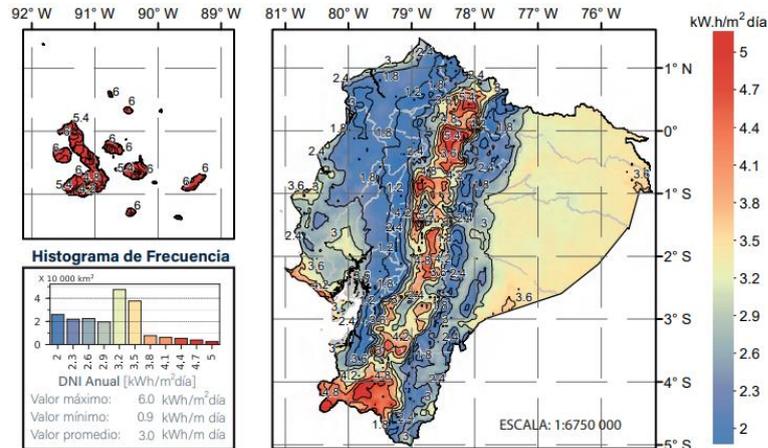


Fig. 5 Irradiación Solar Directa Anual

Fuente: Global horizontal irradiation, 2021, Global Solar Atlas

1.3. Descripción de Sistemas Fotovoltaicos

Los sistemas fotovoltaicos son una agrupación de diversos elementos electrónicos y eléctricos que permiten la producción de energía eléctrica de consumo utilizando la radiación solar disponible, siendo el componente primordial de estos sistemas el módulo fotovoltaico o panel solar, mismo que está conformado por células que permiten la transformación de la energía luminosa que atraviesa el dispositivo en energía eléctrica de corriente continua (Carreras, 2019). Pueden existir diferentes tipos de sistemas fotovoltaicos de acuerdo con las características mostradas en la figura 6.

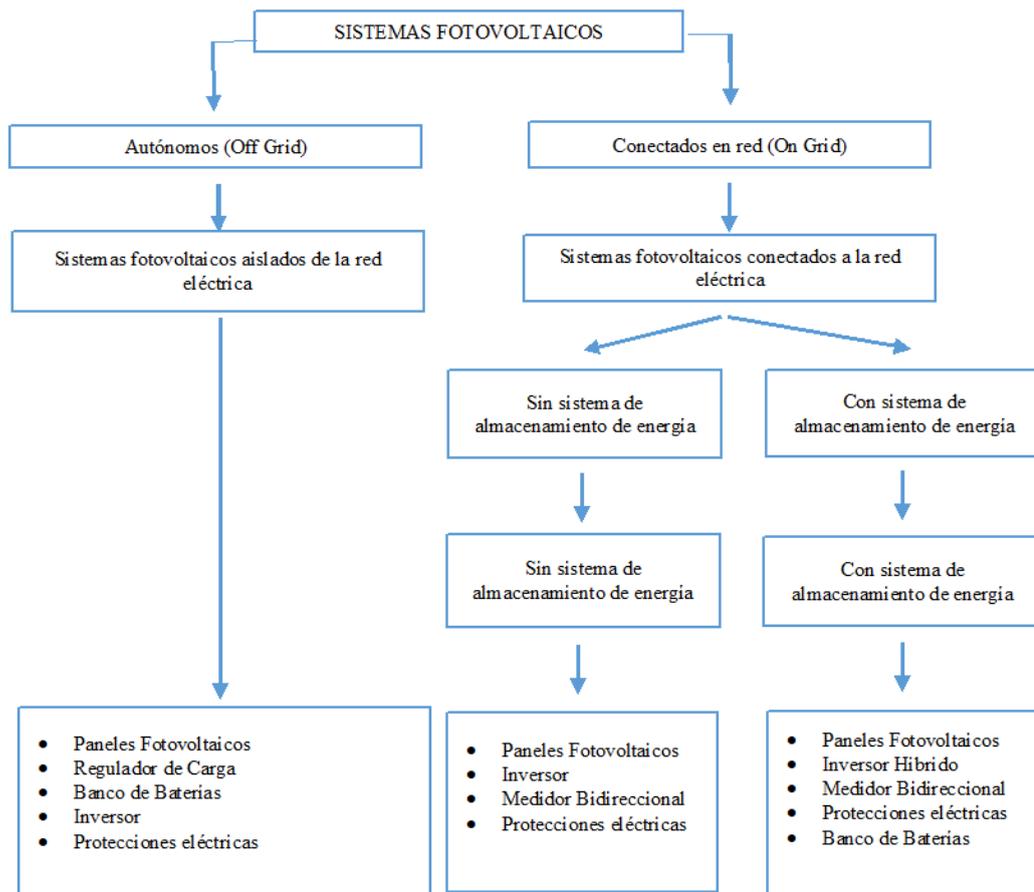


Fig. 6 Componentes que conforman los sistemas fotovoltaicos

Fuente: Adaptación (Díaz Santos et al., 2012)

1.3.1. Componente de un sistema Fotovoltaico

Los componentes que conforman una planta de generación solar dependen de la cantidad o el tipo de sistema fotovoltaico que se pretende instalar y se los clasifica según la figura 7. Teniendo con ello que mediante un análisis de los requerimientos del consumidor se establecerá menos o más componentes; sin embargo, aquellos denominados como principales dentro de un SFV son el panel solar, baterías, regulador de carga e inversor.

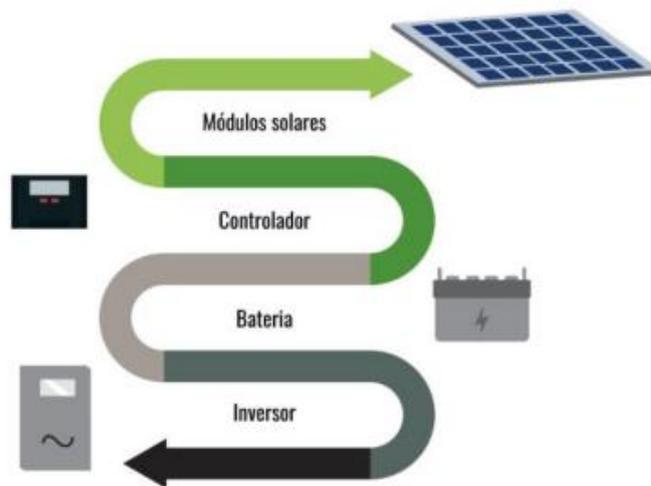


Fig. 7 Elementos que conforman un sistema de energía solar

Fuente: (SUPPLY, 2018)

Para un sistema enlazado a la red se requiere de la implementación de un medidor bidireccional que permita el registro de la energía tanto consumida como entregada por las redes eléctrica y fotovoltaica, mientras que para un sistema aislado no se requiere de este componente. A continuación, en la Tabla 2 se muestran a detalle cada componente.

Tabla 2

Componentes del sistema fotovoltaico

Componentes	Descripción	Funcionamiento	Ilustración
Célula Solar	Su característica es la de la transformación de los fotones que se generan desde la luz solar en electricidad, extrayendo la corriente por los contactos en las caras anterior y posterior.	Tiene su base en el fenómeno fotovoltaico, ya que se comporta de igual forma que un diodo, siendo la parte que absorbe la radiación solar la N, y la parte ubicada en la zona de oscuridad, la P.	
Panel Solar	Se encuentra constituido por una serie de células conectadas eléctricamente, encapsuladas, y montadas sobre una base que las soporta. Existen tres tipos de paneles solares. <ul style="list-style-type: none"> • Monocristalino • Policristalino • Amorfo 	Genera en su salida para la conexión un voltaje de corriente continua, y está diseñado para obtener valores de voltaje de (6 V, 12 V, 24 V) que principalmente depende de la cantidad de celdas que se encuentran en serie para lograr establecer el voltaje de módulo (V_m) constante e similar al diseñado.	

Regulador

Punto de conexión entre los paneles solares y las cargas de consumo de la instalación. También tiene la función de proteger y garantizar el perfecto funcionamiento de la carga y descarga de la batería, así como de los acumuladores ante sobrecargas.

Así, este regulador permite que se trabajen en dos áreas. En el apartado relacionado con la carga, su función es asegurar que la batería esté completamente cargada para evitar la sobrecarga; en la parte de descarga, su tarea es proporcionar suficiente corriente diaria y evitar una descarga límite de la batería.



Acumuladores o Baterías

Es el elemento presente solo en instalaciones autónomas, con el objetivo de almacenar la energía eléctrica producida para proporcionar energía a la instalación durante los periodos en donde exista una demanda excesiva a la capacidad de producción del generador y periodos sin existencia de luz solar y con poca luminosidad.

Su funcionamiento es por uno o más elementos electroquímicos que reservan electricidad por medio de una conversión de energía química a eléctrica.



Inversor

Es uno de los elementos más importantes para los sistemas conectados a la red, estando siempre presente en las instalaciones autónomas y principalmente en las que son para electrificación de viviendas.

Este dispositivo se encarga de transformar la corriente continua que genera el panel solar en corriente alterna, parecida a la generada por la red tradicional, es decir entrega un voltaje eficaz de 220 o 110 V con un frecuencia de 60Hz.



Medidor Bidireccional

Es un instrumento de medición brindado por la empresa de distribución, el cual calcula el uso de energía en KWh conforme se utiliza la electricidad.

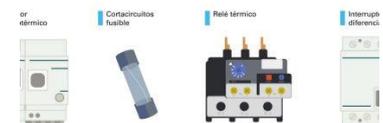
El funcionamiento del medidor permite realizar el cálculo de la energía producida por el SFV y restarla al consumo del servicio de luz.



Elementos de protección

Son el conjunto de elementos como interruptores de desconexión, diodos de bloqueo, etc., ubicados en los diferentes elementos del sistema para evitar cortocircuitos que puedan

Su funcionamiento se basa en proteger la descarga y derivación de corrientes hacia los elementos en caso de algún fallo o sobrecarga.



Nota: En la tabla 2 se indican los componentes fundamentales que conforman en una instalación fotovoltaica aislado o conectada a la red, además, se realizó una breve explicación del funcionamiento de cada uno de ellos, todos estos conceptos fueron extraídos del manual de Sistema Fotovoltaicos (Capítulo 1) Componentes de los sistemas fotovoltaicos. (Carmona Rubio, 2010)

Los elementos que conformaran los sistemas fotovoltaicos dependen del tipo de instalación y de si están o no conectados a la red eléctrica, de acuerdo con esto pueden ser los siguientes:

- a) Sistemas fotovoltaicos autónomos: Son aquellos que no se interconectan a la red eléctrica tradicional, es decir están aislados.
- b) Sistemas fotovoltaicos conectados a red: Son aquellos que permiten la transmisión bidireccional de corriente a través de la conexión con la red eléctrica tradicional.

1.3.2. Sistemas fotovoltaicos aislados

Estos dispositivos se utilizan principalmente en sitios donde no existe el acceso a la red eléctrica y donde la instalación de paneles solares es más económica que tender cables entre la red y el nodo de consumo, están diseñados para cubrir total o parcialmente la demanda de electricidad (Capacho & Cárdenas, 2020).

Los sistemas de aislamiento suelen tener un sistema de acumulación de energía en una batería y en ocasiones un regulador para mantener un suministro de energía constante, ya que únicamente pueden suministrar energía durante el día, pero la demanda es de día y de noche (Méndez Muñiz & Cuervo Garcia, 2019).

Los sistemas aislados son instalados típicamente en zonas lejanas a las líneas de distribución del servicio eléctrico, (Buele Avila & Chazi Solis, 2019) afirma que “para el diseño de un sistema aislado se considera la potencia instantánea, los días de autonomía, la porción de terreno, el día que se genere la menor radiación, así como el de mayor carga eléctrica para poder satisfacer el consumo”. Aunque ciertas aplicaciones aisladas que no necesitan el uso de baterías funcionan con radiación solar, un claro ejemplo de esto son los sistemas de riego o bombeo.

1.3.3. Sistemas fotovoltaicos conectados a la red

Un sistema solar interconectado a la red se lo puede definir como una estructura que funciona en paralelo a la red de la compañía de generación eléctrica. Estos equipos limitan la cantidad de electricidad que debe inyectarse en la red común y, a cambio, reciben un beneficio: la economía. Los sistemas enlazados a la red no necesitan de sistemas de almacenamiento de energía ni reguladores y constan únicamente de módulos solares e inversores.

Los módulos solares son lo mismo que las instalaciones aisladas, pero los inversores deben tener un sistema para medir el consumo y entregar energía. Además de poder cortar o restablecer la energía en función del estado de los paneles y ajustar su AC desde el inversor a la fase de corriente de la red (Aparicio, 2020).

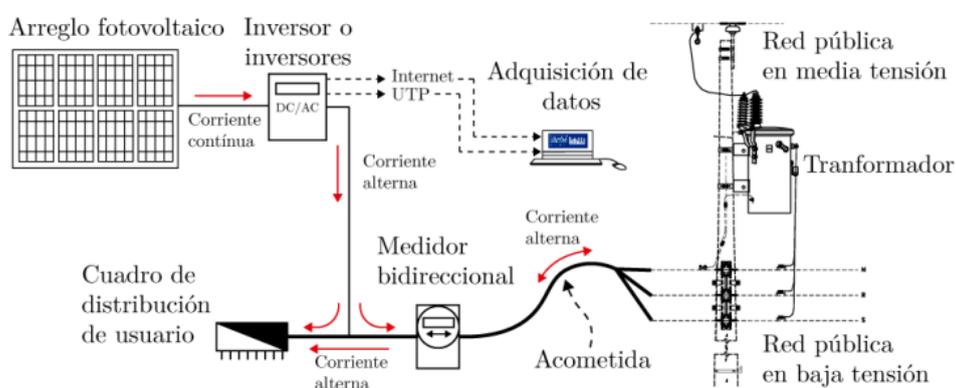


Fig. 8 Sistema Fotovoltaico sin almacenamiento de energía

Fuente: (Aparicio, 2020)

1.4. Conversión de energía solar en electricidad

El desarrollo de la tecnología ha permitido la posibilidad de transformar la radiación solar en energía eléctrica. De acuerdo con el proceso interviniente, se pueden definir dos grandes grupos de convertidores: directos e indirectos, donde los fotones entregan energía a los electrones para llevarlos a la banda de conducción, generando así corriente eléctrica, a este fenómeno se le conoce como efecto fotovoltaico (Espejo & Aparicio, 2020).

1.4.1. Efecto fotovoltaico

La luz solar se conforma de fotones o partículas de energía, siendo estas partículas provenientes de diversas energías, que corresponden a las distintas longitudes de onda del espectro solar. Además, (Rodríguez, 2022) reiteró que "el efecto fotovoltaico es la suficiencia que poseen ciertos elementos químicos de atraer fotones y luego dejar fluir una corriente de electrones que, de ser capturados, pueden

ser utilizados como electricidad". De esta forma, cuando los fotones entran en contacto con la célula fotovoltaica, pueden reflejarse o electrones que absorben y luego transfieren su energía a los átomos de la batería. Por tanto, es necesario extraer los electrones liberados del material antes de que puedan combinarse con los "huecos".

Una forma de lograrlo es introducir sustancias químicas en los materiales semiconductores que ayuden a crear un exceso de electrones y agujeros. Estos elementos se denominan dopantes y el proceso de incorporarlos a un semiconductor se denomina dopaje. Los materiales semiconductores reciben un régimen diferente para que la energía transferida por los fotones a los electrones del material mencionado no se transforme en calor inútil después de algunas colisiones mientras que los electrones se mueven mediante de la red atómica (Vargas & Ortega, 2020).

1.4.2. Células Fotovoltaicas

La transformación de la radiación solar en corriente eléctrica se realiza en una célula fotovoltaica, un artefacto compuesto por una lámina de material semiconductor de espesor variable entre 0,25 milímetros y 0,35 milímetros, principalmente cuadrada y con una superficie de unos 100 centímetros cuadrados (Méndez Muñiz & Cuervo Garcia, 2019, pág. 64).

Los paneles fotovoltaicos están constituidos por células fotovoltaicas construidas por cristales de silicio distinguido en tres clases con diferente eficiencia, rendimiento y precio, teniendo así las siguientes:

Tabla 3

Eficiencia de los paneles solares de silicio

Clase de Silicio	Eficiencia
Panel de silicio monocristalino	12 – 16%
Panel de silicio policristalino	10 – 12%
Panel de silicio amorfo	6 – 8%

Nota. Eficiencia del panel solar de acuerdo con su construcción. Fuente. <http://www.textoscientificos.com>.

En las instalaciones fotovoltaicas es necesario saber el funcionamiento de cada

elemento que constituye el sistema. (Perez, 2022) aporta a esto mencionando que “cuando se produce la conversión fotovoltaica, la conversión más común es la del silicio cristalino; la luz que incide a través de la celda genera una diferencia de potencial y una corriente disponible.” (pág. 3).

Para la producción de energía eléctrica en los módulos fotovoltaicos las células solares son conectadas entre sí con el fin de obtener un voltaje y una corriente adecuada que permita determinar la potencia. Por otro lado, Méndez Muñoz & Cuervo García (2019) afirman que: “Las fotocélulas constan de una capa fina de material tipo "n" y una capa más grande de material tipo "p", si las dos capas se encuentran aisladas son eléctricamente neutras y cuando se conectan crean un campo eléctrico en el enlace (p-n).” (pág. 64).

1.5. Normativa para sistemas fotovoltaicos

Actualmente, en el Ecuador prevalecen las políticas y regulaciones existentes, y los derechos de los consumidores o usuarios finales que reciben servicios públicos de electricidad se determinan con base en los fundamentos constitucionales de eficiencia, responsabilidad, calidad, precio razonable y continuidad. Además, el artículo 26 de la “Ley de Organización de los Servicios Públicos de Energía” establece que “de conformidad con lo establecido en la Constitución, promover la utilización de tecnologías limpias y fuentes alternativas de energía e iniciar el desarrollo de sistemas energéticos sustentables que utilicen energías renovables” (LOSPEE, 2015, p.12).

El país cuenta con un Plan Nacional de Eficiencia Energética (PLANEE, 2017), mismo que, su objetivo es incrementar la utilización de recursos energéticos que se consideran eficientes en los sectores residencial, comercial e industrial, al tiempo que aplica una regulación que permita regular estándares basados en el uso de energía renovable en células solares.

1.6. Generación Distribuida para Autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica.

La (REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-001/21, 2021) establece determinadas circunstancias para el progreso, implementación e intervención de sistemas de micro generación fotovoltaica de consumo con una capacidad nominal delimitada no superior a 100kW. Cabe señalar que estas instalaciones se ubican en tejados, superficies de viviendas o en edificios de tipo residencial y general definidas en la tarifa de baja o media tensión.

La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables en la (REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-001/21, 2021) Menciona que “las normas básicas tienen por objeto desarrollar las reglas para el otorgamiento de permisos, conexión, puesta en funcionamiento y operación de sistemas de producción de distribución basados en recursos energéticos renovables para el autoabastecimiento de los clientes regulados.” (p, 4). A continuación, en la Tabla 4 se realiza una descripción de la normativa con cada uno de los pasos que se debe realizar para el desarrollo de un proyecto de abastecimiento eléctrico mediante recursos renovables no convencionales.

Tabla 4

Descripción Regulación Nro. 001/21

Art.6 Marco normativo de la Generación Distribuida para autoabastecimiento de consumidores regulados de energía eléctrica	
Parámetros	Características
Caracterización de un SGDA	<ul style="list-style-type: none"> • Potencia nominal menor a 1 MW. • Se realiza la conexión en sincronismo con los sistemas de distribución • Aprovechamiento de recursos energéticos renovables
Requisitos para la instalación de un SGDA	<ul style="list-style-type: none"> • El proponente presenta la información establecida Anexo 1 • Datos generales del proveedor de SGDA • La empresa de provisión registrará la fecha de recepción
Habilitación de los SGDA	<ul style="list-style-type: none"> • Solicitud de factibilidad para SGDA categoría 1: (potencias nominales) $q \leq 30$ kW (conexión trifásica), $q \leq 20$ kW (conexión bifásica) y $q \leq 10$ kW (conexión monofásica). • Solicitud de factibilidad para SGDA categoría 2: (potencias nominales) $q \geq 30$ kW (conexión trifásica), $q \geq 20$ kW (conexión bifásica) y $q \geq 10$ kW (conexión monofásica). • Ubicación del inmueble o predio • Documento que certifique la titularidad, posesión legítima del inmueble o predio donde se implementará el SGDA • Esquema de conexión

Intercambio de energía consumidor
– red de distribución

- La compañía de provisión efectuará el balance neto mensual de la energía otorgada y consumida por el usuario con SGDA, según la siguiente expresión:

$$\Delta E = (\text{Energía consumida de la red} - \text{Energía inyectada a la red})$$

ΔE Resultado del balance neto < 0; remanente negativo

ΔE Resultado del balance neto > 0; remanente positivo

Nota: Información tomada de la (REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-001/21, 2021)

CAPÍTULO 2

Dimensionamiento del sistema fotovoltaico

En este capítulo se realiza el dimensionamiento del sistema fotovoltaico conectado a la red el cual permite generar mediante el recurso solar energía eléctrica para el auto sustento de una residencia, comercio o industria y en el caso de ser posible otorgar los excedentes a la red de distribución para generar un ahorro económico como lo permite y estimula la REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-001/21.

2.1. Herramientas

Para la realización del presente proyecto de investigación se utilizo multiples herramientas, asi como las bases de datos para determinar los niveles de irradiacion solar en el lugar de estudio, planillas electricas, normativas, catalogos, entre otros, para con ello dar cumplimiento a la metodologia expuesta a continuacion:

- Base de datos NASA POWER (Prediction Of Worldwide Energy Resources).
- Base de datos PVGIS (Photovoltaic Geographic Information System).
- Atlas solar del Ecuador.
- Regulación Nro 001/21.
- Google Maps.
- Catálogos de los distintos componentes.

2.2. Metodología

Esta sección está dedicada al dimensionamiento del SFCR en ambientes residenciales, comerciales e industriales de la ciudad de Ibarra, para lo cual se utiliza una metodología específica para establecer técnicas y procesos que aprueban la realización de una investigación lógica y sistemática, se consideró como punto de partida las condiciones iniciales de implementación de los sistemas fotovoltaicos, hasta el estudio de factibilidad económica del sistema, para lo cual se elabora un flujograma detallando el procedimiento a seguir en secuencia. El flujograma se indica en la Figura 9.

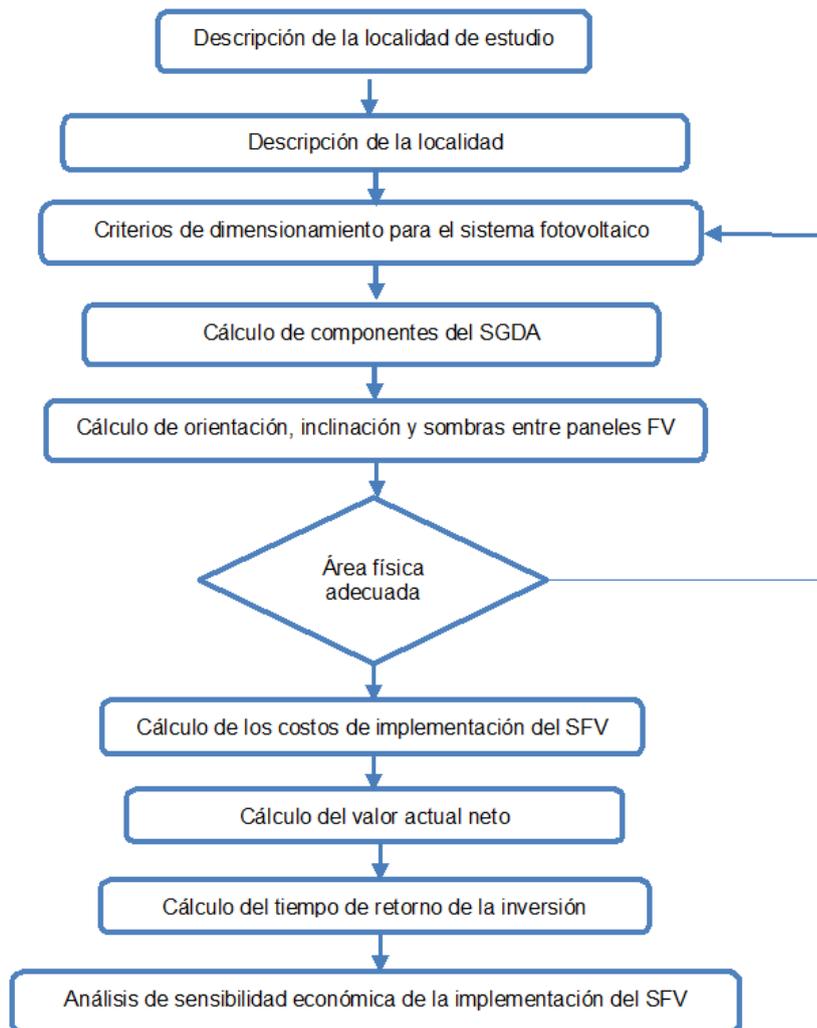


Fig. 9 Metodología de investigación

Fuente: Elaboración Propia

A continuación, se detalla cada proceso mostrado en la figura 9, sobre el análisis de factibilidad para la ejecución de una red fotovoltaica y la determinación de costo-beneficio en el sector residencial, comercial e industrial.

1. Solicitar al usuario la información requerida del Anexo 1, para a continuación requerir la información del porcentaje energético a respaldar o la planilla de los consumos energéticos mensuales del lugar de implementación para validar la solicitud de instalación del SGDA.
2. Evaluar las condiciones del lugar de instalación y obtener los valores medios mensuales de radiación solar para la ciudad de Ibarra por medio del sistema NASA POWER.
3. Analizar los requerimientos iniciales para el dimensionamiento del SGDA de acuerdo con el usuario existente.

4. Seleccionar el módulo fotovoltaico e inversor, considerando la disponibilidad del mercado nacional y luego determinar el número total de paneles y la configuración del arreglo FV según las características de entrada/salida del inversor.
5. Obtener parámetros de orientación, sombras, inclinación óptima y distancia entre paneles FV.
6. Calcular el área total de la instalación de acuerdo con la disponibilidad existente, si sobrepasa el área total disponible, se requiere de re seleccionar el módulo FV e inversor, tal como se menciona en el paso 3 y seguir los procesos correspondientes.
7. Cotizar la venta e instalación del SFVCR, en la mayoría de empresas que fabrican y distribuyen los elementos que conforman el generador fotovoltaico.
8. Estimar los valores actuales neto para la inclusión de las cantidades económicas de los costos y beneficios de ejecución del sistema.
9. Cálculo del tiempo estimado de retorno de la inversión, incluidos los costos de implementación del sistema y el valor económico de uso.
10. Dependiendo del tipo de usuario estudiado, hacer recomendaciones para la implementación de este sistema a corto o largo plazo dentro del municipio de Ibarra.

2.2.1. Revisión documental de requisitos

El cliente interesado en implementar un SGDA deberá tomar en cuenta que la puesta en marcha del sistema está supeditado a la transmisión de factibilidad de interconexión con la compañía distribuidora y requisitos como los mostrados en la Tabla 5.

Tabla 5

Requisitos necesarios para la instalación de un SGDA

Art. 9 Requisitos previos a la instalación de un SGDA	
Parámetros	Características
Factibilidad de conexión	<ul style="list-style-type: none">• Solicitud de factibilidad de conexión de un SGDA basado en el *Anexo 1• Solicitud de factibilidad para SGDAs categoría 1: potencias nominales menores o iguales a 30 kW para conexión trifásica, 20kW para conexión bifásica y 10 kW para conexión monofásica.• Solicitud de factibilidad para SGDAs categoría 2: mayores o iguales a 30 kW para conexión trifásica, 20kW para conexión bifásica y 10 kW para conexión monofásica.• Objeciones a condiciones requeridas por la distribuidora

Nota: Información tomada de la (REGULACIÓN Nro. ARCERNNR-001/21, 2021).

** Anexo 1 de la regulación*

2.2.2. Irradiación de la localidad de estudio

Para seguir con el dimensionamiento del SGDA, es necesario obtener datos de irradiación solar ($kW/m^2/día$) en el sitio de estudio, para ello, se han utilizado antecedentes de diversas fuentes y páginas, esta información consultada proviene de las siguientes entidades: NASA, PVGIS y Meteonorm. De tal manera permita la obtención de datos sobre irradiación del sitio exacto y finalmente, se compararán toda la información, y se escogerán según la calidad de veracidad de los mismos.

En la Tabla 6 se indica una comparación respecto a la irradiación solar en la ciudad de Ibarra.

Tabla 6

Comparación de la información de la radiación solar obtenida.

Diferentes datos de la irradiación diaria promedio mensual de la ciudad de Ibarra			
MES	N.A.S.A.	PVGIS	Meteonorm
	<i>kWh/m²/días</i>	<i>kWh/m²/días</i>	<i>kWh/m²/días</i>
Enero	3,96	5,56	4,79
Febrero	4,09	5,51	4,42
Marzo	4,35	4,53	4,92
Abril	4,17	4,53	5,10
Mayo	3,91	5,18	5,20
Junio	3,80	4,32	5,15
Julio	4,03	5,26	5,05
Agosto	4,05	5,18	5,04
Septiembre	3,88	5,29	4,71
Octubre	3,86	5,30	4,44
Noviembre	3,74	5,87	4,61
Diciembre	3,69	5,50	4,60

Se puede cotejar las diferencias entre las diversas fuentes de datos seleccionadas y estas son las siguientes:

- Los datos entregados por la entidad N.A.S.A son datos almacenados durante los últimos veintidós años.
- Los datos receptados por el sistema PVGIS son una media mensual anual entre 2005 y 2015.
- Meteonorm aporta información que no es receptada por ningún satélite como así sucede con las otras fuentes, sino que ejecuta una interpolación con información de los últimos años para realizar una media.

Por estas circunstancias, luego de identificar cada observación, se determinó que la fuente de información que mejor representa el panorama climático para el diseño de instalaciones posteriores es la base de datos de la NASA, ya que por un lado permite promedios mensuales entre diferentes intervalos de tiempo y por otro lado ayuda a hacer predicciones futuras ya que almacena datos más recientes.

- **Hora solar pico**

Es el número de horas diarias en que se dispone de la irradiancia solar máxima o precisamente la ideal equivalente a 1000 W/m^2 que incide sobre la superficie de cada panel solar que compone la instalación fotovoltaica, para definir la hora solar pico (HSP), se deberá calcular primeramente la irradiación promedio mensual empleando la (Ecuación 1).

$$I_{mp} = \frac{\sum_{i=mes\ 1}^{mes\ 12} I_{mensual_i}}{12\ meses} = \frac{I_{ene} + I_{feb} + I_{mar} + \dots + I_{dic}}{12\ meses} \quad (\text{Ecuación 1})$$

A partir de los datos de la tabla 7 se calculará la irradiancia promedio mensual I_{mp} [$kWh/m^2/día$], la cual será requerida para determinar el HSP de acuerdo con la (Ecuación 2).

$$HSP = \frac{I_{mp} \text{ Wh/m}^2}{1000 \text{ W/m}^2} \quad (\text{Ecuación 2})$$

Donde:

HSP: Hora solar pico [h]

I_{mp} : Irradiación promedio mensual [$kWh/m^2/día$]

Este valor se utilizará para definir la cantidad de paneles fotovoltaicos necesitará el sistema.

- **Inspección del lugar de implementación del SGDA**

Hay varios factores que se deben considerar para que se califique a un lugar como óptimo para la instalación, se debe realizar una inspección del lugar en el cual se procederá a realizar la instalación y determinar el área con orientación norte que está se encuentre habilitada para los paneles fotovoltaicos. Además, hay que decidir si hacerlo en el tejado o en el suelo. Si los paneles se montan en un techo, se debe determinar la altura, el área utilizable, el ángulo del techo con respecto al suelo y si las condiciones estructurales soportan el peso y el esfuerzo adicionales asociados con la exposición al viento del colector solar.

Debe existir un lugar óptimo para aprovechar los recursos solares disponibles,

libre de sombras de obstáculos que puedan bloquear los rayos del sol, los paneles solares deben estar bien ubicados, fáciles de limpiar y mantener, deben estar colocados de tal manera que no puedan ser dañados y manipulados por niños. No se debe colocarlos en zonas con chimeneas industriales o calles polvorientas.

2.2.3. Criterios de dimensionamiento para el sistema fotovoltaico

Para dimensionar el SGDA, se consideró analizar tres metodologías existentes, una de ellas es la utilización de la información energética mensual por medio la factura eléctrica brindada por la compañía distribuidora de energía eléctrica al usuario (planilla de luz eléctrica), la otra es consiste en dimensionar el sistema por el mes de mayor consumo eléctrico y la última por medio del levantamiento de información de las cargas existentes dentro de la propiedad en análisis (menú energético).

- **Consumo eléctrico promedio mensual**

Dentro del entorno ya sea residencial, comercial o industrial existe cierta cantidad de demanda energética que las empresas distribuidoras comercializan de manera mensual y la entrega de este mediante planillas de luz eléctrica, siendo estas la factibilidad del pago del servicio eléctrico que brinda a sus clientes y en ella se puede evidenciar datos que son de importancia para el dimensionamiento fotovoltaico como el consumo mensual de energía eléctrica (Romero Márquez, 2020), en la figura 10 se indican los gráficos de barras del consumo energético en los últimos 12 meses.

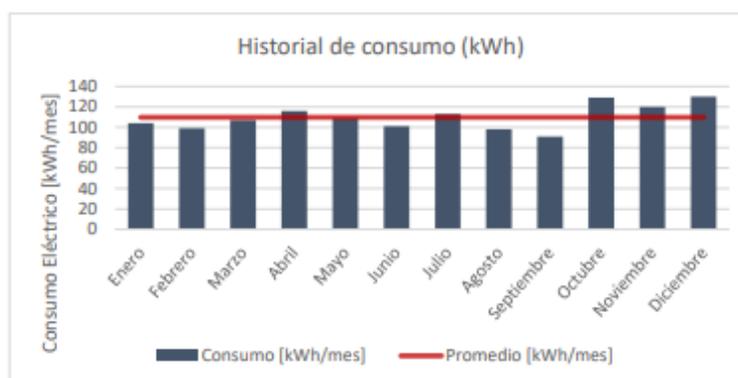


Fig. 10 Consumo eléctrico promedio de una residencia

Fuente: (Romero Márquez, 2020)

Se puede observar que no existe un consumo estándar debido al uso gratuito de la carga, por lo que se debe realizar el levantamiento de la información de consumo de energía mes a mes para obtener el valor promedio de electricidad producida [kWh]/mes que la energía solar la planta puede proporcionar. Para calcular el valor medio de consumo eléctrico se emplea la (Ecuación 3).

$$E_{pcm} = \frac{\sum_{i=mes 1}^{mes 12} E_{mensual_i}}{12 \text{ meses}} = \frac{E_{ene} + E_{feb} + E_{mar} + \dots + E_{dic}}{12 \text{ meses}} \quad (\text{Ecuación 3})$$

Donde:

E_{pcm} : Energía promedio de consumo mensual [kWh/mes]

E_m : Energía consumida mes a mes [kWh/mes]

Para determinar la energía diaria necesaria en [Wh/día] que deberá otorgar el sistema fotovoltaico se asume un promedio de 30 días por mes teniendo así la (Ecuación 4).

$$E_{Gen} = \frac{E_{pcm} * 1000 \text{ Wh/kWh}}{30 \text{ d/mes}} \quad (\text{Ecuación 4})$$

Donde:

E_{Gen} : Energía diaria generada [kWh/día]

E_{pcm} : Energía promedio de consumo mensual [kWh/mes]

- **Mes de mayor consumo eléctrico**

Como su nombre indica, el método se basa en mapear los datos de consumo eléctrico descritos en los esquemas de iluminación vendidos por las empresas distribuidoras, donde se seleccionarán los meses de mayor consumo eléctrico como en la figura 11.

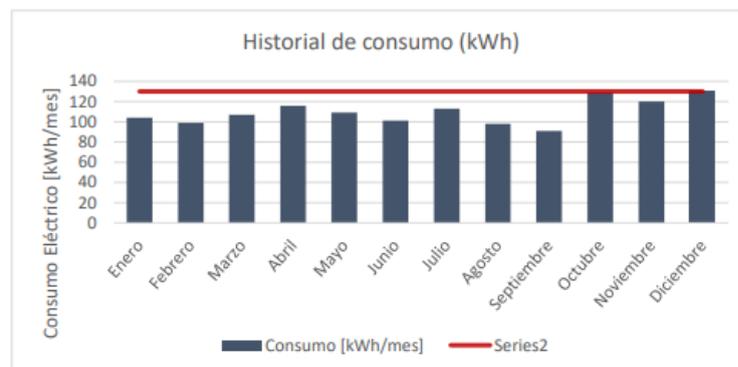


Fig. 11 Mes de mayor consumo eléctrico

Fuente: (Romero Márquez, 2020)

La energía requerida en [Wh/día] que deberá suplir el sistema fotovoltaico dicha demanda es dada por la (Ecuación 5):

$$E_{Gen} = \frac{E_{cm} * 1000 \text{ Wh/kWh}}{N_d} \quad (\text{Ecuación 5})$$

Donde:

E_{cm} : Energía eléctrica durante el mes de consumo mayor [kWh/mes]

N_d : Cantidad de días del mes con el mayor consumo

- **Levantamiento de cargas empleadas**

Según (Castrillo, 2017) el proceso incluye un informe energético de los valores de potencia nominal y consumo de energía para todas las cargas eléctricas, así como las horas de funcionamiento., para ello se crea un formato que ayuda de conocer con certeza, la energía que se consume en casa, comercio o industria como muestra la figura 12.

MENU ENERGETICO							
Cant	Equipos	Potencia Nominal [W]	Horas	F. Arran.	F. Sim.	Potencia Total Cons. [W]	Energia Cons.
	A						
	B						
						Total	
						% Exp.	
						E. Gen. Cons.	

Fig. 12 Factores para considerar para el levantamiento de cargas

Fuente: Autor

Donde:

$Cant$: Número de equipos utilizados dentro del entorno

$Potencia\ Nominal\ [W]$: Potencia consumida por cada equipo

$Horas$: Tiempo de funcionamiento

$F.Arran.$: Factor de arranque únicamente empleado para motores

$F.Sim.$: Factor de simultaneidad

$Potencia\ Total\ Cons.\ [W]$: Potencia total consumida

$Total$: Sumatorio total global de consumo

$\% Exp.$: Porcentaje adicional para futuras cargas

E. Gen. Cons. : Energía total consumida a generar por el SGDA

La potencia consumida es la mostrada en la (Ecuación 6):

$$P_{cons} = Potencia\ Nominal \cdot Cant \cdot F_{Arran} \cdot F_{Sim} \quad (Ecuación\ 6)$$

Mientras que la energía total diaria en Wh/día de generación necesaria será determinada por la (Ecuación 7):

$$P_{Gen} = P_{cons} \cdot Horas \quad (Ecuación\ 7)$$

- **Porcentaje de ahorro energético**

Con base en el consumo promedio mensual o relevamiento del inmueble donde se planea implementar el sistema solar se determinará su tamaño, porcentaje de ahorro de energía (P_{ae}) se establece con la (Ecuación 8) y varía entre 1 % a 100 % para la posición de ahorro energético y autoconsumo, y de 101 % hacia delante para la posición ser generador, es decir qué porcentaje adicional se inyectará a la red pública.

$$E_{Gen} = \frac{E_{pcm} * P_{ae}}{100\%} \quad (Ecuación\ 8)$$

Donde:

P_{ae} : Porcentaje de ahorro energético [%]

2.2.4. Dimensionamiento del sistema de generación distribuida para autoabastecimiento

Considerando el ámbito residencial, comercial, el tamaño se elegirá en base al consumo mensual promedio o al consumo máximo mensual, ya que el equipo trabaja en paralelo con la red pública de baja tensión, se debe considerar si existen cargas que Necesita altos requisitos de energía y alta potencia en este entorno, que se utiliza comúnmente en todo tipo de industrias de motores eléctricos.

Por otro lado, a nivel industrial se deben crear modelos de simulación energética para estudiar todas las cargas utilizando factores de simultaneidad, tiempos de operación equivalentes y porcentajes de expansión energética que el diseñador tiene en cuenta.

- **Cálculo de componentes**

Es importante determinar el dimensionamiento del sistema fotovoltaico de manera adecuada, ya que esto permitirá un uso óptimo de cada componente y el aprovechamiento de estos según la aplicación deseada, para ello es necesario partir de la estimación de la carga demandada y los ángulos de orientación e inclinación como parámetros iniciales. A continuación, se aborda las respectivas ecuaciones para el dimensionamiento de los componentes requeridos para un sistema fotovoltaico.

- **Número de paneles fotovoltaicos**

Según los factores mencionados con anterioridad, para determinar la cantidad de paneles fotovoltaicos a utilizarse, se ocupará el método de hora solar pico, teniendo en cuenta la energía necesaria medida en [Wh/día]. La cantidad de paneles fotovoltaicos deberá ser un valor entero adimensional que represente el valor exacto para cubrir la necesidad de abastecimiento energético del sistema fotovoltaico diseñado, para esto se calcula con la (Ecuación 9).

$$N_p = \frac{E_{Nec}}{W_p \cdot (HSP_T)_{\alpha,\beta} \cdot (1 - \eta_d)} \quad \text{(Ecuación 9)}$$

Donde:

N_p : Cantidad de paneles necesarios

E_{Nec} : Energía necesaria para suplir la demanda energética

HSP : Horas de sol pico incidente sobre la superficie de los paneles [W]

W_p : Potencia pico por panel [W]

β : Inclinación del panel

α : Orientación del panel

η_d : Factor global que indica las pérdidas producidas por el generador fotovoltaico.

De igual forma se calcula la potencia nominal instalada (P_o) del generador fotovoltaico requisito principal en el proceso para su puesta en funcionamiento, el cual se lo

determinará con la (Ecuación 10).

$$P_0 = \frac{N_p \cdot W_p}{1000W_p/kW_p} \quad (\text{Ecuación 10})$$

Donde:

P_0 : Potencia pico del generador fotovoltaico [kW]

W_p : Potencia del panel [W]

- **Área de instalación requerida**

El área necesaria de emplazamiento será dada por la (Ecuación 11).

$$A_{req} = N_p \cdot A_{panel} \quad (\text{Ecuación 11})$$

Donde:

A_{req} : Superficie necesaria de emplazamiento [m²]

N_p : Cantidad de paneles fotovoltaicos

A_{panel} : Superficie del panel fotovoltaico a emplear [m²]

- **Inversor**

La señal de tensión que proporciona el sistema fotovoltaico es continua, por lo que debe ser acondicionada a señal de tensión AC antes de poder acoplarse a la red, por lo que el inversor DC/AC es el dispositivo encargado de acondicionar la señal de tensión, ya que realiza Conversión de CC a CA y cumple con el voltaje efectivo, la frecuencia, el voltaje y la tasa de distorsión armónica de la forma de onda actual, la eficiencia y el rendimiento, la seguridad eléctrica y otros requisitos determinados (Carreras, 2019).

1. Factores para el diseño de inversores conectados a la red.

- a) Rango de voltajes de entrada del seguidor MPPT del inversor ($V_{inv\ min} - V_{inv\ máx}$).

Este rango requiere cubrir los valores mínimo y máximo que el sistema fotovoltaico posibilita entregar en el instante de máxima potencia descrita para una temperatura de célula de 70°C y -10°C. En ambas circunstancias con una irradiancia de 1000 W/m².

$$V_{inv\ mín} \leq V_{G\ mpp(70^{\circ}C)} \quad (\text{Ecuación 12})$$

$$V_{inv\ máx} \geq V_{G\ mpp(-10^{\circ}C)} \quad (\text{Ecuación 13})$$

b) Tensión máxima ($V_{máx\ vacío}$)

El inversor requiere de un soporte sobre la tensión o voltaje máximo que posibilita otorgar el generador fotovoltaico en circuito abierto o sin carga, considerando una temperatura de célula de $-10^{\circ}C$ a una irradiancia de $1000\ W/m^2$.

$$V_{máx\ vacío} \geq V_{G\ oc(-10^{\circ}C)} \quad (\text{Ecuación 14})$$

c) Intensidad máxima ($V_{máx\ vacío}$)

El inversor requiere tener una capacidad de soportar la intensidad de cortocircuito del generador cuando exista una temperatura de la célula de $70^{\circ}C$ a una irradiancia de $1000\ W/m^2$.

$$I_{inv\ máx} \geq I_{G\ sc(70^{\circ}C)} \quad (\text{Ecuación 15})$$

2. Determinación de los factores del panel fotovoltaico dentro del rango de temperaturas con respecto a la ubicación de estudio.

a) Valor mínimo de rango:

$$V_{mpp(70^{\circ}C)} = V_{mpp} + \beta \cdot (T - 25) \quad (\text{Ecuación 16})$$

b) Valor máximo de rango:

$$V_{mpp(-10^{\circ}C)} = V_{mpp} + \beta \cdot (T - 25) \quad (\text{Ecuación 17})$$

c) Tensión mínima en vacío del módulo fotovoltaico:

$$V_{oc(70^{\circ}C)} = V_{oc} + \beta \cdot (T - 25) \quad (\text{Ecuación 18})$$

d) Tensión máxima en vacío del módulo fotovoltaico:

$$V_{oc(-10^{\circ}C)} = V_{oc} + \beta \cdot (T - 25) \quad (\text{Ecuación 19})$$

e) Intensidad máxima del módulo fotovoltaico:

$$I_{sc(70^{\circ}\text{C})} = I_{sc} + \alpha \cdot (T - 25) \quad (\text{Ecuación 20})$$

Donde:

V_{mpp} : Voltaje pico del módulo fotovoltaico (V).

β : Coeficiente de temperatura de V_{oc} (mV/°C).

T : Temperatura de célula de respectivamente.

V_{oc} : Voltaje de circuito abierto del módulo fotovoltaico (V).

I_{sc} : Corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico (A).

T : Temperatura de célula de respectivamente.

α : Coeficiente de temperatura de I_{sc} (mA/°C).

3. Ubicación horizontal y vertical de los módulos fotovoltaicos.

Dentro de un sistema fotovoltaico los módulos fotovoltaicos se conectan entre sí en forma de arreglos, donde dichas conexiones pueden ser en serie o paralelo dependiendo de las características de entrada del inversor, valor de salida de cada módulo y los parámetros de funcionamiento deseados.

a) Cantidad mínima de módulos en serie (N_s).

$$N_s \geq \frac{V_{inv\ mín}}{V_{mpp(70^{\circ}\text{C})}} \quad (\text{Ecuación 21})$$

b) Cantidad máxima de módulos en serie.

$$N_s \leq \frac{V_{inv\ mín}}{V_{mpp(-10^{\circ}\text{C})}} \quad (\text{Ecuación 22})$$

c) Número mínimo de módulos en paralelo (N_p).

$$N_p \geq \frac{V_{inv\ máx}}{I_{sc(70^{\circ}\text{C})}} \quad (\text{Ecuación 23})$$

- **Dimensionamiento de conductores**

El calibre de los conductores eléctricos es otro aspecto importante para el perfecto desempeño del dispositivo, así como para la seguridad y posibles pérdidas ocasionadas por efecto Joule. Para ello, se determina la longitud y la sección

transversal o diámetro de los enlaces de corriente continua (CC) y corriente alterna (AC).

Al calcular la sección transversal del conductor se debe tener en cuenta la sección transversal típica del conductor del sistema de células solares conectado a la red como se indica en la figura 13.

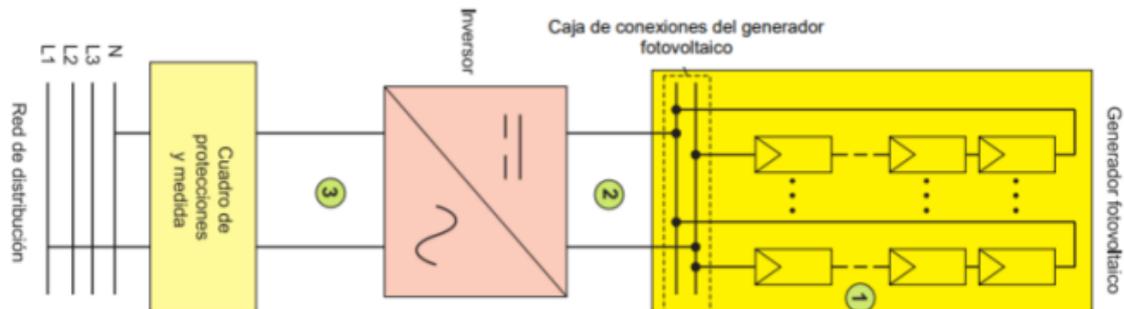


Fig. 13 Tramos de líneas en un SFCR

Fuente: (Castejon & Santamaria , 2010)

En todos los segmentos, la resistencia de los cables de conexión deberá ser al menos del 125% con respecto a la resistencia máxima del generador, y la diferencia de tensión entre el generador y la red de distribución o el punto de conexión de la instalación interna no deberá exceder el 1,5%.

d) Corriente distribuida en cada sección del enlace del sistema fotovoltaico

Se determina mediante la siguiente ecuación (Ecuación 24)

$$I_n = 1,25 \cdot (I_{sc}) \quad \text{(Ecuación 24)}$$

Donde:

I_{sc} : Corriente de cortocircuito modulo fotovoltaico [A].

e) Voltaje pico del generador fotovoltaico en el ramal

Se determina mediante la siguiente ecuación (Ecuación 25)

$$V_{G\ mpp} = N_p \cdot V_{mpp} \quad \text{(Ecuación 25)}$$

f) Corriente nominal a la salida del inversor

Se determina mediante la siguiente ecuación (Ecuación 26)

$$I_{inv\ ca} = \frac{P_{n\ inv}}{V_{n\ ca} \cdot \cos\varphi} \quad (\text{Ecuación 26})$$

Donde:

$P_{n\ inv}$: Potencia nominal del inversor (kW).

$V_{n\ ca}$: Volteje nominal del sistema en corriente alterna (V).

$\cos\varphi$: Factor de potencia de la carga al final de la línea.

g) Sección Transversal o calibre del conductor eléctrico

Para determinar la sección o calibre de los tramos de corriente alterna para línea monofásica y corriente continua se emplea la siguiente ecuación (Ecuación 27)

$$S = \frac{2 \cdot I_n \cdot l \cdot \cos\varphi}{\Delta V \cdot V \cdot \gamma_\theta} \quad (\text{Ecuación 27})$$

Donde:

2 : Representa los conductores negativo y positivo.

l : Longitud de la línea [m].

ΔV : Caída de tensión máxima permitida [V].

V : Voltaje de la línea [V].

γ_θ : Conductividad del conductor a la temperatura de servicio θ prevista

($s \cdot m/mm^2$).

En los sistemas de CC se hacen uso de las fórmulas de circuitos monofásicos descartando el término $\cos(\varphi)$. El parámetro de conductividad del conductor requiere la consideración de la temperatura de trabajo del conductor que, para la situación normal de aislamiento termoplástico, a $90^\circ C$ es $\gamma_{90} = 45\ s \cdot m/mm^2$ y con $75^\circ C$ es $\gamma_{75} = 47\ s \cdot m/mm^2$.

2.2.5. Cálculo de Orientación, inclinación y sombras

Para que se logre capturar la máxima radiación solar es necesario considerar la orientación e inclinación del módulo fotovoltaico, considerando que mientras el módulo se encuentre inclinado en la misma dirección que el ángulo de latitud produce una cantidad óptima de captación de energía solar, sin embargo, la orientación e

inclinación del módulo fotovoltaico es establecida por los siguientes parámetros:

- **Orientación o Acimut (α)**

Es el ángulo que compone la proyección de un eje vertical perpendicular a la superficie del módulo en un plano horizontal con el meridiano de esa localidad. La orientación sur del arreglo fotovoltaico corresponde con el origen y toma el valor 0° , oeste a 90° , norte a 180° y este a 270° (Pérez Álvarez, 2019).

Ecuador al estar ubicado en el hemisferio sur debería considerar colocar los paneles solares orientados en sentido norte para maximizar la radiación solar en cada una de las celdas solares, además de considerar un dimensionamiento del acimut para las dos épocas del año (Crespo, 2021).

- **Inclinación o elevación (β)**

Es el ángulo que forma el área del módulo fotovoltaico en conjunto con el plano horizontal. El valor es 0° cuando el módulo está en posición horizontal y 90° para cuando el módulo se encuentra en posición vertical. En instalaciones estacionarias, el ángulo se fija según la latitud del sitio (Pérez Álvarez, 2019).

Para determinar la inclinación máxima de un panel solar fotovoltaico se considera la (Ecuación 28) y es importante considerar que el ángulo de inclinación se debe situar al lado derecho en horas del día y al lado izquierdo en horas de la tarde, consiguiendo así que a medio día el ángulo se encuentre en el centro del panel solar aprovechando el punto más alto de radiación solar generada (Crespo, 2021).

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 * [\varphi] \quad \text{(Ecuación 28)}$$

Donde:

β_{opt} : ángulo de inclinación óptima [grados]

φ : Latitud del lugar [grados decimales]

- **Distancia mínima entre fila de paneles**

A la hora de instalar un arreglo de paneles solares es importante tomar en cuenta que las sombras de estos pueden influir en el aprovechamiento del sistema fotovoltaico, siendo el distanciamiento entre los paneles un parámetro relevante. Para el cálculo de la sombra se parte conociendo la distancia mínima y la incidencia existente entre cada panel solar, además de considerar un triángulo rectángulo donde se tiene los ángulos de inclinación (β) y orientación (α) como se muestra en la figura

14.

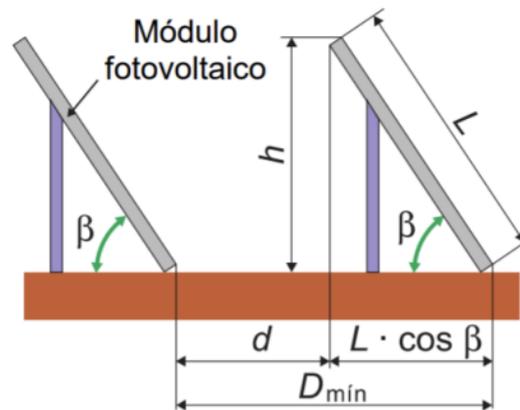


Fig. 14 Distancia requerida entre las filas de los paneles

Fuente: (Crespo, 2021).

A partir de esto es posible determinar la altura proyectada a través de la vertical de una fila se estima mediante el ángulo de inclinación y la longitud del panel con la (Ecuación 29).

$$h = L * \text{sen}(\beta) \quad (\text{Ecuación 29})$$

Donde:

h : La altura proyectada [m]

b : Ángulo de inclinación [°]

L : Ancho del panel [m]

Por otro lado, la distancia mínima requerida entre la parte inferior de las filas de los módulos se considera como un factor de instalación más práctico y se lo determina con la (Ecuación 30).

$$D_{\min} = \frac{h}{\text{tg}(61^\circ - \phi)} + L * \cos(\beta) \quad (\text{Ecuación 30})$$

Donde:

h : La altura proyectada [m]

b : Ángulo de inclinación [°]

ϕ : Latitud del lugar [°]

L : Ancho del panel [m]

2.2.6. Generación anual de energía

La generación anual de electricidad es una fracción del tamaño de la planta solar porque, aunque es un requisito de presentación de informes técnicos, ayuda a los usuarios y diseñadores a comprender el exceso de energía que se inserta a la red. El rendimiento debe resumirse en un informe que debe incluir el rendimiento mensual máximo teórico en función de la irradiación, la capacidad instalada y la productividad de la unidad.

La energía entregada que entrega una red fotovoltaica durante el transcurso del día se determina con la (Ecuación 29).

$$E_{dp} = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot P_{G \text{ máx}} \cdot PR}{G_{CEM}} \quad (\text{Ecuación 31})$$

Donde:

E_{dp} : Energía diaria inyectada en la red (kWh)

$G_{dm}(\alpha, \beta)$: Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano generador ($kWh/(m^2 \cdot dia)$).

$P_{G \text{ máx}}$: Potencia máxima o de pico del generador fotovoltaico (kW).

PR : Rendimiento energético de la instalación, expresado en tanto por uno.

G_{CEM} : Irradiancia en condiciones estándar de medida ($1 kW/m^2$ constante).

En el transcurso de un año, la energía se calcula de manera aproximada con la (Ecuación 29).

$$E_a = E_{dp} \cdot 365 \quad (\text{Ecuación 32})$$

Donde:

E_a : Energía anual producida ($kWh/año$)

2.2.7. Factor de planta

El factor de planta de un sistema de generación eléctrica se considera como la relación entre producción de electricidad real de la central en un lapso de tiempo definido y la producción de electricidad a plena carga durante el mismo lapso de tiempo (generalmente 1 año).

Se puede estimar utilizando la siguiente (Ecuación 29).

$$F_{PL} = \frac{\textit{Producción real anual}}{\textit{Producción teórica}} \quad (\text{Ecuación 32})$$

$$F_{PL} = \frac{\textit{Generación de energía real anual}}{P_0 \cdot 8760 \textit{ h}} \quad (\text{Ecuación 32})$$

En el caso de ser un sistema fotovoltaico enlazado a la red, no se toma en cuenta las 8760 *horas*, ya que este posee un tiempo de funcionamiento de $9 \frac{\textit{horas}}{\textit{día}}$, con un total de 3285 *horas* al año.

2.3. Casos de estudio

Como resultado de esta investigación, se realizará los casos de estudio descritos en la metodología de dimensionamiento SGDA para uso residencial, comercial e industrial de la ciudad de Ibarra, se determinaron con base en el consumo energético de los usuarios registrados en Empresa Eléctrica EMELNORTE S.A., cabe mencionar, que el uso de baterías para el almacenamiento de energía no se utilizó en ninguno de los casos de estudio.

2.3.1. Zona de concesión

La empresa eléctrica EMELNORTE S.A., actualmente cuenta con un área de concesión de alrededor de 11,987 km^2 , la misma que conforman: las provincias de Imbabura y Carchi, los cantones de Pedro Moncayo y Cayambe de la provincia de Pichincha, cantón Sucumbíos en la provincia del mismo nombre y los sectores de Alto Tambo y Durango en la provincia de Esmeraldas

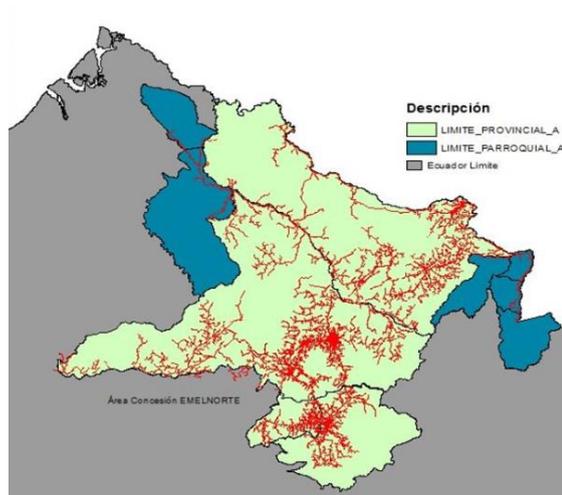


Fig. 15 Zona de distribución de la Empresa Eléctrica EMELNORTE S.A.,
Fuente: (Empresa Eléctrica Regional Norte S.A., 2020)

2.3.2. Información general sobre los usuarios de la Empresa Eléctrica EMELNORTE S.A.

Actualmente la Empresa Eléctrica EMELNORTE S.A., tiene aproximadamente de 268402 usuarios registrados, distribuidos tal como se observa en la Tabla 7.

Tabla 7

Usuarios Empresa Eléctrica EMELNORTE S.A.

Número de usuarios Enero - Diciembre 2022	
Residencial	212435 (79,15 %)
Comercial	26543 (9,89 %)
Industrial	1721 (0,64 %)
Otros	27704 (10,32 %)
Total	268402

2.3.3. Información general sobre los usuarios de la ciudad de Ibarra

Actualmente en la ciudad de Ibarra la empresa eléctrica EMELNORTE S.A., tiene un total de 83035 usuarios registrados, distribuidos tal como se indica en la Tabla 8.

Tabla 8*Usuarios eléctricos de la ciudad de Ibarra*

Número de usuarios Enero - Diciembre 2022 registrados en la ciudad de Ibarra	
Residencial	64256 (77,38 %)
Comercial	9622 (11,59 %)
Industrial	110 (0,13 %)
Otros	9047 (10,90 %)
Total	83095

2.3.4. Estratificación para Consumidores residenciales de la ciudad de Ibarra

Para la estratificación de los usuarios residenciales de la ciudad de Ibarra, corresponde al promedio de energía facturada de cada consumidor durante el año 2022, así como se indica en la Tabla 9.

Tabla 9*Estratificación usuarios residenciales*

Estratificación usuarios residenciales de la ciudad de Ibarra		
Estrato	Limites	Número de usuarios dentro del estrato
A	> 500	495
B	> 250 $a \leq 500$	3449
C	> 150 $a \leq 250$	10349
D	> 100 $a \leq 150$	14197
E	> 0 $a \leq 100$	36516

2.4. Dimensionamiento zona residencial

En las zonas residenciales el consumo es bajo a comparación de las otras, teniendo así que para el presente estudio se consideró la información del consumo mensual promedio de los usuarios residenciales del año 2022, dichos datos corresponden a 64256 personas de la ciudad de Ibarra, datos obtenidos de las facturas eléctricas de la empresa distribuidora y mostrados en la Tabla 10.

Tabla 10*Consumo del usuario residencial promedio en el año 2022*

Mes	Cpm
Enero	278 kWh/mes
Febrero	278 kWh/mes
Marzo	278 kWh/mes
Abril	279 kWh/mes
Mayo	279 kWh/mes
Junio	280 kWh/mes
Julio	280 kWh/mes
Agosto	280 kWh/mes
Septiembre	281 kWh/mes
Octubre	282 kWh/mes
Noviembre	282 kWh/mes
Diciembre	283 kWh/mes

Nota. Datos obtenidos de las planillas de luz de EMELNORTE, 2022.

2.4.1. Irradiación en función de la localidad

La investigación actual se la ejecuta en el Cantón Ibarra, Provincia de Imbabura sobre una terraza cuya inclinación es 0°. Para la ubicación de la vivienda se utilizó el software PVsyst de donde se obtuvieron los siguientes datos observados en la Tabla 11.

Tabla 11*Localidad de emplazamiento del sistema fotovoltaico*

Localidad de estudio	
Ciudad	Ibarra
Provincia	Imbabura
Latitud	0,35171
Longitud	-78,12233
Altitud	2206

La Tabla 12 muestra los valores de la radiación promedio diaria mensual obtenidos de la fuente de información de la NASA del año 2021 que servirán para el dimensionamiento del SGDA, por lo cual se realizó un promedio de la irradiación del lugar de estudio.

Tabla 12

Irradiación diaria promedio de la ciudad de Ibarra

Irradiación diaria promedio	
NASA	
MES	$kW/m^2/días$
Enero	3,96
Febrero	4,09
Marzo	4,35
Abril	4,17
Mayo	3,91
Junio	3,80
Julio	4,03
Agosto	4,05
Septiembre	3,88
Octubre	3,86
Noviembre	3,74
Diciembre	3,69
PROMEDIO	3,96

2.4.2. Estimación de la hora solar pico

Para calcular la hora solar pico (HSP) se estima a partir de la (Ecuación 1), considerando que la irradiación promedio mensual dentro de la ciudad de Ibarra es de $3,96 kWh/m^2$ de acuerdo con la Tabla 12.

$$HSP = \frac{3,96 kWh/m^2}{1000 W/m^2} = 3,96 \text{ horas}$$

2.4.3. Criterio de dimensionamiento

Es necesario determinar la potencia necesaria que debe cubrir el sistema fotovoltaico enlazado a la red de la zona residencial, para ello se empleará el método de consumo promedio mensual según la (Ecuación 3).

$$E_{pcm} = \frac{(278 + 278 + 278 + 279 + 279 + 280 + 280 + 280 + 281 + 281 + 282 + 282 + 283) kWh}{12 \text{ meses}}$$

$$E_{pcm} = 280 \text{ kWh/mes}$$

Para este caso el dimensionamiento del sistema fotovoltaico se lo realizará con un porcentaje a respaldar del 100%, por lo tanto, de la (Ecuación 8), se obtendrá la energía requerida en kWh/mes que deberá suplir el sistema fotovoltaico.

$$E_{Gen} = \frac{280 \frac{kWh}{mes} \cdot 100\%}{100\%} = 280 \frac{kWh}{mes}$$

Transformado de kWh a Wh:

$$E_{Gen} = 280 \frac{kWh}{mes} \cdot \frac{1000 \text{ Wh}}{1 \text{ kWh}} = 280000 \frac{Wh}{mes}$$

A este valor se le divide por el número de días del mes y se obtendrá la energía en kWh/día.

$$E_{Gen} = \frac{280000 \text{ Wh/mes}}{30 \text{ días/mes}} = 9333,33 \text{ Wh/día}$$

- **Estimación de la cantidad de paneles fotovoltaicos**

Para determinar el número de paneles fotovoltaicos en los sectores residencial, comercial e industrial se utilizaron componentes ya disponibles en el mercado nacional, como el panel solar de 500 W de la marca The Vertex Blacksheet Monocrystalline Module, cuyos parámetros se detallan en el Anexo 2. La fórmula para estimar el número de módulos fotovoltaicos es (Ecuación 9).

$$N_p = \frac{9333,33 \text{ Wh/día}}{(500 \text{ W}) \cdot (3,96) \cdot (0,7637)}$$

$$N_p = 6,17 \approx 6 \text{ paneles}$$

- **Área necesaria de instalación del SGDA**

De la (ecuación 11) el área necesaria empleada para este caso de estudio será la siguiente:

$$A_{req} = 6 \cdot 2,39 \text{ m}^2$$

$$A_{req} = 14,34 \text{ m}^2$$

- **Potencia nominal instalada**

De (Ecuación 10) la potencia nominal instalada será:

$$P_0 = \frac{6 \cdot 500 \text{ Wp}}{1000 \frac{\text{Wp}}{\text{kWp}}}$$

$$P_0 = 3,0 \text{ kWp}$$

- **Estimación del inversor**

El inversor se lo selecciona dependiendo de la potencia nominal instalada P_0 en este caso es de 3,0 kW a esto se debe considerar un factor de conservación que comúnmente es de 15% de la potencia de carga, obteniendo la siguiente potencia.

$$P_{inv} = 3,0 \text{ kW} \cdot 1,15$$

$$P_{inv} = 3,450 \text{ kW}$$

El inversor GROWATT modelo MIN 3600 TL-XE de 3,6 kW se puede conseguir en el mercado y genera una respuesta de conexión a la red de aproximadamente de cinco minutos mismo que fue escogido para el diseño del sistema, las características del mismo se muestran en el Anexo 3.

- Se continúa con la estimación de los factores del módulo fotovoltaico en el rango de temperaturas de -10°C y 70°C mismos que conforman las temperaturas máximas y mínimas.
- Valor mínimo de rango de la (Ecuación 16).

$$V_{mpp(70^{\circ}\text{C})} = 42,8 + \left(-134 \frac{\text{mV}}{^{\circ}\text{C}}\right) \cdot (70 - 25)$$

$$V_{mpp(70^{\circ}\text{C})} = 36,77 \text{ V}$$

i) Valor máximo de rango de la (Ecuación 17).

$$V_{mpp(-10^{\circ}\text{C})} = 42,8 + \left(-134 \frac{\text{mV}}{^{\circ}\text{C}}\right) \cdot (-10 - 25)$$

$$V_{mpp(-10^{\circ}\text{C})} = 47,49 \text{ V}$$

j) Tensión mínima en vacío del módulo fotovoltaico de la (Ecuación 18).

$$V_{oc(70^{\circ}\text{C})} = 51,7 + \left(-134 \frac{\text{mV}}{^{\circ}\text{C}}\right) \cdot (70 - 25)$$

$$V_{oc(70^{\circ}\text{C})} = 45,67 \text{ V}$$

k) Tensión máxima en vacío del módulo fotovoltaico de la (Ecuación 19).

$$V_{oc(-10^{\circ}\text{C})} = 51,7 + \left(-134 \frac{\text{mV}}{^{\circ}\text{C}}\right) \cdot (-10 - 25)$$

$$V_{oc(-10^{\circ}\text{C})} = 56,39 \text{ V}$$

l) Intensidad máxima del módulo fotovoltaico de la (Ecuación 20).

$$I_{sc(70^{\circ}\text{C})} = 12,28 + \left(4,9 \frac{\text{mA}}{^{\circ}\text{C}}\right) \cdot (70 - 25)$$

$$I_{sc(70^{\circ}\text{C})} = 12,5 \text{ A}$$

Tabla 13

Factores del módulo fotovoltaico dentro del rango de temperaturas

Parámetros del módulo fotovoltaico de (500 W)	
$V_{mpp(70^{\circ}\text{C})}$	36,77 V
$V_{mpp(-10^{\circ}\text{C})}$	47,94 V
$V_{oc(70^{\circ}\text{C})}$	45,67 V
$V_{oc(-10^{\circ}\text{C})}$	56,39 V
$AI_{sc(70^{\circ}\text{C})}$	12,5 A

Posteriormente, se estimará el arreglo fotovoltaico, para ello, la tensión de los módulos fotovoltaicos en serie no posibilita ser inferior a 80 V en la entrada del inversor, con la (Ecuación 21), se calcula que la cantidad de módulos en serie.

$$N_s \geq \frac{80 V}{36,77}$$

$$N_s \geq 2,17 \therefore 3 \text{ módulos}$$

Por otro lado, la tensión máxima no debe superar los 500 V, entonces:

$$N_s \leq \frac{500 V}{47,49}$$

$$N_s \leq 10,52 \therefore 11 \text{ módulos}$$

Teniendo que para este dimensionamiento se pueden emplear como mínimo 3 y como máximo 11 módulos en serie para cubrir la demanda necesaria por la zona residencial. Mientras que para determinar la cantidad de módulos en paralelo (Ecuación 23), se debe considerar la corriente del inversor

$$N_p \geq \frac{12,5 A}{12,5 A}$$

$$N_p \geq 1$$

De esto es posible determinar que se pueden realizar los siguientes arreglos para cubrir la demanda total de una residencia promedio con el uso de 6 módulos fotovoltaicos.

- 6 en serie
- 3 en paralelo y 3 en serie

Finalmente se verifica que el arreglo calculado satisfaga los parámetros del diseño del inversor enlazado a la red:

Rango de los voltajes de entrada del seguidor MPP del inversor (80 – 500 V_{cc}).

m) Valor mínimo del rango:

$$V_{G \text{ mpp}(70^\circ\text{C})} = V_{\text{mpp}(70^\circ\text{C})} \cdot N_s$$

$$V_{G \text{ mpp}(70^\circ\text{C})} = 36,77 \cdot 6$$

$$V_{G \text{ mpp}(70^\circ\text{C})} = 220,62 V$$

$$V_{\text{inv mín}} \leq V_{G \text{ mpp}(70^\circ\text{C})} \rightarrow 80 V \leq 220,62 V$$

n) Valor máximo de rango:

$$V_{G \text{ mpp}(-10)} = V_{\text{mpp}(-10^\circ\text{C})} \cdot N_s$$

$$V_{G\ mpp(-10^{\circ}\text{C})} = 47,94 \cdot 6$$

$$V_{G\ mpp(-10^{\circ}\text{C})} = 287,64\ \text{V}$$

$$V_{inv\ máx} \geq V_{G\ mpp(-10^{\circ}\text{C})} \rightarrow 500\ \text{V} \geq 287,64\ \text{V}$$

o) Voltaje máximo en vacío ($550\ \text{V}_{CC}$).

$$V_{G\ oc(-10^{\circ}\text{C})} = V_{oc(-10^{\circ}\text{C})} \cdot N_s$$

$$V_{G\ oc(-10^{\circ}\text{C})} = 56,39 \cdot 6$$

$$V_{G\ oc(-10^{\circ}\text{C})} = 338,34\ \text{V}$$

$$V_{máx\ vacío} \geq V_{G\ oc(-10^{\circ}\text{C})} \rightarrow 550\ \text{V} \geq 338,34\ \text{V}$$

p) Intensidad máxima a la entrada del inversor.

$$I_{G\ sc(70)} = I_{sc(70^{\circ}\text{C})} \cdot N_p$$

$$I_{G\ sc(70)} = 12,5\ \text{A} \cdot 1$$

$$I_{G\ sc(70)} = 12,5\ \text{A}$$

$$I_{inv\ máx} \geq I_{G\ sc(70^{\circ}\text{C})} \rightarrow 12,5\ \text{A} \geq 12,5\ \text{A}$$

El arreglo del sistema fotovoltaico estará constituido con seis módulos fotovoltaicos conectados en serie y cero en paralelo, esto después de que satisfaga con los parámetros establecidos en el diseño del inversor enlazado a la red.

- **Dimensionamiento del conductor eléctrico**

Los cables serán utilizados en aplicaciones fotovoltaicas que soportan todas las condiciones climáticas, para este sistema la longitud del panel al inversor es de 10 metros y la distancia del inversor al panel universal es de 5 metros, estos valores son los valores requeridos para el sistema exceder el 3% del voltaje nominal para sistemas solares. Por otro lado, en equipos FE conectados a red, la diferencia de tensión máxima admitida es del 1,5% de la tensión nominal.

De la (Ecuación 24) la corriente en cada tramo será:

$$I_n = 1,25 \cdot (12,28)$$

$$I_n = 15,35\ \text{A}$$

De la (Ecuación 25) se conoce el voltaje pico de la rama:

$$V_{G\ mpp} = 6 \cdot 42,8$$

$$V_{G\ mpp} = 256,8\ V$$

Y finalmente la sección o calibre del conductor se obtiene de la (Ecuación 27):

$$S = \frac{2 \cdot 15,35\ A \cdot 10\ m}{1,5\% \cdot 256,8\ V \cdot 45\ s \cdot \frac{m}{mm^2}}$$

$$S = 1,77\ mm^2 \ :. 2,08\ mm^2$$

Según los conductores comerciales (anexo 4) que se busca para el uso en la etapa de corriente continua corresponde al No. 14 AWG.

Para la parte de CA, la sección transversal del conductor se puede calcular considerando más del 125% de la potencia de salida del inversor o determinando la sección transversal del conductor.

De la (Ecuación 24) la corriente en el inversor será:

$$I_n = 1,25 \cdot (12,5)$$

$$I_n = 15,625\ A$$

De la (Ecuación 26) se conoce la corriente a la salida del inversor:

$$I_{inv\ ca} = \frac{3\ kW}{120\ V \cdot 1}$$

$$I_{inv\ ca} = 25\ A$$

$$I_1 = 1,15 \cdot (25\ A)$$

$$I_1 = 31,25\ A$$

La sección o calibre del conductor se obtiene de la (Ecuación 27):

$$S = \frac{2 \cdot 1 \cdot 31,25\ A \cdot 5\ m}{1,5\% \cdot 120\ V \cdot 45\ s \cdot \frac{m}{mm^2}}$$

$$S = 3,85\ mm^2 \ :. 5,26\ mm^2$$

Según el dimensionamiento se requiere de un conductor (anexo 4) para el uso en la etapa de corriente alterna No. 10 AWG 1 hilo THHN.

2.4.4. Producción anual de energía

Para estimar la energía diaria de cada mes, primero debemos obtener $G_{dm}(\alpha, \beta)$ y se debe considerar las pérdidas por inclinación (2,1 %). Con los datos de la

Tabla 12 se realiza la estimación de la energía insertada en la red empleando la (Ecuación 31):

q) Para el mes de enero:

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = 3,96 \frac{kWh}{m^2 \cdot día} \cdot 2,1\%$$

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = 3,87 \frac{kWh}{m^2 \cdot día}$$

El coeficiente de rendimiento 0,8 del sistema fotovoltaico tomando en cuenta las pérdidas.

$$E_{dp} = \frac{\left(3,87 \frac{kWh}{m^2 \cdot día}\right) \cdot (3 kWp) \cdot (0,8)}{1 \frac{kWh}{m^2 \cdot día}}$$

$$E_{dp} = 9,30 \frac{kWh}{m^2 \cdot día}$$

Tabla 14

Energía diaria generada por el sistema fotovoltaico

Valores medios mensuales y promedio anual producción de energía eléctrica				
MES	$G_{dm}(0) \frac{kWh}{m^2 \cdot día}$	$G_{dm}(\alpha, \beta) \frac{kWh}{m^2 \cdot día}$	PR	$E_d \frac{kWh}{día}$
Enero	3,96	3,87	0,8	9,30
Febrero	4,09	4,00	0,8	9,60
Marzo	4,35	4,26	0,8	10,21
Abril	4,17	4,08	0,8	9,79
Mayo	3,91	3,83	0,8	9,18
Junio	3,8	3,72	0,8	8,92
Julio	4,03	3,94	0,8	9,46
Agosto	4,05	3,96	0,8	9,51
Septiembre	3,88	3,80	0,8	9,11
Octubre	3,86	3,78	0,8	9,06
Noviembre	3,74	3,66	0,8	8,78
Diciembre	3,69	3,61	0,8	8,66
Promedio anual	3,96	4,05	0,8	9,30

El producto de la energía diaria por los días de cada mes y sumando se obtiene la producción anual tal y como se muestra en la Tabla 14.

Tabla 15*Energía mensual producida por la red fotovoltaica para el sector residencial*

Producción anual del sistema fotovoltaico conectado a la red			
MES	$E_d \frac{kWh}{día}$	Días por mes	Producción mensual $E_m (kWh)$
Enero	9,30	31	288
Febrero	9,61	28	269
Marzo	10,22	31	317
Abril	9,80	30	294
Mayo	9,19	31	276
Junio	8,93	30	268
Julio	9,47	31	294
Agosto	9,52	31	295
Septiembre	9,12	30	273
Octubre	9,07	31	281
Noviembre	8,79	30	264
Diciembre	8,67	31	269
Producción anual			3388

2.4.5. Factor de planta

Para este caso no se toma en cuenta las 8760 horas, esto porque la red generadora funciona 9 h/día, con un total de 3285 horas al año, de la (Ecuación 29). el factor de planta o factor de capacidad anual será:

$$F_{PL} = \frac{3387 kWh}{3 kW \cdot 3285 h} \cdot 100\% = 34,3\%$$

Esta característica muestra que el sistema instalado ha tenido un funcionamiento del 34.3% de su capacidad máxima nominal durante el año.

2.5. Dimensionamiento zona comercial

Para los sectores comerciales, el aumento en el gasto energético se relaciona con la cantidad de componentes que consumen energía y el tiempo que esto significa el uso, por lo que tomando en cuenta la información de este estudio sobre el consumo promedio mensual de los usuarios comerciales en 2022, los datos anteriores corresponden a Ibarra existen 9622 usuarios en la ciudad, y los datos se obtienen de las facturas de energía eléctrica de las empresas distribuidoras, como se indica en la

Tabla 15.

Tabla 16

Consumo del usuario comercial promedio en el año 2022

Mes	Cpm
Enero	979 kWh/mes
Febrero	976 kWh/mes
Marzo	977 kWh/mes
Abril	976 kWh/mes
Mayo	983 kWh/mes
Junio	979 kWh/mes
Julio	985 kWh/mes
Agosto	1144 kWh/mes
Septiembre	1335 kWh/mes
se	
Octubre	1435 kWh/mes
Noviembre	1235 kWh/mes
Diciembre	970 kWh/mes

Nota. Datos obtenidos de las planillas de luz de EMELNORTE, 2022.

2.5.1. Irradiación en la localidad

En este caso de estudio, el SGDA será dimensionado para la ciudad de Ibarra de acuerdo con las características de la Tabla 11, cabe mencionar que se implementara sobre una terraza cuya inclinación es de 0°. La irradiación mensual se recolecto por medio la base de datos NASA como se muestra en la Tabla 12.

2.5.2. Estimación de la hora solar pico

Para calcular la hora solar pico (HSP) el cual se estima a partir de la (Ecuación 1), considerando que la irradiancia promedio mensual de la ciudad de Ibarra es de 3,96 kWh/m² de acuerdo con la Tabla 12.

$$HSP = \frac{3,96kWh/m^2}{1000 W/m^2} = 3,96 \text{ horas}$$

2.5.3. Criterio de dimensionamiento

Es necesario determinar la potencia necesaria que debe cubrir el sistema fotovoltaico enlazado a la red del sector comercial, para ello se empleará el método de consumo promedio mensual según la (Ecuación 3).

$$E_{pcm} = \frac{(979 + 976 + 977 + 976 + 983 + 979 + 985 + 1144 +)}{1335 + 1235 + 970 + 1435} kWh$$
$$E_{pcm} = \frac{\quad}{12 \text{ meses}}$$

$$E_{pcm} = 1081 \frac{kWh}{mes}$$

Para este caso el dimensionamiento se lo realizará con un porcentaje a respaldar del 80%, por lo tanto, de la (Ecuación 8), se obtendrá la energía requerida en kWh/mes que deberá suplir el sistema fotovoltaico dicha demanda es:

$$E_{Gen} = \frac{1081 \frac{kWh}{mes} \cdot 80\%}{100\%} = 865 \frac{kWh}{mes}$$

Transformado de kWh a Wh:

$$E_{Gen} = 865 \frac{kWh}{mes} \cdot \frac{1000 Wh}{1 kWh} = 865000 \frac{Wh}{mes}$$

A este valor se le divide por el número de días del mes y se obtendrá la energía en kWh/día.

$$E_{Gen} = \frac{865000 \frac{Wh}{mes}}{30 \frac{día}{mes}} = 28833 \frac{Wh}{día}$$

- **Estimación de la cantidad de paneles fotovoltaicos**

Para determinar la cantidad de paneles fotovoltaicos, para el caso del sector comercial se emplearán módulos que se encuentren disponibles en el mercado

nacional como lo son los paneles solares de 500 W provenientes de la marca The Vertex Blacksheet Monocrystalline Module, cuyos parámetros se detallan en el Anexo 2, y según las características mostradas se procede determinar el número de módulos fotovoltaico a partir de la (Ecuación 9).

$$N_p = \frac{28833 \frac{Wh}{día}}{(500 W) \cdot (3,96) \cdot (0,7637)}$$

$$N_p = 19,06 \approx 20 \text{ paneles}$$

- **Área necesaria de instalación del SGDA**

De la (ecuación 11) el área necesaria empleada para este caso de estudio será la siguiente:

$$A_{req} = 20 \cdot 2,39 \text{ m}^2$$

$$A_{req} = 47,8 \text{ m}^2$$

- **Potencia nominal instalada**

De (Ecuación 10) la potencia nominal instalada será:

$$P_0 = \frac{20 \cdot 500 \text{ Wp}}{1000 \frac{\text{Wp}}{\text{kWp}}}$$

$$P_0 = 10 \text{ kWp}$$

- **Cálculo del inversor**

En sistemas superiores a 5 kW de potencia nominal la conexión a la red deberá ser en una red trifásica, por lo tanto, una de las alternativas será diferenciar al generador fotovoltaico en dos subgeneradores que puedan usar inversores monofásicos con una capacidad de 5 kW, conectadas a la red de forma equilibrada.

La potencia nominal de la red (10 kW) se reparte entre dos inversores de 5 kW por inversor, para ello en el mercado se puede encontrar el inversor GROWATT modelo MIN 5000 TL-XE de 5 kW y las características del mismo se indica en el Anexo 3.

De la Tabla 13 se obtendrá el arreglo fotovoltaico, para ello, la tensión de los módulos fotovoltaicos en serie requiere una inferioridad de 80 V a la entrada del inversor, con la (Ecuación 21), se obtiene que la cantidad de módulos en serie.

$$N_s \geq \frac{80 V}{36,77}$$

$$N_s \geq 2,17 \therefore 3 \text{ m\u00f3dulos}$$

Por otro lado, la tensi\u00f3n m\u00e1xima no debe superar los 550 V, entonces:

$$N_s \leq \frac{550 V}{47,49}$$

$$N_s \leq 11,58 \therefore 12 \text{ m\u00f3dulos}$$

Teniendo que para este dimensionamiento se pueden emplear como m\u00ednimo 3 y como m\u00e1ximo 11 m\u00f3dulos en serie para cubrir la demanda necesaria por la zona comercial. Mientras que para determinar la cantidad de m\u00f3dulos en paralelo (Ecuaci\u00f3n 23), se debe considerar la corriente del inversor:

$$N_p \geq \frac{12,5 A}{12,5 A}$$

$$N_p \geq 1$$

De esto es posible determinar que se pueden realizar los siguientes arreglos para cubrir la demanda total de una residencia promedio con el uso de 10 m\u00f3dulos fotovoltaicos para cada inversor.

- 10 en serie
- 9 en serie y 1 en paralelo
- 5 en paralelo y 5 en serie

Finalmente se eval\u00faa que el arreglo dise\u00f1ado satisfaga las caracter\u00edsticas del dise\u00f1o del inversor enlazado a la red:

Rango de las tensiones de entrada del seguidor MPPT para el inversor (80 – 550 V_{cc}).

r) Valor m\u00ednimo del rango:

$$V_{G \text{ mpp}(70^\circ\text{C})} = V_{\text{mpp}(70^\circ\text{C})} \cdot N_s$$

$$V_{G \text{ mpp}(70^\circ\text{C})} = 36,77 \cdot 9$$

$$V_{G \text{ mpp}(70^\circ\text{C})} = 330,93 V$$

$$V_{\text{inv m\u00edn}} \leq V_{G \text{ mpp}(70^\circ\text{C})} \rightarrow 80 V \leq 330,93 V$$

s) Valor m\u00e1ximo de rango:

$$V_{G\ mpp(-10)} = V_{mpp(-10^{\circ}\text{C})} \cdot N_s$$

$$V_{G\ mpp(-10^{\circ}\text{C})} = 47,94 \cdot 9$$

$$V_{G\ mpp(-10^{\circ}\text{C})} = 431,46\ \text{V}$$

$$V_{inv\ máx} \geq V_{G\ mpp(-10^{\circ}\text{C})} \rightarrow 500\ \text{V} \geq 431,46\ \text{V}$$

t) Voltaje máximo en vacío (550 V_{CC}).

$$V_{G\ oc(-10^{\circ}\text{C})} = V_{oc(-10^{\circ}\text{C})} \cdot N_s$$

$$V_{G\ oc(-10^{\circ}\text{C})} = 56,39 \cdot 9$$

$$V_{G\ oc(-10^{\circ}\text{C})} = 507,51\ \text{V}$$

$$V_{máx\ vacío} \geq V_{G\ oc(-10^{\circ}\text{C})} \rightarrow 550\ \text{V} \geq 507,51\ \text{V}$$

u) Intensidad máxima a la entrada del inversor.

$$I_{G\ sc(70)} = I_{sc(70^{\circ}\text{C})} \cdot N_p$$

$$I_{G\ sc(70)} = 12,5\ \text{A} \cdot 1$$

$$I_{G\ sc(70)} = 12,5\ \text{A}$$

$$I_{inv\ máx} \geq I_{G\ sc(70^{\circ}\text{C})} \rightarrow 12,5\ \text{A} \geq 12,5\ \text{A}$$

El arreglo del sistema fotovoltaico estará constituido con nueve módulos fotovoltaicos conectados en serie y uno en paralelo, esto después de que satisfaga con los parámetros del dimensionamiento del inversor enlazado a la red.

- **Dimensionamiento del conductor eléctrico**

Los cables serán utilizados en aplicaciones fotovoltaicas que soportan todas las condiciones climáticas, para este sistema la longitud del panel al inversor es de 10 metros y la distancia del inversor al panel universal es de 5 metros, estos valores son aproximados del área utilizable requerida, para cables de CC la diferencia de voltaje no puede exceder el 3 % de la tensión nominal de los sistemas solares. Por otro lado, en equipos FE conectados a la red eléctrica, la diferencia de tensión máxima permitida es del 1,5% de la tensión nominal.

De la (Ecuación 24) la corriente en cada tramo será:

$$I_n = 1,25 \cdot (12,28)$$

$$I_n = 15,35\ \text{A}$$

De la (Ecuación 25) se conoce el voltaje pico de la rama:

$$V_{G\ mpp} = 10 \cdot 42,8$$

$$V_{G\ mpp} = 428\ V$$

Y finalmente la sección o calibre del conductor se obtiene de la (Ecuación 27):

$$S = \frac{2 \cdot 15,35\ A \cdot 15\ m}{1,5\% \cdot 428\ V \cdot 45\ s \cdot \frac{m}{mm^2}}$$

$$S = 1,59\ mm^2 \therefore 2,08\ mm^2$$

Para la sección de corriente continua se han analizado conductores comerciales (anexo 4), determinando el calibre No. 14 AWG.

Se considera un 125% más de la intensidad de salida del inversor o calculando la sección del conductor para el dimensionamiento del cable requerido en la etapa de corriente alterna.

De la (Ecuación 24) la corriente en el inversor será:

$$I_n = 1,25 \cdot (12,5)$$

$$I_n = 15,625\ A$$

De la (Ecuación 26) se conoce la corriente a la salida del inversor:

$$I_{inv\ ca} = \frac{5000\ kW}{120\ V \cdot 1}$$

$$I_{inv\ ca} = 41,66\ A$$

$$I_1 = 1,15 \cdot (41,66\ A)$$

$$I_1 = 47,91\ A$$

La sección o calibre del conductor se obtiene de la (Ecuación 27):

$$S = \frac{2 \cdot 1 \cdot 47,91\ A \cdot 5\ m}{1,5\% \cdot 120\ V \cdot 45\ s \cdot \frac{m}{mm^2}}$$

$$S = 5,91\ mm^2 \therefore 2,08\ mm^2$$

La estimación de la sección transversal indica que se requiere conductores (anexo 4) No. 14 AWG 7 hilos THHN para la parte de corriente alterna.

2.5.4. Producción anual de energía

Para determinar la cantidad de energía diaria en cada mes, se requiere el cálculo de $G_{dm}(\alpha, \beta)$ y se debe considerar las pérdidas por inclinación (2,1 %). Con los

datos de la Tabla 12 se realiza la estimación de la energía que ingresa a la red empleando la (Ecuación 31):

Para el mes de enero:

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = 3,96 \frac{kWh}{m^2 \cdot día} \cdot 2,1\%$$

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = 3,87 \frac{kWh}{m^2 \cdot día}$$

El coeficiente de rendimiento 0,8 del sistema fotovoltaico tomando en cuenta pérdidas.

$$E_{dp} = \frac{\left(3,88 \frac{kWh}{m^2 \cdot día}\right) \cdot (10 kWp) \cdot (0,8)}{1 \frac{kWh}{m^2 \cdot día}}$$

$$E_{dp} = 31,01 \frac{kWh}{m^2 \cdot día}$$

Tabla 17

Energía diaria generada por el sistema fotovoltaico

Valores medios mensuales y promedio anual producción de energía eléctrica				
MES	$G_{dm(0)} \frac{kWh}{m^2 \cdot día}$	$G_{dm(\alpha, \beta)} \frac{kWh}{m^2 \cdot día}$	PR	$E_d \frac{kWh}{día}$
Enero	3,96	3,87	0,8	31,01
Febrero	4,09	4,00	0,8	32,03
Marzo	4,35	4,26	0,8	34,07
Abril	4,17	4,08	0,8	32,66
Mayo	3,91	3,83	0,8	30,62
Junio	3,8	3,72	0,8	29,76
Julio	4,03	3,94	0,8	31,56
Agosto	4,05	3,96	0,8	31,72
Septiembre	3,88	3,80	0,8	30,39
Octubre	3,86	3,78	0,8	30,23
Noviembre	3,74	3,66	0,8	29,29
Diciembre	3,69	3,61	0,8	28,90
Promedio anual	3,96	4,05	0,8	31,02

El producto de la energía diaria por los días de cada mes y sumando se obtiene la producción anual tal y como se muestra en la Tabla 18.

Tabla 18

Energía mensual generada por la red fotovoltaica para el sector comercial

Producción anual del sistema fotovoltaico conectado a la red			
MES	$E_d \frac{kWh}{día}$	Días por mes	Producción mensual $E_m (kWh)$
Enero	9,30	31	961
Febrero	9,61	28	897
Marzo	10,22	31	1056
Abril	9,80	30	980
Mayo	9,19	31	919
Junio	8,93	30	893
Julio	9,47	31	978
Agosto	9,52	31	983
Septiembre	9,12	30	912
Octubre	9,07	31	937
Noviembre	8,79	30	879
Diciembre	8,67	31	896
		Producción anual	11291

2.5.5. Factor de planta

Para este caso no se toma en cuenta las 8760 horas, ya que la red de generación funciona únicamente 9 h/día, con un total de 3285 horas al año, de la (Ecuación 29). el factor de planta o factor de capacidad anual será:

$$F_{PL} = \frac{11291 kWh}{10 kW \cdot 3285 h} \cdot 100\% = 34,37\%$$

Este factor muestra que la red fotovoltaica funciona al 34,37% de su capacidad máxima nominal durante el transcurso del año.

2.6. Dimensionamiento zona industrial

Este estudio fue aplicado a un usuario industrial con demanda horaria el cual elabora accesorios metálicos, reparaciones y ensambles de equipos y maquinaria para la zona industrial (Rodas, 2016), teniendo así que para el presente estudio se consideró la información del consumo mensual promedio, datos obtenidos de las facturas eléctricas de la empresa distribuidora y mostrados en la Tabla 19.

Tabla 19

Consumo del usuario industrial promedio en el año 2022

Mes	Cpm
-----	-----

Enero	9996 kWh/mes
Febrero	10254 Wh/mes
Marzo	5967 kWh/mes
Abril	5457 kWh/mes
Mayo	6630 kWh/mes
Junio	5712 kWh/mes
Julio	5916 kWh/mes
Agosto	8109 kWh/mes
Septiembre	11781 kWh/mes
Octubre	12597 kWh/mes
Noviembre	10761 kWh/mes
Diciembre	10761 kWh/mes

Nota. Datos obtenidos de las planillas de luz EMELNORTE, 2022.

2.6.1. Irradiación en la localidad

En este caso de estudio, el SGDA será dimensionado para la ciudad de Ibarra de acuerdo con las características de la tabla 11, cabe mencionar que se implementara sobre una terraza cuya inclinación es de 0°. La irradiación mensual se recolecto por medio la base de datos NASA como se muestra en la Tabla 12.

2.6.2. Estimación de la hora solar pico

Para estimar la hora solar pico (HSP) el cual se calcula a partir de la (Ecuación 1), considerando que la irradiancia promedio mensual de la ciudad de Ibarra es de 3,96 kWh/m² de acuerdo con la Tabla 12.

$$HSP = \frac{3,96 \frac{kWh}{m^2}}{1000 \frac{W}{m^2}} = 3,96 \text{ horas}$$

2.6.3. Criterio de dimensionamiento

Es necesario determinar la potencia necesaria que debe cubrir el sistema fotovoltaico enlazado a la red de la zona residencial, para ello se empleará el método de consumo promedio mensual según la (Ecuación 3).

$$E_{pcm} = \frac{(9996 + 10254 + 5967 + 5457 + 6630 + 5712 + 5916 + 8109 +)}{11781 + 12597 + 10761 + 10761} kWh$$

$$E_{pcm} = \frac{\quad}{12 \text{ meses}}$$

$$E_{pcm} = 8662 \frac{kWh}{mes}$$

Para este caso el dimensionamiento se lo realizará con un porcentaje a respaldar del 40%, por lo tanto, de la (Ecuación 8), se obtendrá la energía necesaria en kWh/mes que deberá suplir el sistema fotovoltaico es:

$$E_{Gen} = \frac{8662 \frac{kWh}{mes} \cdot 40\%}{100\%} = 3465 \frac{kWh}{mes}$$

Transformado de kWh a kW:

$$E_{Gen} = 3465 \frac{kWh}{mes} \cdot \frac{1000 Wh}{1 kWh} = 3465000 \frac{Wh}{mes}$$

A este valor se le divide por el número de días del mes y se obtendrá la energía en kWh/día.

$$E_{Gen} = \frac{3465000 \frac{Wh}{mes}}{30 \frac{dia}{mes}} = 115500 \frac{Wh}{dia}$$

- **Estimación de la cantidad de paneles fotovoltaicos**

Para determinar la cantidad de paneles fotovoltaicos, para el caso del sector industrial se emplearán módulos que se encuentren disponibles en el mercado nacional como por ejemplo los paneles solares de 500 W de la marca The Vertex Blacksheet Monocrystalline Module, cuyos parámetros principales se muestran en el Anexo 2, y según las características mostradas se procede determinar el número de

módulos fotovoltaico a partir de la (Ecuación 9).

$$N_p = \frac{115500 \text{ Wh/día}}{(500 \text{ W}) \cdot (3,96) \cdot (0,7637)}$$

$$N_p = 76,38 \approx 77 \text{ paneles}$$

- **Área necesaria de instalación del SGDA**

De la (Ecuación 11) el área necesaria empleada para este caso de estudio será la siguiente:

$$A_{req} = 77 \cdot 2,39 \text{ m}^2$$

$$A_{req} = 184,03 \text{ m}^2$$

- **Potencia nominal instalada**

De (Ecuación 10) la potencia nominal instalada será:

$$P_0 = \frac{77 \cdot 500 \text{ Wp}}{1000 \frac{\text{Wp}}{\text{kWp}}}$$

$$P_0 = 38,5 \text{ kWp}$$

- **Cálculo del inversor**

Para este caso se utilizará el mismo método del caso comercial, ya que la potencia nominal determinada es de (38,5 kW) y por ello se reparte entre tres inversores de 10 kW, por esta razón, en el mercado se puede encontrar el inversor GROWATT modelo MOD10000TL3-X 10kW y las características del mismo se indica en el Anexo 3.

De la Tabla 13 se obtendrá el arreglo fotovoltaico, para ello, la tensión de los módulos fotovoltaicos en serie no puede ser menor a 200 V a la entrada del inversor, con la (Ecuación 21), se estima que la cantidad de módulos en serie.

$$N_s \geq \frac{200 \text{ V}}{36,77}$$

$$N_s \geq 5,43 \therefore 6 \text{ módulos}$$

En cambio, la tensión máxima no puede superar los 550 V, entonces:

$$N_s \leq \frac{850 V}{47,49}$$

$$N_s \leq 17,89 \therefore 18 \text{ módulos}$$

Teniendo que para este dimensionamiento se pueden emplear como mínimo 6 y como máximo 18 módulos en serie para cubrir la demanda necesaria por la zona industrial. Mientras que para determinar la cantidad de módulos en paralelo (Ecuación 23), se debe considerar la corriente del inversor:

$$N_p \geq \frac{32 A}{12,5 A}$$

$$N_p \geq 2,56 \therefore 3 \text{ módulos}$$

De esto es posible determinar que se pueden realizar los siguientes arreglos para cubrir el 50% del consumo total del usuario industrial con demanda horaria, por lo tanto, se terminó el total de 26 módulos fotovoltaicos para cada inversor y se utilizaran 13 módulos por cada MPPT.

- 3 en paralelo y 10 en serie por MPPT.

Finalmente se evalúa que el arreglo calculado satisfaga las condiciones del diseño del inversor conectado a la red:

Rango de las tensiones de entrada del seguidor MPPT del inversor (200 – 850 V_{cc}).

v) Valor mínimo del rango:

$$V_{G \text{ mpp}(70^\circ\text{C})} = V_{\text{mpp}(70^\circ\text{C})} \cdot N_s$$

$$V_{G \text{ mpp}(70^\circ\text{C})} = 36,77 \cdot 10$$

$$V_{G \text{ mpp}(70^\circ\text{C})} = 367,7 V$$

$$V_{\text{inv mín}} \leq V_{G \text{ mpp}(70^\circ\text{C})} \rightarrow 200 V \leq 367,7 V$$

w) Valor máximo de rango:

$$V_{G \text{ mpp}(-10)} = V_{\text{mpp}(-10^\circ\text{C})} \cdot N_s$$

$$V_{G \text{ mpp}(-10^\circ\text{C})} = 47,94 \cdot 10$$

$$V_{G \text{ mpp}(-10^\circ\text{C})} = 479,4 V$$

$$V_{\text{inv máx}} \geq V_{G \text{ mpp}(-10^\circ\text{C})} \rightarrow 850 V \geq 479,4 V$$

x) Voltaje máximo en vacío (850 V_{cc}).

$$V_{G\ oc(-10^{\circ}\text{C})} = V_{oc(-10^{\circ}\text{C})} \cdot N_s$$

$$V_{G\ oc(-10^{\circ}\text{C})} = 56,39 \cdot 10$$

$$V_{G\ oc(-10^{\circ}\text{C})} = 563,9\ \text{V}$$

$$V_{m\acute{a}x\ vacio} \geq V_{G\ oc(-10^{\circ}\text{C})} \rightarrow 850\ \text{V} \geq 563,9\ \text{V}$$

y) Intensidad máxima a la entrada del inversor.

$$I_{G\ sc(70)} = I_{sc(70^{\circ}\text{C})} \cdot N_p$$

$$I_{G\ sc(70)} = 12,5\ \text{A} \cdot 3$$

$$I_{G\ sc(70)} = 37,5\ \text{A}$$

$$I_{inv\ m\acute{a}x} \geq I_{G\ sc(70^{\circ}\text{C})} \rightarrow 37,5 \geq 12,5\ \text{A}$$

El arreglo del sistema fotovoltaico estará constituido con diez módulos fotovoltaicos conectados en serie y tres en paralelo para cada MPPT del inversor, por lo tanto, por cada inversor veinte seis módulos, esto después de que satisfaga con las condiciones del diseño del inversor conectado a la red.

- **Dimensionamiento del conductor eléctrico**

Los cables se utilizarán para aplicaciones fotovoltaicas que soportan todas las condiciones climáticas, para este sistema la longitud del panel al inversor es de 100 metros y la distancia del inversor al panel común es de 10 metros, estos valores son los requeridos para el sistema Valores aproximados para el área útil, para cables de CC la caída de tensión no debe superar el 3% del voltaje nominal, para sistemas solares. Por otro lado, en equipos FE conectados a la red eléctrica, la diferencia de tensión máxima permitida es del 1,5% de la tensión nominal.

De la (Ecuación 24) la corriente en cada tramo será:

$$I_n = 1,25 \cdot (12,28)$$

$$I_n = 15,35\ \text{A}$$

De la (Ecuación 25) se conoce el voltaje pico de la rama:

$$V_{G\ mpp} = 38,5 \cdot 42,8$$

$$V_{G\ mpp} = 1647,8\ \text{V}$$

Y finalmente la sección o calibre del conductor se obtiene de la (Ecuación 27):

$$S = \frac{2 \cdot 15,35 \text{ A} \cdot 100 \text{ m}}{1,5\% \cdot 1647,8 \text{ V} \cdot 45 \text{ s} \cdot \frac{\text{m}}{\text{mm}^2}}$$

$$S = 2,76 \text{ mm}^2 \therefore 3,31 \text{ mm}^2$$

Para la sección de CC se requiere el uso de conductor No. 12 AWG, de los cuales se muestra en el (anexo 4) la respectiva información comercial.

Para la parte de CA, la sección transversal del conductor se puede calcular considerando más del 125% de la potencia de salida del inversor o determinando la sección transversal del conductor.

De la (Ecuación 24) la corriente en el inversor será:

$$I_n = 1,25 \cdot (12,5)$$

$$I_n = 15,625 \text{ A}$$

De la (Ecuación 26) se conoce la corriente a la salida del inversor:

$$I_{inv \text{ ca}} = \frac{1000 \text{ W}}{120 \text{ V} \cdot 1}$$

$$I_{inv \text{ ca}} = 83,3 \text{ A}$$

$$I_1 = 1,15 \cdot (83,3 \text{ A})$$

$$I_1 = 94,96 \text{ A}$$

La sección o calibre del conductor se obtiene de la (Ecuación 27):

$$S = \frac{2 \cdot 1 \cdot 94,96 \text{ A} \cdot 10 \text{ m}}{1,5\% \cdot 227 \text{ V} \cdot 45 \text{ s} \cdot \frac{\text{m}}{\text{mm}^2}}$$

$$S = 4,96 \text{ mm}^2 \therefore 5,26 \text{ mm}^2$$

Por la presente estimación se obtuvo que para la sección de corriente alterna se requiere conductor de calibre No. 10 AWG 1 hilos THHN, y se puede observar en el (anexo 4) los valores comerciales.

2.6.4. Producción anual de energía

Para calcular la energía diaria de cada mes, se requiere calcular en primer lugar la $G_{dm}(\alpha, \beta)$ y se debe considerar las pérdidas por inclinación (2,1 %). Con los datos de la Tabla 12 se realiza la estimación de la energía ingresada en la red empleando la (Ecuación 31):

z) Para el mes de enero:

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = 3,96 \frac{kWh}{m^2 \cdot día} \cdot 2,1\%$$

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = 3,87 \frac{kWh}{m^2 \cdot día}$$

El coeficiente de rendimiento 0,8 del sistema fotovoltaico tomando en cuenta pérdidas.

$$E_{dp} = \frac{\left(3,87 \frac{kWh}{m^2 \cdot día}\right) \cdot (11,5 kWp) \cdot (0,8)}{1 \frac{kWh}{m^2 \cdot día}}$$

$$E_{dp} = 119,196 \frac{kWh}{m^2 \cdot día}$$

Tabla 20

Energía diaria generada por el sistema fotovoltaico

Valores medios mensuales y promedio anual producción de energía eléctrica				
MES	$G_{dm}(0) \frac{kWh}{m^2 \cdot día}$	$G_{dm}(\alpha, \beta) \frac{kWh}{m^2 \cdot día}$	PR	$E_d \frac{kWh}{día}$
Enero	3,96	3,87	0,8	119,41
Febrero	4,09	4,00	0,8	123,33
Marzo	4,35	4,26	0,8	131,17
Abril	4,17	4,08	0,8	125,74
Mayo	3,91	3,83	0,8	117,90
Junio	3,8	3,72	0,8	114,58
Julio	4,03	3,94	0,8	121,52
Agosto	4,05	3,96	0,8	122,12
Septiembre	3,88	3,80	0,8	116,99
Octubre	3,86	3,78	0,8	116,39
Noviembre	3,74	3,66	0,8	112,77
Diciembre	3,69	3,61	0,8	111,27
Promedio anual	3,96	4,05	0,8	119,43

El producto de la energía diaria por los días de cada mes y sumando se obtiene la producción anual tal y como se muestra en la Tabla 21.

Tabla 21*Energía mensual producida por la red fotovoltaica para el sector industrial*

Producción anual del sistema fotovoltaico conectado a la red			
MES	$E_d \frac{kWh}{día}$	<i>Días por mes</i>	<i>Producción mensual</i> $E_m (kWh)$
Enero	119,41	31	3702
Febrero	123,33	28	3453
Marzo	131,17	31	4066
Abril	125,74	30	3772
Mayo	117,90	31	3537
Junio	114,58	30	3437
Julio	121,52	31	3767
Agosto	122,12	31	3786
Septiembre	116,99	30	3510
Octubre	116,39	31	3608
Noviembre	112,77	30	3383
Diciembre	111,27	31	3449
		<i>Producción anual</i>	43470

2.6.5. Factor de planta

Para este caso no se toma en cuenta las 8760 horas, ya que la red de generación funciona 9 h/día, con un total de 3285 horas al año, el factor de planta o factor de capacidad anual será:

$$F_{PL} = \frac{43471 \text{ kWh}}{38,5 \text{ kW} \cdot 3285 \text{ h}} \cdot 100\% = 34,37\%$$

Este factor muestra que la red fotovoltaica funciona al 34,37% de su capacidad máxima nominal durante el transcurso del año.

CAPÍTULO 3

Análisis Financiero

En el presente capítulo se aborda un análisis económico del SFVCR, teniendo en cuenta parámetros como: precios de los componentes que conforman la instalación fotovoltaica, costes de la instalación, precios de la energía producida tomando como referencia el pliego tarifario y la Regulación Nro. ARCERNNR-001/21, de tal modo que con estos parámetros se pueda medir ahorros económicos para evaluar la factibilidad de cada caso de estudio a través de indicadores financieros, como por ejemplo el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

3.1. Análisis económico

Los resultados del presente trabajo se analizan desde una perspectiva económica debido a que el objetivo principal es la determinación de factibilidad de la instalación de sistemas fotovoltaicos, para la determinación de costo-beneficio en el sector residencial, comercial e industrial de la ciudad de Ibarra.

3.1.1 Consideraciones fotovoltaicas

El estudio de factibilidad se sujeta a la tarifa del sector eléctrico que se establece por parte de la empresa distribuidora para los diferentes tipos de usuarios (Residencial, Comercial e Industrial). Además, dentro de este estudio se debe considerar los costos de los equipos y evaluar los factores técnicos-económicos que afectan al SFV en el transcurso la vida útil, dichos parámetros se detallan a continuación.

3.1.2 Costos de la instalación del SGDA

Una vez diseñada la planta fotovoltaica, se continuó con la recopilación de los precios de equipos descritos en la memoria técnica. Se han recogidos por medio de las plataformas web de los distribuidores, conociendo así la inversión inicial, en el cual se incluyó el costo del traslado y el valor por impuesto agregado de los bienes.

3.1.3 Cálculo del costo nivelado de electricidad (LCOE)

Es una herramienta que se emplea para comparar el costo de energía de las diferentes fuentes, sean renovables o no renovables, dicha comparación se realiza dividiéndola para la energía a producir durante toda la vida útil como se observa en la

ecuación.

$$LCOE = \frac{\text{Costo vida útil}}{\text{Generación de energía}} = \frac{I_{ini} + C_{om(vida\ u.)}}{E_{TOT(vida\ u.)}} \quad (\text{Ecuación 34})$$

Donde:

I_{ini} : Inversión inicial [€]

$C_{om(vida\ u.)}$ = Costos de mantenimiento [€]

E_{TOT} : Producción total de energía en la vida útil del sistema [kWh]

3.1.4 Tasa de descuento

La tasa de descuento significa un parámetro importante a considerar al utilizar un método para evaluar la viabilidad de un proyecto. Esta relación indica cuánto dinero que recibimos más tarde vale ahora, es decir, el costo de capital se utiliza para estimar la cantidad presente de los pagos futuros (Vázquez, 2019).

El procedimiento de determinación de la tasa de descuento del proyecto depende de ciertos parámetros utilizados por el diseñador, así como de las tasas promedio utilizadas en el mercado. En general, los países desarrollados siguen aplicando una tasa impositiva baja del 3% al 7%. Aunque en los países más desarrollados se utilizan tasas altas del 7% al 15%, en varios de las circunstancias estas tasas se han disminuido significativamente en los últimos años. Los precios reales promedio ponderados de la electricidad a nivel de proyecto son del 7,5% en los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) y China, y más cercanos al 10% en el resto del mundo (IRENA, 2020). Sin embargo, se puede considerar de igual forma, la tasa de descuento de referencia nacional. En el caso de Ecuador, la tasa de descuento de referencia es aproximadamente del 8,68 mismas que es administrada por la entidad del Banco Central del Ecuador (BCE, 2021).

3.1.5 Operación y mantenimiento

Un sistema fotovoltaico que tenga un mantenimiento adecuado mejora la productividad hasta un 25%, reduce el 30% los costos de mantenimiento y alargan la vida útil de los dispositivos hasta un 50%, representando un ahorro de dinero representativo.

El valor considerado para solventare este tipo de necesidades es proveniente del porcentaje de imprevistos que se ha determinado dentro de la inversión inicial, y con el pasar de los años este costo estará sujeto a una tasa de inflación del 1% con la finalidad de cubrir cualquier mantenimiento preventivo del sistema. Esto se indica en la figura 13 de manera detallada.

3.1.6 Pérdida de eficiencia

La eficiencia del sistema fotovoltaico disminuirá de manera proporcional con la vida útil del mismo, esto causando que la producción anual del sistema disminuya con el transcurso de los años, para este estudio se plantea un porcentaje de pérdida del 0,90% anual, considerando una vida útil del SFVR de 25 años, teniendo con ello la pérdida de eficiencia anual mostrada en la figura 16.

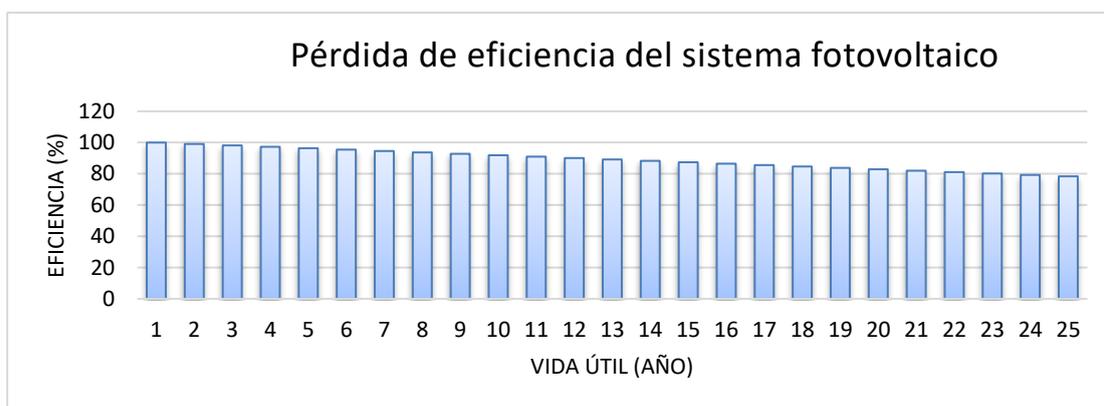


Fig. 16 Pérdida de eficiencia del sistema fotovoltaico.

Fuente: Propia.

3.1.7 Tasa anual de la inflación energética

Esto se realiza con el objetivo de analizar posibles incrementos tanto en el consumo del usuario (1%), como en la tasa de comercialización anual de la energía por parte de la empresa distribuidora considerando el pliego tarifario adecuado, a continuación, se representa en la figura 17 la simulación del aumento de consumo durante la vida útil del SFVCR.

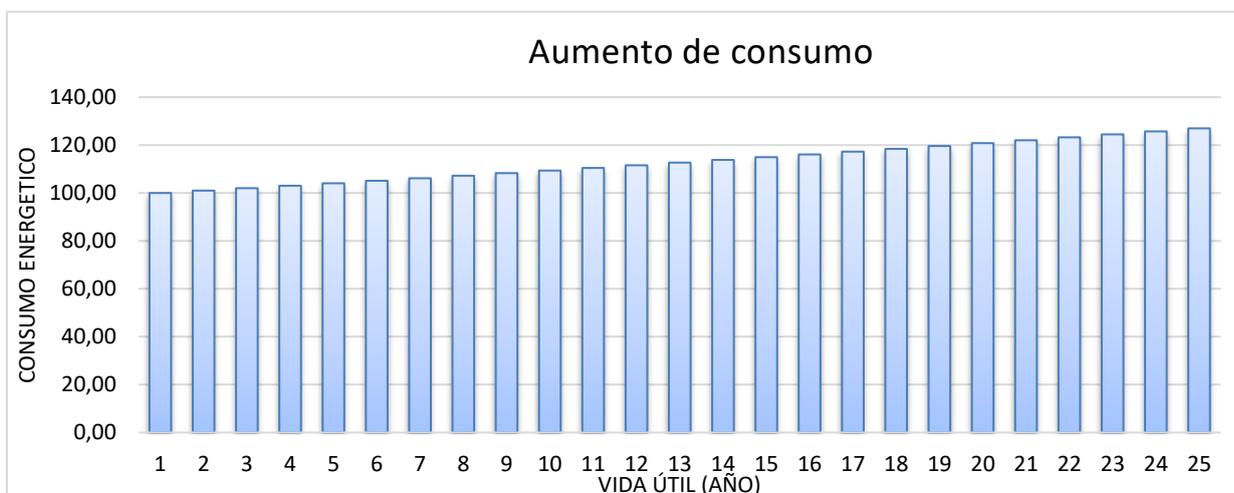


Fig. 17 Aumento de consumo energético.

Fuente: Propia

3.1.8 Metodología para la evaluación financiera

Una vez considerado el ahorro mensual y anual del SGDA, se procede a evaluar el análisis financiero para lograr obtener el valor del VAN (Valor Actual Neto) y el TIR (Tasa Interna de retorno), donde se detallan los ingresos, el flujo de caja y egresos o gastos para la instalación y así evaluar su factibilidad para cada uno de los casos de estudio.

3.1.9 Flujo de caja

Para medir la rentabilidad utilizando ratios financieras, se deben definir los flujos de efectivo. El flujo de caja muestra el dinero real que un proyecto ha recibido y gastado durante un período de tiempo. El flujo 0 corresponde a la inversión inicial del proyecto, comenzando por el flujo 1, teniendo en cuenta la totalidad de ingresos y gastos que genera el proyecto. Por lo tanto, el propósito del flujo de efectivo es determinar la liquidez del proyecto en un pronóstico a largo plazo registrando los gastos que no producen flujo de efectivo y los ingresos que generan flujo de efectivo (Cardona, 2017).

3.1.10 Valor actual neto (VAN)

El VAN es un medio de comprobación de la viabilidad económica de un proyecto, donde se toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo, y permite analizar si la inversión realiza producirá utilidades luego del retorno de la inversión inicial realizada. Esto se puede deducir con los criterios mostrados en la Tabla 22.

Tabla 22*Consideraciones del VAN*

VAN en la vida útil del SFV		
Valor	Descripción	Consideraciones
VAN > 0	La inversión producirá utilidad por encima de la rentabilidad	Viable
VAN = 0	La inversión no producirá ni ganancias ni gastos	Viable bajo criterios y reestructuración
VAN < 0	La inversión producirá pérdidas por debajo de la rentabilidad	No viable

Nota. La toma de decisiones de inversión se relaciona con las consideraciones mencionadas.

Una vez realizado esto se debe calcular el VAN a partir de la (Ecuación 35).

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{Ft}{(1+k)^t} \quad (\text{Ecuación 35})$$

Donde:

F_t : Flujo de caja en el periodo t

I_0 : Valor de inversión inicial

n : Número de períodos considerado

k : Tasa de descuento o tipo de interés mínimo esperado

3.1.11 Tasa interna de retorno (TIR)

Es una medición de la rentabilidad que ofrece una inversión y sirve para evaluar la viabilidad de un proyecto, es decir representa el porcentaje de rédito o pérdida en periodo de tiempo determinado, siendo que ha mayor TIR mejor será una inversión.

Para estimar el TIR se utiliza la (Ecuación 36) y se aplican los criterios mostrados en la Tabla 23.

$$TIR = \sum_{t=0}^n \frac{Fn}{(1+i)^n} = 0 \quad \text{(Ecuación 36)}$$

Donde:

F_n : Flujo de caja en el periodo n

i : Valor de inversión inicial

n : Número de períodos

Tabla 23

Consideraciones del TIR

VAN en la vida útil del SFV		
Valor	Descripción	Consideraciones
TIR > i	La inversión producirá ganancias sobre la rentabilidad exigida	Viable
TIR = i	La inversión no producirá ni ganancias ni gastos	Viable bajo criterios y reestructuración
TIR < i	La inversión producirá pérdidas menores a la rentabilidad requerida.	No viable

Nota. Estas consideraciones facilitan la toma de decisiones en la inversión del proyecto.

3.2. Estudio de factibilidad zona residencial

Una vez ya dimensionado el SGDA para el sector residencial, se procedió a recopilar los precios de todos los componentes utilizados en la instalación, cuyas características se podrán encontrar en los anexos. Cabe mencionar que el retorno de inversión está directamente relacionado a los precios de los componentes, es por ello que se han tomado de distintas plataformas web de los fabricantes.

Tabla 24

Costos de la instalación del SFCR del sector residencial

Costo de la inversión del SFCR sector residencial				
Descripción	Unidad	Cantidad	V.	V. Total

Módulo fotovoltaico The Vertex Blacksheet Monocrystalline 500W	Und	6	[\$] 211	[\$] 1266
Estructura para el panel fotovoltaico	Und	6	[\$] 25	[\$] 150
Inversor GROWATT MIN 3300 TL-X 3kW	Und	1	[\$] 471,61	[\$] 471,61
Cableado DC (TECSUN H1Z2Z2-K) 1x6	M	14	[\$] 1,19	[\$] 16,66
Cableado AC No. 10 AWG 1 hilos THHN.	M	10	[\$] 0,74	[\$] 7,40
Protecciones	Und	1	[\$] 200	[\$] 200
Mano de obra calificada/ Puesta a tierra	Und	1	[\$] 320	[\$] 320
Transporte	Und	1	[\$] 25	[\$] 25
Otros gastos	Und	1	[\$] 50	[\$] 50
			Subtotal	[\$] 2406,67
			IVA 12%	[\$] 288,80
			TOTAL \$	[\$] 2695,47

Nota. Estimaciones para establecer el costo de inversión

La Tabla 24 indica el costo inicial de la instalación fotovoltaica que genera un valor comercial de [\$] 2695,47. En este costo se incluyen los valores aproximados de los elementos de protección y conjunto eléctrico necesario para la implementación.

Tabla 25

Costos anuales del SFCR del sector residencial

Costos de mantenimiento del SFCR sector residencial		
Cant	Descripción	V. Total Anual
1	Mantenimiento del SFCR	[\$] 23,72
		Subtotal [\$] 25,5
		IVA 12% [\$] 3,23
		TOTAL \$ [\$] 26,95

En la Tabla 25 se muestra el costo periódico del mantenimiento preventivo, para ello se destinó el 1% del total de la inversión para dicho propósito.

3.2.1 Estimación del costo nivelado de energía (LCOE)

Para la estimación del LCOE se determinaron los factores económicos y técnicos indicados en la Tabla 25. Se basa en una tasa de descuento de referencia del 7% del Banco Central del Ecuador. Sin embargo, también se utilizó una tasa de descuento del 2% entre el 3% y el 9% para tener una idea del LCOE para diferentes escenarios. Esta vez también se tiene en cuenta en los cálculos la duración del

proyecto de 25 años;

Tabla 26

Factores iniciales para determinar la factibilidad económica del SGDA para el sector residencial

Factores iniciales para determinar la factibilidad económica	
Parámetros generales	Valor
Vida útil del SGDA (años)	25
Costo total del SGDA (USD)	\$ 2695,47
Costo de mantenimiento (USD)	1% del costo total
Tasa de descuento (i)	7%
Generación de energía anual (kWh/año)	3387 kWh
Perdida de eficiencia del SGDA	0,90%
Aumento del consumo anual	1%

Nota. Estas consideraciones facilitan la toma de decisiones en la inversión del proyecto.

3.2.2 Facturación mensual del SFCR

El análisis económico es realizado para el sector residencial, de modo que el costo del kWh se encuentra especificado en el pliego tarifario de acuerdo a su rango de consumo anexo 6, esto con el fin de determinar el costo de energía mensual.

En el pliego tarifario de año 2022 se detallan rubros a considerar que son facturados en la planilla eléctrica, de igual forma existen tarifas y subsidios en los que los clientes pueden acogerse tal y como se indican en la Tabla 27.

Tabla 27

Rubros y subsidios en la planilla eléctrica

Rubros y subsidios facturados por la empresa distribuidora EMERLNORTE S.A.	
Valor Consumo	Consumo eléctrico (USD)
Comercialización	USD 1,414

Pago de tributo para la tasa del Cuerpo de Bomberos

0,5% del salario básico (USD)

Subsidios

Subsidio Cruzado	Descuento en el valor de la planilla a consumos < 90kWh
Subsidio Solitario	Recargo del 10% del valor de la planilla a consumos > 90kWh
Tarifa de dignidad	Usuarios residenciales que consumen hasta 110 kWh a un valor de USD 0,04

Existen más subsidios que se pueden considerar como: subsidio de discapacidad y subsidio por tercera edad, así también es necesario considerar se toma en cuenta la tasa del cuerpo de bomberos y la tasa de recolección de basura ya que estos son elaborados mediante ordenanzas de los GAD, por esta razón, aunque son valores que vienen facturados en la planilla eléctrica, no fueron considerados para el análisis, ya que son tarifas externas y no está ligado con los gastos por el consumo energético.

En la Tabla 28 se indica la demanda mensual anual real del año 2022 del usuario residencial, por lo cual se determina los valores facturados por medio el pliego tarifario y las tarifas que se acoge el usuario.

Tabla 28

Facturación mensual del usuario residencial enero - diciembre 2022

MES	Energía consumida de la red (kWh)	Valor de Consumo (USD)	Comercialización (USD)	Subsidio Cruzado Solidario (USD)	Servicio de Alumbrado Publico (USD)	Valor Total Facturado
Enero	278	26,58	1,414	2,80	5,04	35,83
Febrero	278	26,58	1,414	2,80	5,04	35,83
Marzo	278	26,58	1,414	2,80	5,04	35,83
Abril	279	26,68	1,414	2,81	5,06	35,96
Mayo	279	26,68	1,414	2,81	5,06	35,96
Junio	280	26,78	1,414	2,82	5,07	36,09
Julio	280	26,78	1,414	2,82	5,07	36,09
Agosto	280	26,78	1,414	2,82	5,07	36,09
Septiembre	281	26,88	1,414	2,83	5,09	36,22
Octubre	282	26,98	1,414	2,84	5,11	36,35
Noviembre	282	26,98	1,414	2,84	5,11	36,35
Diciembre	283	27,08	1,414	2,85	5,13	36,48

En la Tabla 28, se indica el valor total facturado en el año 2022 por la compañía distribuidora, bajo circunstancias del cliente residencial en baja tensión, se facturó un valor de \$ 433,06. La Tabla 29 presenta los valores de la venta de la energía del SGDA para el sector residencial.

Tabla 29

Ahorro mensual del SGDA para el sector residencial

MES	Energía consumida de la red (kWh)	Valor Total Facturado (USD)	Energía Inyectada (kWh)	Valor energía Inyectada (USD)	Energía Neta (kWh)	Saldo de Energía Acumulado (kWh)
Enero	278	35,83	288	27,59	-10	0
Febrero	278	35,83	269	25,67	9	10
Marzo	278	35,83	316	30,45	-38	1
Abril	279	35,96	293	28,09	-14	39
Mayo	279	35,96	275	26,28	4	53
Junio	280	36,09	267	25,47	13	49
Julio	280	36,09	293	28,09	-13	36
Agosto	280	36,09	294	28,19	-14	49
Septiembre	281	36,22	273	26,07	8	63
Octubre	282	36,35	281	26,88	1	55
Noviembre	282	36,35	263	25,06	19	54
Diciembre	283	36,48	268	25,57	15	35
Total	3360	433,06	3380	323,41	-20	20

La producción del SGDA de 3kW permite generar un residuo positivo de energía de 20 kWh al finalizar el primer año a partir del inicio de la puesta en funcionamiento del SGDA, el cual será un ahorro acumulado para el segundo año, este valor será reseteado a cero cada 24 meses, sin que la empresa Distribuidora otorgue una compensación económica por dicha energía.

En la Tabla 29 se indica la energía facturada en el año 2022 para un usuario residencial, teniendo un total anual facturado de \$ 433,06. Con el SGDA se genera un ahorro monetario total de \$ 323,41 anuales, si bien en este ahorro no es considerado el aumento del consumo anual, pérdida de eficiencia y el mantenimiento periódico del sistema.

Tabla 30*Rendimiento y producción de energía del SGDA para el sector residencial*

Rendimiento y ahorro monetario del SGDA			
Año	Producción kWh	Autoconsumo kWh	Ahorro USD
1	3380	3360	323,41
2	3350	3394	320,50
3	3319	3428	317,62
4	3290	3462	314,76
5	3260	3496	311,93
6	3231	3531	309,12
7	3202	3567	306,34
8	3173	3602	303,58
9	3144	3638	300,85
10	3116	3675	298,14
11	3088	3712	295,46
12	3060	3749	292,80
13	3032	3786	290,16
14	3005	3824	287,55
15	2978	3862	284,96
16	2951	3901	282,40
17	2925	3940	279,86
18	2898	3979	277,34
19	2872	4019	274,84
20	2847	4059	272,37
21	2821	4100	269,92
22	2796	4141	267,49
23	2770	4182	265,08
24	2745	4224	262,69
25	2721	4266	260,33

Fuente. Elaboración propia

En la Tabla 30 muestra el balance de energía anual y el ahorro monetario durante la vida útil del sistema considerando todos los parámetros antes mencionados (perdida de eficiencia del sistema de 0,90%, costos de mantenimiento y aumento de consumo) el flujo de caja del SGDA en su vida útil será el siguiente.

3.2.3 Cálculo del flujo de caja

Considerando como fundamento los parámetros iniciales económicos indicados

en la Tabla 26, se realizó de manera gráfica el flujo de caja, considerando el aumento del consumo anual, pérdida de eficiencia y el mantenimiento periódico del sistema, esto a manera de observar la continuidad de la rentabilidad que otorga el proyecto.

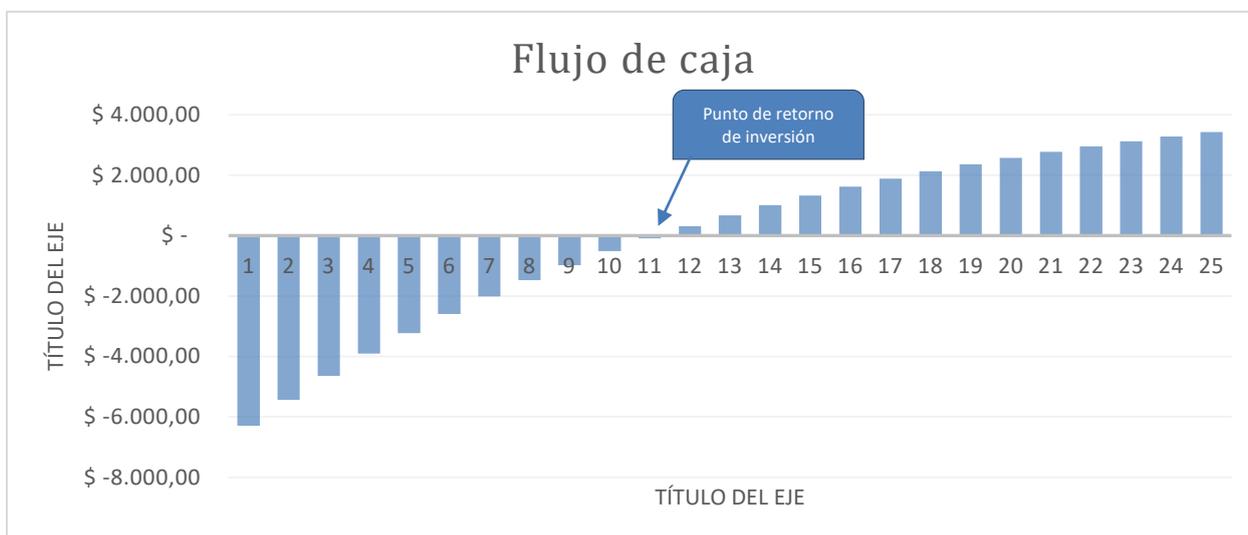


Fig. 18 Tasa anual de consumo energético sector residencial

Fuente: Propia

3.2.4 Rentabilidad de la Inversión del SFCR

Para estimar la rentabilidad del proyecto, se utilizan los procesos de evaluación, Valor actual neto (VAN), Tasa interna de retorno (TIR) y el periodo de recuperación (PR).

Valor actual neto (VAN) y tasa interna de retorno (TIR)

Tabla 31

Valores del Flujo de caja acumulada para el sector residencial

Rendimiento y ahorro monetario del SGDA	
Año	Flujo de caja acumulado
1	\$ -2.371,32
2	\$ -2.114,28
3	\$ -1.876,42
4	\$ -1.656,30
5	\$ -1.452,61
6	\$ -1.264,12
7	\$ -1.089,70

8	\$ -928,30
9	\$ -778,95
10	\$ -640,74
11	\$ -512,86
12	\$ -394,52
13	\$ -285,02
14	\$ -183,71
15	\$ -89,95
16	\$ -3,21
17	\$ 77,06
18	\$ 151,32
19	\$ 220,04
20	\$ 283,62
21	\$ 342,45
22	\$ 396,88
23	\$ 447,24
24	\$ 493,83
25	\$ 536,94

Tomando en cuenta los criterios de la Tabla 22 y Tabla 23, se advierte que el proyecto es viable, de acuerdo al indicador financiero del Valor Actual Neto (VAN) ya que tiene un valor positivo \$ 515,74 significando que la inversión de la red fotovoltaica generará réditos a partir del año 11, siendo un proyecto aceptable. Además, se determinó un TIR del 9% que es mayor a la tasa establecida sobre la inversión del 7%, lo que significa que el proyecto es considerado viable.

3.3 Estudio de factibilidad zona comercial

Una vez ya dimensionado el SGDA para el sector comercial, se procedió a recopilar los precios de todos los componentes utilizados en la instalación, cuyas características se podrán encontrar en los anexos. Cabe mencionar que el retorno de inversión está directamente relacionado a los precios de los componentes, es por ello que se han tomado de distintas plataformas web de los fabricantes. En la Tabla 32 se ha detallado los costos de componentes empleados.

Tabla 32

Costos de los componentes del SFCR del sector comercial

Costo de la inversión del SFCR sector comercial				
Descripción	Unidad	Cantidad	V. Unitario	V. Total

Módulo fotovoltaico The Vertex Blacksheet Monocrystalline 500W Module	und	19	[\$] 211	[\$] 4009
Estructura para el panel fotovoltaico	und	19	[\$] 25	[\$] 475
Inversor GROWATT MIN 5000 TL-XE 5kW	und	2	[\$] 635,34	[\$] 1270,68
Cableado DC (TECSUN H1Z2Z2-K) 1x6	m	44	[\$] 1,19	[\$] 52,36
Cableado AC No. 10 AWG 1 hilos THHN.	m	10	[\$] 0,74	[\$] 7,40
Protecciones	und	1	[\$] 200	[\$] 200
Mano de obra calificada / Puesta a tierra	und	1	[\$] 480	[\$] 480
Transporte	und	1	[\$] 25	[\$] 25
Otros gastos	und	1	[\$] 50	[\$] 50
			Subtotal	[\$] 6569,44
			IVA 12%	[\$] 788,33
			TOTAL \$	[\$] 7357,77

Nota. Estimaciones para establecer el costo de inversión

La Tabla 32 indica el costo inicial de la instalación fotovoltaica que genera un valor de [\$] 7357,77. Dentro de este valor se consideran los valores aproximados de los elementos de protección y el conjunto eléctrico relacionado con la instalación.

Tabla 33

Costos anuales del SFCR del sector comercial

Costos de mantenimiento del SFCR comercial		
Cant	Descripción	V. Total Anual
1	Mantenimiento del SFCR	[\$] 64,75
		Subtotal [\$] 73,57
		IVA 12% [\$] 8,83
		TOTAL \$ [\$] 73,58

En la Tabla 33 se muestra el costo periódico del mantenimiento preventivo, para ello se destinó el 1% del total de la inversión para dicho propósito.

3.3.1 Estimación del costo nivelado de energía (LCOE)

Para el cálculo del LCOE se consideraron los factores económicos y técnicos mostrados en la Tabla 34.

Tabla 34

Parámetros iniciales para determinar la factibilidad económica del SGDA para el sector comercial

Parámetros iniciales para determinar la factibilidad económica	
Parámetros generales	Valor
Vida útil del SGDA (años)	25
Costo total del SGDA (USD)	\$ 7357,77
Costo de mantenimiento (USD)	1% del costo total
Tasa de descuento (i)	7%
Generación de energía anual (kWh/año)	10727 kWh
Perdida de eficiencia del SGDA	0,90%
Aumento del consumo anual	1%

Nota. Estas consideraciones facilitan la toma de decisiones en la inversión del proyecto.

3.3.2 Facturación mensual del SFCR

Se realizó un análisis económico para el sector comercial sin demanda, por lo tanto, el costo del kWh está estipulado en el pliego tarifario de acuerdo al rango del consumo Anexo 6, con el fin de determinar los costos mensuales de energía, es necesario aclarar que el sector no tiene subvenciones de las que puedan beneficiarse los usuarios.

En la Tabla 35 se presenta la demanda mensual anual real del año 2022 del usuario comercial, por lo cual se determina los valores facturados por medio el pliego tarifario.

Tabla 35*Facturación mensual del usuario comercial enero - diciembre 2022*

MES	Energía consumida de la red (kWh)	Valor de Consumo (USD)	Comercialización (USD)	Servicio de Alumbrado Publico (USD)	Valor Total Facturado (USD)
Enero	979	97,54	1,414	15,81	114,76
Febrero	976	97,23	1,414	15,76	114,40
Marzo	977	97,33	1,414	15,78	114,52
Abril	976	97,23	1,414	15,76	114,40
Mayo	983	97,95	1,414	15,88	115,24
Junio	979	97,54	1,414	15,81	114,76
Julio	985	98,16	1,414	15,91	115,48
Agosto	1144	114,53	1,414	18,53	134,47
Septiembre	1335	134,21	1,414	21,67	157,29
Octubre	1435	144,51	1,414	23,32	169,24
Noviembre	1235	123,91	1,414	20,03	145,34
Diciembre	970	96,61	1,414	15,66	113,69

En la Tabla 35, se presenta el valor total facturado en el año 2022 por la compañía distribuidora, bajo circunstancias del cliente comercial sin demanda en baja tensión, se facturó un valor de \$ 1523,62. La Tabla 36 presenta los valores de la venta de la energía del SGDA para el sector comercial.

Tabla 36*Ahorro mensual del SGDA para el sector comercial*

MES	Energía consumida de la red (kWh)	Valor Total Facturado (USD)	Energía Inyectada (kWh)	Valor energía Inyectada (USD)	Energía Neta (kWh)	Saldo de Energía Acumulado (kWh)	Energía Facturable (USD)
Enero	979	114,76	913	90,78	66	0	66
Febrero	976	114,40	852	84,46	124	0	124
Marzo	977	114,52	1003	100,04	-26	26	0
Abril	976	114,40	931	92,57	45	0	19
Mayo	983	115,24	873	86,59	110	0	110
Junio	979	114,76	848	84,07	131	0	131
Julio	985	115,48	930	92,44	55	0	55
Agosto	1144	134,47	934	92,92	210	0	210
Septiembre	1335	157,29	866	85,90	469	0	469
Octubre	1435	169,24	890	88,40	545	0	545

Noviembre	1235	145,34	835	82,69	400	0	400
Diciembre	970	113,69	851	84,36	119	0	119
Total	12974	1523,62	11291	1065,23	2247	26	2247

La producción del SGDA de 10kW nos permite tener un excedente de energía positivo de 26 kWh al finalizar el primer año de operación del sistema, que será el ahorro acumulado para el segundo año, el valor se pondrá a cero cada 24 meses, y la Distribución no otorgará compensación económica por la energía antes mencionada.

La Tabla 36 muestra la energía facturada para clientes comerciales sin demanda en 2022, el total facturado anual es de \$1,523.62. A través de SGDA, podemos ahorrar un total de \$1065.38 por año, aunque este ahorro no tiene en cuenta el aumento del consumo anual, la pérdida de eficiencia y el mantenimiento regular del sistema, sin embargo, el valor de la cantidad anual que se debe pagar a el distribuidor es de 2247 kWh, que se debe al porcentaje respaldado por el tamaño de SGDA.

Tabla 37

Rendimiento y producción de energía del SGDA para el sector comercial

Rendimiento y ahorro monetario del SGDA			
Año	Producción kWh	Autoconsumo kWh	Ahorro USD
1	10727	13174	1065,23
2	10630	13306	1055,65
3	10534	13439	1046,14
4	10440	13573	1036,73
5	10346	13709	1027,40
6	10252	13846	1018,15
7	10160	13984	1008,99
8	10069	14124	999,91
9	9978	14266	990,91
10	9888	14408	981,99
11	9799	14552	973,15
12	9711	14698	964,39
13	9624	14845	955,71
14	9537	14993	947,11
15	9451	15143	938,59

16	9366	15295	930,14
17	9282	15448	921,77
18	9198	15602	913,47
19	9116	15758	905,25
20	9034	15916	897,11
21	8952	16075	889,03
22	8872	16236	881,03
23	8792	16398	920,76
24	8713	16562	912,48
25	8634	16727	904,26

Fuente. *Elaboración propia*

En la Tabla 37 muestra el balance de energía anual y el ahorro monetario durante la vida útil del sistema considerando todos los parámetros antes mencionados (perdida de eficiencia del sistema de 0,90%, costos de mantenimiento y aumento de consumo) el flujo de caja del SGDA en su vida útil será el siguiente.

3.3.3 Cálculo del flujo de caja

Con base en los parámetros económicos iniciales listados en la Tabla 28, se realiza gráficamente un cálculo de flujo de caja para obtener la rentabilidad lograda por el proyecto de comportamiento del sistema, tomando en cuenta el incremento en el consumo anual, las pérdidas de eficiencia y el mantenimiento regular del sistema según Tabla 35.

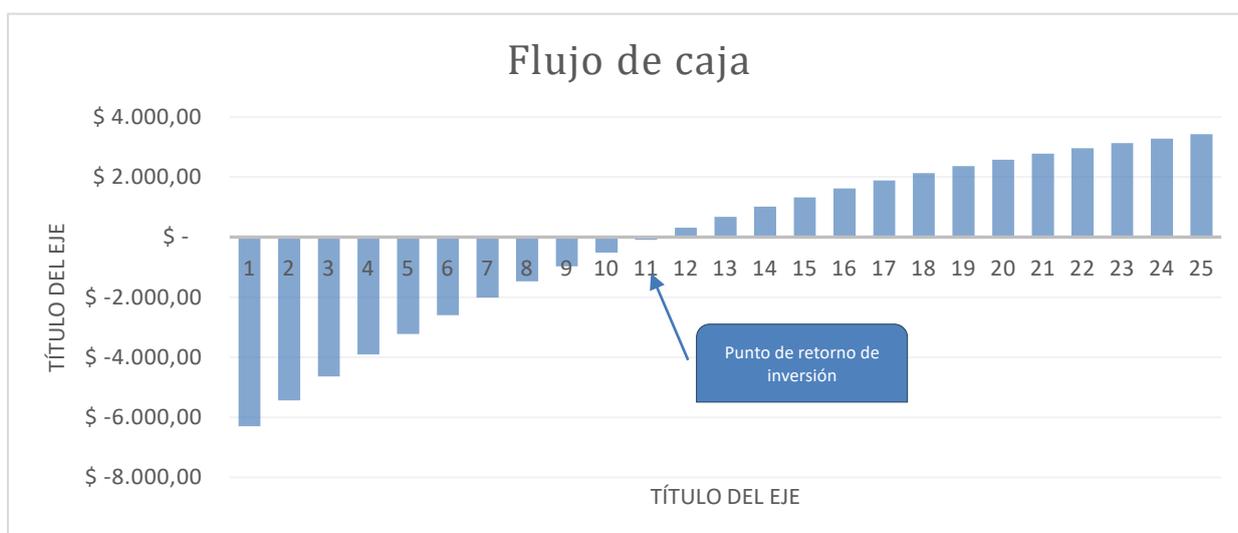


Fig. 19 Tasa anual de consumo energético sector comercial.

Fuente: Propia

3.3.4 Rentabilidad de la Inversión del SFCR

Para estimar la rentabilidad del proyecto, se utiliza los métodos de evaluación, Valor actual neto (VAN), Tasa interna de retorno (TIR) y el periodo de recuperación (PR).

Valor actual neto (VAN) y tasa interna de retorno

Tabla 38

Valores del Flujo de caja acumulada para el sector comercial

Rendimiento y ahorro monetario del SGDA	
Año	Flujo de caja acumulado
1	\$ -6.292,54
2	\$ -5.434,76
3	\$ -4.640,86
4	\$ -3.906,08
5	\$ -3.226,02
6	\$ -2.596,61
7	\$ -2.014,08
8	\$ -1.474,95
9	\$ -975,98
10	\$ -514,19
11	\$ -86,81
12	\$ 308,73
13	\$ 674,78
14	\$ 1.013,55
15	\$ 1.327,07
16	\$ 1.617,22
17	\$ 1.885,74
18	\$ 2.134,23
19	\$ 2.364,20
20	\$ 2.577,01
21	\$ 2.773,96
22	\$ 2.956,21
23	\$ 3.124,87
24	\$ 3.280,94
25	\$ 3.425,37

Tomando en cuenta los criterios de la Tabla 22 y Tabla 23, se advierte que el proyecto es viable, de acuerdo a los resultados obtenidos han determinado un valor del VAN>0

con \$1065.38, significando que la inversión de la red fotovoltaica producirá ganancias superiores a la rentabilidad determinada, siendo un proyecto viable. Además, se obtuvo un TIR del 12% que es mayor a la tasa establecida sobre la inversión del 7%, lo que indica la viabilidad del proyecto.

3.4 Estudio de factibilidad zona industrial

A continuación, se muestra el presupuesto de materiales, equipos, mantenimiento y demás costos que intervienen en la instalación del SFV, el cual es detallado en la Tabla 39.

Tabla 39

Detalle de costos de inversión inicial sector industrial

Costo de la inversión del SGDA del sector industrial				
Descripción	Unidad	Cantidad	V.	V. Total
Módulo fotovoltaico The Vertex Blacksheet Monocrystalline 500W Module	und	77	[\$] 211	[\$] 16247
Estructura para el panel fotovoltaico	und	77	[\$] 35	[\$] 2695
Inversor GROWATT modelo MOD10000TL3-X 10kW	und	3	[\$] 1450,9	[\$] 4352,7
Alambre conductor No. 12 AWG 1 hilos THHN	m	100	[\$] 0,45	[\$] 45
Alambre conductor No. 10 AWG 1 hilos THHN	m	10	[\$] 0,50	[\$] 5
Interruptor termo magnético bipolar corriente continua tipo riel A9N61529	und	1	[\$] 500	[\$] 500
Mano de obra calificada	und	1	[\$] 750	[\$] 750
Transporte	und	1	[\$] 100	[\$] 100
Otros gastos	und	1	[\$] 300	[\$] 500
			Subtotal	[\$] 25194,7
			IVA 12%	[\$] 3023,36
			TOTAL \$	[\$] 28218,06

Nota. Estimaciones para establecer el costo de inversión

La Tabla 39 **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** indica el costo inicial de la instalación fotovoltaica que genera un valor de [\$] 28218,06. Dentro de este valor se encuentran incluidos los costos aproximados de los elementos de protección y el conjunto eléctrico relacionado con la instalación.

Tabla 40*Costos anuales del SFCR del sector comercial*

Costos de mantenimiento del SFCR sector comercial		
Cant	Descripción	V. Total Anual
1	Mantenimiento del SFCR	[\$] 248,66
Subtotal		[\$] 248,66
IVA 12%		[\$] 33,34
TOTAL \$		[\$] 282

En la Tabla 33 se muestra el costo periódico del mantenimiento preventivo, para ello se destinó el 1% del total de la inversión para dicho propósito.

3.4.1 Cálculo del costo nivelado de energía (LCOE)

Para el cálculo del LCOE se definieron las condiciones económicas y técnicas mostradas en la Tabla 34.

Tabla 41

Parámetros iniciales para determinar la factibilidad económica del SGDA para el sector residencial

Parámetros iniciales para determinar la factibilidad económica	
Parámetros generales	Valor
Vida útil del SGDA (años)	25
Costo total del SGDA (USD)	\$ 28218,06
Costo de mantenimiento (USD)	1% del costo total
Tasa de descuento (i)	5%
Generación de energía anual (kWh/año)	43470 kWh
Perdida de eficiencia del SGDA	0,90%
Aumento del consumo anual	1%

Nota. Estas consideraciones facilitan la toma de decisiones en la inversión del proyecto.

3.4.2 Facturación mensual del SFCR

Se realizó un análisis económico para el sector industrial con demanda horaria, por lo tanto, el costo del kWh está estipulado en el pliego tarifario de acuerdo al rango del consumo Anexo 7.

La industria "DENMAR S.A", es un consumidor industrial en baja tensión con demanda horaria, por esta, está supeditado a diversos costos que se reflejan en el pago de sus planillas mensuales, la Tabla 42 detalla los siguientes rubros a ser considerados.

Tabla 42

Valores del pliego tarifario para usuario industrial con demanda horaria

Energía			Demanda	
Hora	8:00 – 22:00	22:00 – 8:00	4,790	USD/kWh
Valor	0,065	0,069	Comercialización	
	USD/kWh	USD/kWh	1.414	USD/Consumidor

Una vez determinados los factores a considerar para el desglose del pliego se prosigue al cálculo.

Tabla 43*Desglose de las facturas enero - diciembre 2022*

MES	Energía consumida de la red (08h00 - 18h00) (kWh)	Energía consumida de la red (08h00 - 18h00) (kWh)	Energía consumida de la red (08h00 - 18h00) (kWh)	Consumo de Demanda (kWh)	Comercialización (USD)	Servicio de Alumbrado Publico (USD)	Valor Total Facturado (USD)
Enero	8109	408	1479	38,45	1,414	59,92	\$ 901,17
Febrero	8316	663	1275	37,18	1,414	59,92	\$ 911,04
Marzo	5457	102	408	27	1,414	59,92	\$ 580,15
Abril	5202	0	255	27,97	1,414	59,92	\$ 551,04
Mayo	6324	102	204	34,22	1,414	59,92	\$ 657,01
Junio	5610	102	0	29,53	1,414	59,92	\$ 574,06
Julio	5661	51	204	33,51	1,414	59,92	\$ 607,20
Agosto	6528	459	1122	38,51	1,414	59,92	\$ 777,37
Septiembre	9588	459	1734	46,61	1,414	59,92	\$ 1.057,30
Octubre	10149	459	1989	46,46	1,414	59,92	\$ 1.110,64
Noviembre	8619	561	1581	40,29	1,414	59,92	\$ 960,11
Diciembre	8721	459	1581	43,96	1,414	59,92	\$ 977,69

En la Tabla 35, se presenta el valor total facturado en el año 2022 por la empresa distribuidora, bajo circunstancias del industrial con demanda horaria en baja tensión, se facturó un valor de \$ 9664,78. La Tabla 36 presenta los valores de la venta de la energía del SGDA para el sector Industrial.

Tabla 44*Generación mensual del SGDA para el sector industrial*

MES	Energía inyectada a la red (08h00 - 18h00) (kWh)	Energía inyectada a la red (08h00 - 18h00) (kWh)	Energía inyectada a la red (08h00 - 18h00) (kWh)	Valor energía Inyectada (USD)	Energía Neta (kWh)	Saldo de Energía Acumulado (kWh)	Energía Facturable (USD)
Enero	3702	0	0	240,60	6015	0	\$ 660,56
Febrero	3453	0	0	224,45	6481	0	\$ 686,58
Marzo	4066	0	0	264,30	1814	0	\$ 315,85
Abril	3772	0	0	245,19	1602	0	\$ 305,84
Mayo	3537	0	0	229,90	2926	0	\$ 427,11
Junio	3437	0	0	223,44	2143	0	\$ 350,63
Julio	3767	0	0	244,86	2036	0	\$ 362,35
Agosto	3786	0	0	246,07	4138	0	\$ 531,30
Septiembre	3510	0	0	228,14	7892	0	\$ 829,16
Octubre	3608	0	0	234,53	8583	0	\$ 876,11

Noviembre	3383	0	0	219,91	7042	0	\$	740,20
Diciembre	3449	0	0	224,20	6980	0	\$	753,49
Total	43471	0	0	2826	57657	0	\$	6.839,18

La producción del SGDA de 38.5kW nos permite tener un excedente de energía positivo de 0 kWh al finalizar el primer año de operación del sistema, que será el ahorro acumulado para el segundo año, el valor se pondrá a cero cada 24 meses, y la Distribución no otorgará compensación económica por la energía antes mencionada.

La Tabla 36 muestra la energía facturada para cliente industrial con demanda horaria en 2022, el total facturado anual es de \$6839,18. A través de SGDA, podemos ahorrar un total de \$2825,59 por año, aunque este ahorro no tiene en cuenta el aumento del consumo anual, la pérdida de eficiencia y el mantenimiento regular del sistema.

Tabla 45

Rendimiento y producción de energía del SGDA para el sector industrial

Rendimiento y ahorro monetario del SGDA			
Año	Producción kWh	Autoconsumo kWh	Ahorro USD
1	43470	103941	2825,59
2	43079	104980	2800,16
3	42691	106030	2774,96
4	42307	107091	2749,99
5	41926	108161	2725,24
6	41549	109243	2700,71
7	41175	110335	2676,40
8	40804	111439	2652,32
9	40437	112553	2628,44
10	40073	113679	2604,79
11	39712	114816	2581,35
12	39355	115964	2558,11
13	39001	117123	2535,09
14	38650	118295	2512,27
15	38302	119477	2489,66
16	37957	120672	2467,26
17	37616	121879	2445,05

18	37277	123098	2423,05
19	36942	124329	2401,24
20	36609	125572	2379,63
21	36280	126828	2358,21
22	35953	128096	2336,99
23	35630	129377	2315,95
24	35309	130671	2295,11
25	34991	131977	2274,45

Fuente. *Elaboración propia*

En la Tabla 30 muestra el balance de energía anual y el ahorro monetario a lo largo de la vida útil del sistema considerando todos los parámetros antes mencionados (perdida de eficiencia del sistema de 0,90%, costos de mantenimiento y aumento de consumo) el flujo de caja del SGDA en su vida útil será el siguiente.

3.4.3 Cálculo del flujo de caja

Basándose en los parámetros iniciales económicos presentados en la Tabla 28, se realizó de manera gráfica el flujo de caja considerando el aumento del consumo anual, pérdida de eficiencia y el mantenimiento periódico del sistema de acuerdo a la Tabla 45, esto con el objetivo de determinar el comportamiento de la rentabilidad obtenida en el proyecto.

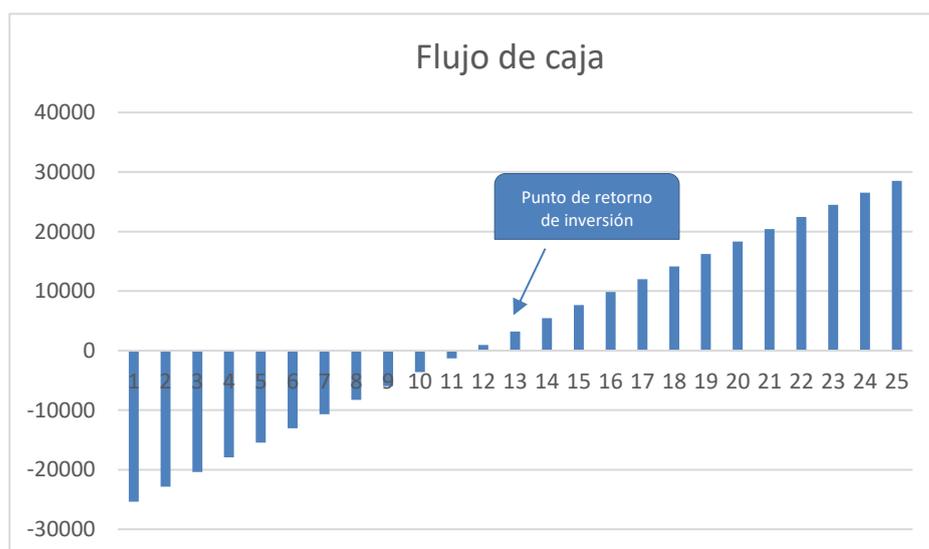


Fig. 20 Tasa anual de consumo energético sector industrial.

3.4.4 Rentabilidad de la Inversión del SFCR

Para determinar la rentabilidad del proyecto, se utilizan los procesos de evaluación, Valor actual neto (VAN), Tasa interna de retorno (TIR) y el periodo de recuperación (PR).

Valor actual neto (VAN) y tasa interna de retorno

Tabla 46

Valores del Valor Actual Neto para el sector comercial

Rendimiento y ahorro monetario del SGDA		
Año	VAN	TIR
1	-25392	-90%
2	-22994	-65%
3	-20620	-45%
4	-18270	-31%
5	-15943	-22%
6	-13640	-16%
7	-11360	-11%
8	-9102	-7%
9	-6868	-5%
10	-4656	-2%
11	-2466	-1%
12	-299	1%
13	1847	2%
14	3971	3%
15	6073	3%
16	8154	4%
17	10214	4%
18	12253	5%
19	14271	5%
20	16269	6%
21	18246	6%
22	20203	6%
23	22140	6%
24	24057	7%
25	25954	7%

Tomando en cuenta los criterios de la Tabla 22 y Tabla 23, se advierte que el proyecto es viable, de acuerdo a los resultados obtenidos han determinado un valor del VAN>0 a partir del año 13, significando que la inversión del sistema fotovoltaico producirá réditos mayores a la rentabilidad determinada, siendo un proyecto aceptable. Además, se obtuvo un TIR del 7% que es mayor a la tasa establecida sobre la inversión del 5%, lo que indica la viabilidad del proyecto.

Conclusiones

- En la ciudad de Ibarra se puede alcanzar niveles de radiación solar de hasta 5,2 kWh/m² por día, lo cual brinda oportunidades para la implementación de tecnologías fotovoltaicas, por ello, para los casos de estudio del actual trabajo de titulación, es viable económicamente la implementación de un sistema de generación fotovoltaica mediante la aplicación de la REGULACION Nro. ARCERNNR-001/2021, la cual incentiva la instalación de sistemas fotovoltaicos conectados a la red.
- Es muy importante evaluar el consumo eléctrico porque depende de ello la determinación del tamaño del sistema fotovoltaico conectado a la red y no tener una generación en exceso lo cual no será renumerado por parte de la empresa distribuidora, de igual manera se debe tener claro el porcentaje a respaldar y el tipo de presupuesto con el que se cuenta, esto con la finalidad de realizar un análisis económico más preciso y real, cabe mencionar que este parámetro debe estar bien definido, el aplicativo desarrollado también realiza el análisis económico con inversiones financieras.
- Considerando los criterios de los indicadores financieros utilizados, se concluyó que la implementación de un sistema fotovoltaico conectado a la red fue factible para cada caso de estudio presentado en el presente trabajo, especialmente para el caso comercial, ya que se obtuvo una utilidad de USD 3,355.68 según el VAN, la TIR es del 12% y el retorno de inversión se producirá partir del año 11, siempre que sea financiado por cuenta propia. Por otro lado, para el caso Industrial se requiere una gran cantidad de inversión, lo cual puede ser financiada por entidades bancarias, por lo tanto, el VAN seguirá teniendo un valor positivo, pero la TIR será del 7% siendo igual a la tasa de descuento, lo que significa que para ello la factibilidad del proyecto necesita considerar otros criterios, como el monto del préstamo o su plazo.

Recomendaciones

- Se recomienda ampliar el trabajo de investigación con un estudio técnico, puesto que el aplicativo desarrollado toma en cuenta la radiación solar directa sobre los paneles y no toma en cuenta las condiciones requeridas para su instalación, necesita un lugar libre de sombras como (árboles, postes, viviendas de dos o más niveles, entre otros obstáculos que impidan la incidencia directa de la luz sobre el panel solar) ya que debido a esto los resultados obtenidos no serán los mismos que los entregados por el aplicativo desarrollado y por ende el proyecto no van a ser factible.
- Se recomienda profundizar en este tema en futuros estudios, como por ejemplo la factibilidad de implementar sistemas de generación fotovoltaica aislada para comunidades remotas sin redes eléctricas, lo cual se puede desarrollar una herramienta similar para evaluar los costos de inversión, operación y mantenimiento de los sistemas fotovoltaicos aislados en comparación con el tendido de una red eléctrica, para así determinar la factibilidad de uno en relación con otro.

Referencias

- Edenhofer, O., Pichs-Madruga, R., & Sokona, Y. (2018). *Fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático*. Abu Dhabi: Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático. Obtenido de https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srren_report_es-1.pdf
- EMBER. (2022). *Global Electricity Review*. Diva Creative. Obtenido de https://ember-climate.org/app/uploads/2022/03/SP_Report-GER22.pdf
- ARCERNNR. (2021). *ATLAS del sector eléctrico ecuatoriano 2021*. Quito. Obtenido de <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/04/Atlas2021.pdf>
- AIE. (12 de Octubre de 2021). *Renewables*. Recuperado el 18 de Octubre de 2021, de Agencia Internacional de Energía: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/renewables>
- AREEREE. (2021). *¡Un paso más para las Energías Renovables en el Ecuador!* Obtenido de <https://aeeree.org/un-paso-mas-para-las-energias-renovables-en-el-ecuador/>
- SOLVENTA. (2019). *Introduccion a la energias renovables*. Obtenido de https://agora.ulpgc.es/ficheros/INTRODUCCION_RENOVABLES.pdf
- Enrique Vivanco , F. (2020). *Energías renovables y no renovables ventajas y desventajas de ambos tipos de energía*. Santiago. Obtenido de https://obtienearchivo.bcn.cl/obtienearchivo?id=repositorio/10221/29102/1/BCN_Energia_renovable_y_no_renovableventajas_y_desventajas_final.pdf
- Revelo Vaca, D., & Ordóñez, F. (2019). *MAPA SOLAR del Ecuador 2019*. Quito: SCYERGY.
- Carmona Rubio, G. (2010). *INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS*. McGraw-Hill Interamericana de España S.L. Obtenido de <https://www.mheducation.es/bcv/guide/capitulo/8448171691.pdf>
- Buele Avila, C. O., & Chazi Solis, A. M. (2019). *MODELACIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA AUTOABASTECIMIENTO ELÉCTRICA EN LA UNIVERSIAD POLITÉCNICA SALESIANA SEDE CUENCA*. Tesis doctoral, Cuenca. Obtenido de <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/18210/1/UPS-CT008653.pdf>
- PLANEE. (2017). *Eficiencia Energetica 2016-2035*. Quito. Obtenido de

https://www.cnelep.gob.ec/wp-content/uploads/2017/09/1.PLAN_NACIONAL_EFICIENCIA_ENERGETICAmaqueta-final-digital.pdf

ARCONEL. (2018). *REGULACION Nro. ARCONEL 013/18*. Obtenido de <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/01/Codificacion-Regulacion-No.-ARCONEL-003-18.pdf>

Romero Márquez, C. J. (2020). *DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA EN EL ECUADOR EN BAJA VOLTAJE*. Tesis doctoral, Loja.

Castrillo, F. (2017). *EVALUACIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA*. Obtenido de <https://slideplayer.es/slide/3470315/>

Pérez Álvarez, J. C. (2019). *GUÍA PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS Y APLICACIÓN DE LA RESOLUCIÓN CREG 030 DE 2018 PARA INYECTAR EXCEDENTES DE ENERGÍA A LA RED*. Medellín. Obtenido de https://bibliotecadigital.udea.edu.co/bitstream/10495/15377/1/PerezJuan_2019_GuiaDimensionamientoSistemas.pdf

Nogar, A., Clementi, L., & Decunto, E. (2021). Argentina en el contexto de crisis y transición energética. *Revista Universitaria de Geografía*, 30(1), 107-131. Recuperado el 11 de 20 de 2021, de <https://repository.unimilitar.edu.co/bitstream/handle/10654/14931/SanabriaOrozcoAndresFelipe2016.pdf?sequence=1>

Perez, L. (2022). *Diseño y construcción de un sistema de alimentación eléctrico basado en paneles solares para un circuito cerrado de cámaras*. Quito: INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO VIDA NUEVA. Obtenido de http://www.energia.gov.ar/contenidos/archivos/publicaciones/libro_energia_solar.pdf

Mas, F., Gómez, A., & García, D. (2022). *Apuntes sobre la energía fotovoltaica*. Elche: Universidad Miguel Hernández. Obtenido de <http://www3.fi.mdp.edu.ar/dtoelectrica/files/instalaciones-industriales/material/autogeneracion/renovables/solar/energia%20solar%202013.pdf>

Carreras, M. (2019). *Instalaciones solares fotovoltaicas*. España: Editex. Obtenido de

https://www.researchgate.net/profile/Oscar-Perpinan-Lamigueiro/publication/249012821_Energia_Solar_Fotovoltaica/links/02e7e51e80783f1d9f000000/Energia-Solar-Fotovoltaica.pdf

Capacho, I., & Cárdenas, J. (2020). *Dimensionamiento de microrred para el suministro eléctrico de la Piscícola Campo Hermoso en el municipio de Playón*. Bucaramanga: Universidad Autónoma de Bucaramanga. doi:https://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/16839/TFG_David_Sanchez_Quiroga.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Méndez Muñiz , J. M., & Cuervo Garcia, R. (2019). *Energía Solar Fotovoltaica* (Segunda ed.). Madrid: Fundacion Confemetal. Obtenido de https://books.google.com.ec/books?id=GZh1DGUQoOUC&printsec=frontcover&dq=energia+solar+fotovoltaico&hl=es-419&sa=X&redir_esc=y#v=onepage&q=energia%20solar%20fotovoltaico&f=false

Aparicio, M. (Agosto de 2020). *Energía solar fotovoltaica: 3a edición*. (S. e. XV, Ed.) Barcelona: Marcombo.

Vargas, J., & Ortega, J. (2020). Evaluación técnico ambiental para la implementación de un sistema fotovoltaico. *Publicaciones e Investigación*, 14(1), 1-16. Obtenido de <https://www.agapea.com/Manuel-Fernandez-Barrera/Energia-solar-electricidad-fotovoltaica-9788499490236-i.htm>

Espejo, C., & Aparicio, A. (2020). La producción de electricidad con energía solar fotovoltaica en España en el siglo XXI. *Revista de Estudios Andaluces*, II, 66-93.

Rodríguez, M. (2022). *Evaluación de la eficiencia energética de paneles solares operando In Situ*. Barranquilla: Corporación Universidad de la Costa. Obtenido de https://www.agenergia.org/wp-content/uploads/2018/05/1234262514_Energ_a_FV_Fund_Terra.pdf

Delgado, C., & Planelles, M. (14 de Noviembre de 2017). El mundo consumirá un 30% más de energía en 2040 y se aleja de cumplir el Acuerdo de París. *El País*. Recuperado el 18 de Octubre de 2021, de https://elpais.com/economia/2017/11/14/actualidad/1510661591_352717.html

Crespo, A. (2021). *Diseño de una planta solar fotovoltaica de 300 kWp para autoconsumo con análisis de eficiencia energética en un centro comercial*. Guayaquil: UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL.

- Alvarado, J. (2018). *DISEÑO Y CÁLCULO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA*. Madrid: UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID.
- Almacaña, N. C., & Blandon, B. E. (2019). *Implementación de un seguidor solar de un eje para un sistema fotovoltaico de 100 W en el CEEA-ESPOCH*. Riobamba: Bachelor's thesis, Escuela Superior Politécnica de Chimborazo.
- Chakraborty, S., Sadhu, P., & Pal, N. (2016). Technical mapping of solar PV for ISM-an approach toward green campus. *Energy Science and Engineering*.
- REGULACIÓN Nro. ARCERNR-001/21. (2021). *Marco normativo de la Generacion Distribuida para autoabastecimiento de consumidores de energia eléctrica*. Quito: Sesión Electronica de Directorio.
- REGULACIÓN nro. ARCERNR-003/18. (2018). *Marco normativo de la Generacion Distribuida para autoabastecimiento de consumidores de energia eléctrica*. Quito: Sesión electrónica de Directorio.
- CONELC. (2021). *ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA*. Quito: Corporación para la Investigación Energética.
- Álvarez, Y. (2021). *Diseño de un sistema fotovoltaico autónomo para el ahorro de energía eléctrica en el Comercial Xaviercito*. Quito: UNIR.
- Rodas, Á. (2016). *DIMENSIONAMIENTO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA CONECTADA A LA RED, PARA AUTOCONSUMO EN UN TALLER INDUSTRIAL EN GUAYAQUIL*. Guayaquil: ESPOL.

ANEXOS

ANEXO A: Requisitos para conexión de un SGDA

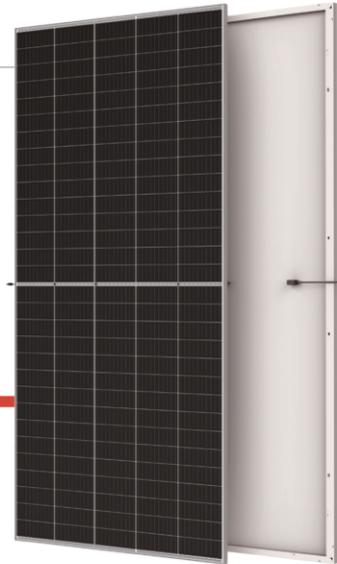
distribuido para autoabastecimiento -SGDA-, considerando los términos que describo a continuación:			
DATOS DEL SOLICITANTE			
Número de suministro/ Cuenta Contrato:		<i>(si aún no es consumidor de la Distribuidora se pondrá no aplica)</i>	
Nombres y Apellidos / Razón Social:			
CI / RUC:			
Ciudad:			
Teléfono:			
Correo electrónico:			
DATOS DEL PROYECTO DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA PARA AUTOABASTECIMIENTO			
Potencia nominal:		kW	
Energía anual a generar estimada		kWh	
Dispone de sistema de almacenamiento de energía:	Sí		No
Recurso energético renovable	Solar	()	
	Eólico	()	
	Biogás	()	
	Biomasa	()	
	Hidráulico	()	
	Otro	()	
Número de fases:			
Tipo de SDGA:	Con inversores ()	Con Gen. Síncrono ()	Con Gen. Asíncrono ()
Ubicación del punto de conexión del SGDA:			
Firma del Solicitante:	Firma de recepción:		
<i>(Nombres y Apellidos del solicitante o</i>		<i>(Nombre y Apellido de quien recibe la</i>	

ANEXO B: Datos Técnicos del Panel Fotovoltaico The Vertex 500 W

Mono Multi Solutions

THE Vertex

BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE



500W+
MAXIMUM POWER OUTPUT

21.1%
MAXIMUM EFFICIENCY

0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

PRODUCTS | POWER RANGE
TSM-DE18M(II) | 480-505W

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading total solution provider for solar energy. With local presence around the globe, Trina Solar is able to provide exceptional service to each customer in each market and deliver our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable brand. Trina Solar now distributes its PV products to over 100 countries all over the world. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaborations with installers, developers, distributors and other partners in driving smart energy together.

Comprehensive Products and System Certificates

IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



Trina solar



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance Of System) cost, shorter payback time
- Lower guaranteed first year and annual degradation
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher return on Investment



High power up to 505W

- Large area cells based on 210mm silicon wafers and 1/3-cut cell technology
- Up to 21.1% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

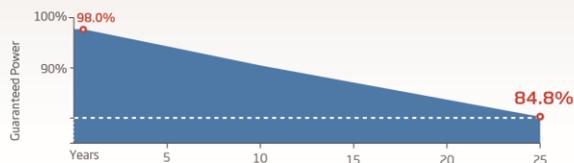
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



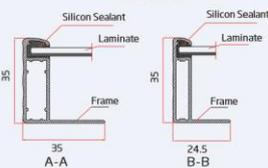
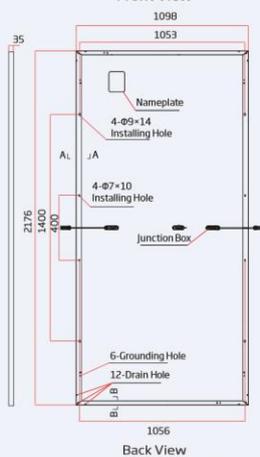
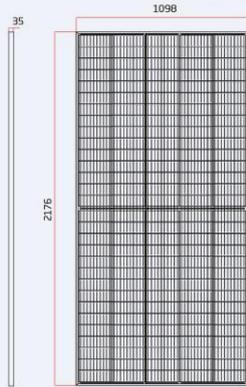
High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.36%) and operating temperature

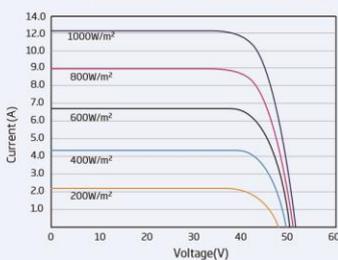
Trina Solar's VERTEX Backsheet Performance Warranty



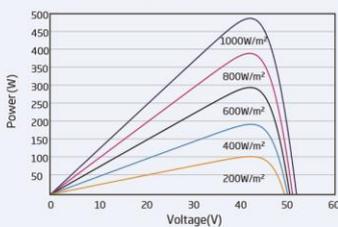
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(490 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(490W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	480	485	490	495	500	505
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	42.0	42.2	42.4	42.6	42.8	43.0
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	11.42	11.49	11.56	11.63	11.69	11.75
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	50.8	51.1	51.3	51.5	51.7	51.9
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	11.99	12.07	12.14	12.21	12.28	12.35
Module Efficiency η_m (%)	20.1	20.3	20.5	20.7	20.9	21.1

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.

*Measuring tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	363	367	371	375	379	382
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	39.6	39.8	40.0	40.2	40.4	40.6
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	9.15	9.20	9.26	9.32	9.37	9.43
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	48.0	48.2	48.4	48.6	48.8	49.0
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	9.65	9.72	9.77	9.83	9.89	9.94

NMOT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	150 cells
Module Dimensions	2176 × 1098 × 35 mm (85.67 × 43.23 × 1.38 inches)
Weight	26.3 kg (58.0 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	35 mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: N 280mm/P 280mm(11.02/11.02inches) Landscape: N 1400 mm /P 1400 mm (55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EV02 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NMOT (Nominal Module Operating Temperature)	41°C (±3°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.36%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.26%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	20A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
25 year Power Warranty
2% first year degradation
0.55% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 30 pieces
Modules per 40' container: 600 pieces

ANEXO C: Datos Técnicos del Inversor GROWATT MIC 500TL-X de 3,0 kW

MIN 2500~6000 TL-XE

- Maximum efficiency 98.4%
- Dual MPP trackers
- Type II SPD on DC side
- Supports export control
- Touch key and OLED display



Growatt



www.ginverter.com

P O W E R
- I N G O
T O M O -
R R O W O

