

UNIVERSIDAD SAN FRANCISCO DE QUITO

Colegio de Ciencias e Ingenierías

**Factibilidad de un parque fotovoltaico en el Valle del
Chota como modelo de desarrollo sostenible e integrador**

Jacob Sebastián de Jesús Carcelén

Vanessa Marcela Castro Grijalva

Ingeniería Ambiental

Trabajo de fin de carrera presentado como requisito para la obtención del título de
Ingeniero Ambiental

Quito, 08 de mayo de 2025

Universidad San Francisco de Quito USFQ

Colegio de Ciencias e Ingenierías

**HOJA DE CALIFICACIÓN
DE TRABAJO DE FIN DE CARRERA**

**Factibilidad de un parque fotovoltaico en el Valle del
Chota como modelo de desarrollo sostenible e integrador**

**Jacob Sebastián de Jesús Carcelén
Vanessa Marcela Castro Grijalva**

Nombre del profesor, Título académico

Fernando Nicolas Vela, PhD

Quito, 08 de mayo de 2025

©DERECHOS DE AUTOR

Por medio del presente documento certifico que he leído todas las Políticas y Manuales de la Universidad San Francisco de Quito USFQ, incluyendo la Política de Propiedad Intelectual USFQ, y estoy de acuerdo con su contenido, por lo que los derechos de propiedad intelectual del presente trabajo quedan sujetos a lo dispuesto en esas Políticas.

Asimismo, autorizo a la USFQ para que realice la digitalización y publicación de este trabajo en el repositorio virtual, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Nombres y apellidos: Jacob Sebastián de Jesús Carcelén

Vanessa Marcela Castro Grijalva

Código: 00128588

00136957

Cédula de identidad: 1003389994

0302040134

Lugar y fecha: Quito, 8 de mayo de 2025

ACLARACIÓN PARA PUBLICACIÓN

Nota: El presente trabajo, en su totalidad o cualquiera de sus partes, no debe ser considerado como una publicación, incluso a pesar de estar disponible sin restricciones a través de un repositorio institucional. Esta declaración se alinea con las prácticas y recomendaciones presentadas por el Committee on Publication Ethics COPE descritas por Barbour et al. (2017) Discussion document on best practice for issue arounds theses publishing, disponible en <http://bit.ly/COPETheses>.

UNPUBLISHED DOCUMENT

Note: The following capstone Project is available through Universidad San Francisco de Quito USFQ institutional repository, Nonetheless, this Project – in whole or in part- should not be considered a publication. This statement follows the recommendations presented by the Committee on Publication Ethics COPE described by Barbour et al. (2017) Discussion document on best practice for issues around these publishing available on <http://bit.ly/COPETheses>.

AGRADECIMIENTO

Agradezco en primer lugar a Dios, por haberme dado la vida, la fuerza y la perseverancia necesarias para culminar esta etapa tan importante. A la Virgen María, madre amorosa y guía constante, por protegerme en cada paso de este camino. A mis amigos del Cielo, Santa Teresita del Niño Jesús y San Francisco de Asís, por su intercesión y por enseñarme, desde su ejemplo, a caminar con sencillez, entrega y amor.

Con todo mi amor, agradezco a mis padres, Rafael y Yolanda, por su apoyo incondicional, su amor infinito y su paciencia en los momentos más difíciles. A mi hermana Andrea y a mi cuñado David, por su compañía constante, por estar siempre dispuestos a tenderme la mano cuando más lo necesité y, sobre todo, por buscar siempre que yo fuera feliz durante este proceso. Su cariño, comprensión y alegría marcaron profundamente esta etapa de mi vida.

A mi ñaño Melo y a mi ñaña Vito, gracias por acompañarme y apoyarme en este camino. Su presencia ha sido una bendición y un aliento constante en cada paso.

A mi prima Grillo, gracias por hacerme reír cuando más lo necesitaba, por tu cariño incondicional, y por regalarme a la Manuela y a la Cayetana, que llenaron mis días de ternura y alegría.

A mi comunidad Lazos de Amor Mariano, gracias por ayudarme a mantener mi mirada en Dios y fortalecer mi fe en cada momento de este proceso. A mis amigos, por acompañarme con alegría, por cada palabra de ánimo y por ayudarme a estudiar cuando el cansancio parecía vencerme.

Y a mi querida perrita Cornelia, mi compañera silenciosa de tantas madrugadas de estudio, gracias por tu compañía fiel, por no dejarme sola y por llenar de paz y ternura mis noches más largas.

RESUMEN

Ecuador enfrenta serios desafíos en su sector energético debido a la dependencia de fuentes hidroeléctricas, afectadas por la disminución de las precipitaciones y los caudales. En 2024, el país experimentó una crisis energética que expuso la fragilidad del sistema eléctrico nacional, resultando en apagones prolongados y pérdidas económicas significativas. Esta situación subraya la urgencia de diversificar la matriz energética, reduciendo la dependencia de fuentes no renovables e impulsando alternativas sostenibles como la energía solar. El proyecto que se encuentra ubicado en la Provincia de Imbabura, Cantón Ibarra, Parroquia de Ambuquí, Sector Tamarindo denominado “Parque fotovoltaico en el Valle del Chota” propone la instalación de un sistema fotovoltaico con una capacidad de generación de 18 megavatios (MW). Esta iniciativa tiene como objetivo diversificar la matriz energética nacional, promover el acceso a energías renovables y reducir las emisiones de dióxido de carbono (CO₂), se presenta como un sitio ideal debido a su clima seco, radiación solar constante y estabilidad térmica, condiciones favorables para maximizar la eficiencia de los paneles solares.

El proyecto incluye un análisis exhaustivo de las condiciones climáticas, utilizando datos meteorológicos de estaciones cercanas para determinar la viabilidad técnica y optimizar el diseño del parque. Herramientas como MATLAB/Simulink se emplean para modelar y simular el funcionamiento del sistema fotovoltaico, asegurando su eficiencia y su integración con la red eléctrica nacional. El sistema utilizará 26 000 paneles solares organizados estratégicamente para alcanzar su capacidad nominal, acompañado de tecnología de conversión energética que maximiza su rendimiento, desde una perspectiva ambiental, el proyecto apuesta por minimizar los impactos negativos a través de un análisis de ciclo de vida (ACV), en términos socioeconómicos, el parque fotovoltaico contribuirá a mejorar las condiciones de vida de las comunidades locales mediante la creación de empleos directos e indirectos, y el acceso a electricidad limpia y confiable. Además, reducirá costos asociados a la importación de energía y

permitirá destinar recursos a áreas clave como salud y educación. El proyecto también fomenta la electrificación de zonas rurales, promoviendo la equidad energética. En conclusión, el parque fotovoltaico en el Valle del Chota no solo responde a la necesidad urgente de superar la crisis energética de Ecuador, sino que también se alinea con los principios de sostenibilidad y desarrollo inclusivo. Su implementación es un paso estratégico hacia un futuro energético más limpio, resiliente y equitativo.

Palabras clave: energía fotovoltaica, crisis energética, energías renovables, sostenibilidad, ciclo de vida, radiación solar, parque fotovoltaico.

ABSTRACT

Ecuador faces serious challenges in its energy sector due to its reliance on hydroelectric sources, which are affected by decreased rainfall and water flow levels. In 2024, the country experienced an energy crisis that exposed the fragility of the national electrical system, resulting in prolonged blackouts and significant economic losses. This situation highlights the urgency of diversifying the energy matrix, reducing dependence on non-renewable sources, and promoting sustainable alternatives such as solar energy.

The project, located in Imbabura Province, Ibarra Canton, Ambuquí Parish, Tamarindo Sector, known as the “Photovoltaic Park in the Chota Valley,” proposes the installation of a photovoltaic system with a generation capacity of 18 Megawatts (MW). This initiative aims to diversify the national energy matrix, promote access to renewable energy, and reduce carbon dioxide (CO₂) emissions. The site is considered ideal due to its dry climate, constant solar radiation, and thermal stability, which are favourable conditions for maximizing solar panel efficiency.

The project includes a thorough analysis of climatic conditions, using meteorological data from nearby stations to determine technical feasibility and optimize the park's design. Tools such as MATLAB/Simulink are employed to model and simulate the operation of the photovoltaic system, ensuring its efficiency and integration with the national electrical grid. The system will use 26 000 solar panels strategically arranged to reach its nominal capacity, accompanied by energy conversion technology that maximizes its performance.

From an environmental perspective, the project aims to minimize negative impacts through a life cycle assessment (LCA). In socioeconomic terms, the photovoltaic park will help improve the living conditions of local communities by creating direct and indirect jobs and providing access to clean and reliable electricity. Furthermore, it will reduce costs associated

with energy imports and allow resources to be allocated to key areas such as health and education. The project also promotes the electrification of rural areas, fostering energy equity.

In conclusion, the photovoltaic park in the Chota Valley not only addresses the urgent need to overcome Ecuador's energy crisis but also aligns with principles of sustainability and inclusive development. Its implementation is a strategic step towards a cleaner, more resilient, and equitable energy future.

Keywords: photovoltaic energy, energy crisis, renewable energy, sustainability, life cycle, solar radiation, photovoltaic park.

INDICE DE CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN.....	13
1.1 Antecedentes.....	14
1.2 Justificación.....	15
1.3 Alcance del proyecto	16
1.4 Objetivos.....	17
1.4.1. Objetivo general	17
1.4.2 Objetivos específicos.....	17
2. METODOLOGÍA.....	18
2.1 Diseño del Parque fotovoltaico.....	18
2.1.1 Descripción de la zona de estudio	18
2.1.2 Análisis e interpretación de datos meteorológicos	20
2.1.3 Procedimiento en Simulink	40
2.2 ANALISIS DE CICLO DE VIDA	46
2.2.1 Cálculo del factor de emisión	50
2.3 ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD.....	57
2.3.1 Formas de financiamiento	57
2.3.1.1 Inversión Privada.....	57
2.3.1.2 Inversión Pública	58
2.4 Análisis tecno-económico.....	62
3 RESULTADOS	68
3.1 Diseño del parque fotovoltaico.....	68
3.2 Análisis del ciclo de vida (ACV).....	75
3.3 Cantidad de emisiones de una fuente de producción eléctrica mediante uso de combustibles fósiles (diésel).....	78
3.3.1 Determinación de la masa de diésel necesaria:	79
3.4 Análisis Tecno-Económico.....	80
4. DISCUSIÓN.....	83
5. CONCLUSIONES.....	86
Sobre la viabilidad técnica del sistema fotovoltaico:	86
Sobre la sostenibilidad ambiental del proyecto:	86
Sobre la viabilidad económica y social del parque fotovoltaico:	87
6. REFERENCIAS	88

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Resumen del análisis de las variables de temperatura y precipitación mensual.....	21
Tabla 2. Resumen del análisis de las variables: radiación solar y temperatura.....	33
Tabla 3. Energía para producir por un parque fotovoltaico con capacidad de 18 000 kW por día en condiciones ideales.	36
Tabla 4. Potencia anual y durante su vida útil generada por un panel solar en condiciones ideales.	37
Tabla 5. Potencia diaria generada por un panel solar en condiciones reales durante cada mes del año, considerando el factor de desempeño.	38
Tabla 6. Potencia mensual generada por un panel solar en condiciones reales durante un año, considerando el factor de desempeño.	39
Tabla 7. Potencia anual y durante su vida útil generada por un panel solar en condiciones reales durante.	39
Tabla 8. Datos de entrada de procesos requeridos para la fabricación de un panel fotovoltaico de silicio policristalino en China.	47
Tabla 9. Datos de entrada de materiales utilizados para la fabricación de un panel fotovoltaico de silicio policristalino en China.	49
Tabla 10. Datos de entrada de procesos requeridos para la fabricación.....	52
Tabla 11. Datos de procesos de transporte de los componentes.....	53
Tabla 12. Fase de uso de un panel.....	55
Tabla 13. Datos de gestión de residuos sólidos.	56
Tabla 14. Cantones pertenecientes al área de concesión de EMELNORTE S.A.....	59
Tabla 15. Subestaciones del área de servicios de EMELNORTE S.A.....	61
Tabla 16. Balance Nacional de Energía Eléctrica	62
Tabla 17. Costos de adquisición de equipos.....	64
Tabla 18. Costos operativos anuales.....	65
Tabla 19. Inversión total.....	67
Tabla 20. Resultados de la energía total que se convirtió de CA a CC.....	75
Tabla 21. Emisiones Totales De 1 Panel Solar.....	75
Tabla 22. Balance total de emisiones y energía generada por los 26 000 paneles solares del proyecto	77
Tabla 23. Resultados del TIR con un VAN de cero	81
Tabla 24. Costo mínimo por KWh	81
Tabla 25. Periodo de recuperación (payback) del proyecto	82

INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Ubicación de la zona de estudio.....	18
Figura 2: Modelo con la potencia que generan los paneles en condiciones ideales.	43
Figura 3. Balance de procesos para el análisis del ciclo de vida.	46
Figura 4. Porcentaje de energía facturada según el tipo del cliente de EMELNORTE S.A.	60
Figura 5. Diseño completo del parque fotovoltaico	69
Figura 6. Potencia generada sin pérdidas de sistema.....	70
Figura 7. Voltaje generado por el sistema.	71
Figura 8. Tensión o voltaje, corriente y potencia total que genera el sistema antes de ser optimizada.	72
Figura 9. Energía de la red trifásica y que ingresa al inversor para ser convertida de continua a alterna.	73
Figura 10. Potencia generada por el inversor y potencia que ingresa a la red eléctrica nacional.	74
Figura 11. Emisiones por fase de un panel solar.	77

1. INTRODUCCIÓN

La crisis energética en Ecuador en 2024 fue un desafío significativo para el estado ecuatoriano, se declaró estado de emergencia en el sector eléctrico mediante el Decreto Ejecutivo 229, debido a la crisis energética que dejó en evidencia la magnitud del problema. Las hidroeléctricas Paute - Mazar quedaron temporalmente fuera de servicio por la disminución del nivel de agua en sus embalses, provocando interrupciones en el suministro eléctrico y generando pérdidas económicas de entre 12 y 20 millones de dólares por hora en el sector productivo. Para enfrentar la escasez hídrica, el 15 de agosto de 2024, el ministro Gonçalves declaró una nueva emergencia con el objetivo de acelerar la adquisición, el arrendamiento y la generación adicional de energía.

Expertos afirmaron que los apagones deberían reflejarse en un ahorro en las facturas de electricidad de entre el 5% y el 10%. Sin embargo, algunos hogares experimentaron un aumento en el consumo energético debido al esfuerzo adicional de los electrodomésticos, como las refrigeradoras, para recuperar la temperatura. Este aumento puede incrementar el costo por kilovatio hora (kWh) para familias que superen los 700 kWh, de 0.10 a 0.14 centavos de dólar.

La energía es fundamental para la vida humana, y la creciente demanda ha llevado al incremento en el uso de combustibles fósiles, contribuyendo al cambio climático y la degradación ambiental. Esta dependencia de fuentes de energía no renovables ha tenido un impacto negativo en el medio ambiente, afectando la salud de los ecosistemas y generando efectos perjudiciales para las futuras generaciones.

Frente a la disminución de precipitaciones en Ecuador, la implementación de energía fotovoltaica resulta más viable y sostenible, garantizando una fuente de energía estable y con un costo de generación menor comparado con la importación de electricidad. Esto contribuye a la seguridad energética y a la reducción de la dependencia externa, al tiempo que mitiga los impactos ambientales negativos. La implementación de un parque fotovoltaico de 100 MW podrá

mejorar la calidad de vida de la comunidad local en el Valle del Chota, medida a través del acceso a energía renovable, la generación de empleos y la reducción de emisiones de CO₂. Así mismo, la reducción de emisiones de CO₂ será menor en comparación con comunidades que dependen de combustibles fósiles para la generación de energía.

1.1 Antecedentes

La dependencia de Ecuador en la generación hidroeléctrica se consolidó en el año 2022, ya que se registraron datos cuando el país alcanzó una producción neta de energía eléctrica de 28.684,62 GWh (Gigavatio hora). De este total, la mayor parte provino de fuentes hidroeléctricas, con 24.499,54 GWh, mientras que la generación termoeléctrica representó 3.393.35 GWh y las fuentes no convencionales aportaron 325.90 GWh. Además, Ecuador importó 465.30 GWh desde Colombia y 0.53 GWh desde Perú. Estos datos evidencian que la hidroeléctrica sigue siendo la principal fuente de generación eléctrica en el país (CENACE, 2023).

El cambio climático tendrá un impacto significativo en la disponibilidad de agua, alterando los patrones de precipitación y reduciendo el caudal de los ríos del Ecuador, este fenómeno es especialmente evidente durante los meses de sequía, cuando las lluvias escasean y se presentan graves dificultades para garantizar el suministro adecuado de agua. Este déficit afecta directamente a la generación hidroeléctrica, ya que la producción de energía depende del caudal de los ríos. Como resultado, los recursos hídricos se ven comprometidos, exacerbando la vulnerabilidad del sistema energético ante eventos climáticos extremos. Este desafío, además de la creciente demanda de agua, subraya la necesidad urgente de adaptarse a las nuevas condiciones climáticas para asegurar la sostenibilidad de los recursos hídricos y energéticos (Joaquín, Pachacama, Fernando & Herrera, n.d.).

De acuerdo con el balance energético de Ecuador del año 2023, la demanda de energía en el Ecuador se incrementó debido al crecimiento de la población entre 2013 y 2023, la población del país pasó de 15.7 millones de habitantes a 17.8 millones, es decir un aumento de 13.4 %.

Entre 2013 y 2023, el consumo energético por habitante en el país aumentó 5.1 %, pasando de 5.47 barril equivalente de petróleo por habitante (BEP/hab). a 5.75 BEP/hab. En 2023 el consumo de energía per cápita continuó con su recuperación respecto al valor de 2020, después de caer a su nivel más bajo de la década por el impacto de las medidas de mitigación de los efectos de la pandemia de Covid19 El consumo de energía eléctrica por habitante aumentó 28.8 % entre 2013 y 2023, pasando de 1.304 kWh por persona a 1.680 kWh por persona.

1.2 Justificación

El artículo 314 de la Constitución de la República del Ecuador establece que el Estado es responsable de la provisión del servicio público de energía eléctrica, asegurando que este servicio cumpla con principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia y responsabilidad universal. Adicionalmente, el artículo 7 de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica refuerza la responsabilidad exclusiva del Estado, a través del Gobierno Central, de satisfacer las necesidades de energía eléctrica y alumbrado público en todo el país, mediante el uso eficiente de sus recursos, de acuerdo con los planes nacionales y sectoriales.

En abril de 2024, el CENACE, el organismo técnico estratégico del Ministerio de Energía y Electricidad alertó sobre una situación crítica en el abastecimiento de electricidad en el país. Informó que las reservas energéticas en los embalses estaban disminuyendo a niveles peligrosamente bajos, lo que llevó a la declaración de un "periodo de racionamiento" en el sistema eléctrico ecuatoriano, a partir del 16 de abril de 2024.

Con la disminución de los embalses se declaró la emergencia en el sector eléctrico a través del Decreto Ejecutivo 229 del presidente Daniel Noboa, debido a la magnitud de la crisis energética que estaba causando apagones generalizados y pérdidas económicas significativas. El 15 de agosto de 2024, el ministro Gonzalves declaró una nueva emergencia en el sector eléctrico, con el objetivo de acelerar la adquisición, arrendamiento y generación adicional de energía para enfrentar la escasez hídrica.

Por esta razón es necesario que el Ecuador cuente con nuevas fuentes de producción de energía limpia y sostenible, esto con el fin de no volver a pasar por la crisis de apagones, como las ocurridas en el 2024. De esta manera también se contribuirá al cambio de la matriz energética con fuentes de generación limpia como es la energía solar. Lo que contribuirá al ahorro de recursos y permitirá que el dinero que antes se destinaba a la compra de energía a los países vecinos se podrá utilizar en salud, educación y seguridad.

1.3 Alcance del proyecto

El proyecto se centrará en realizar un exhaustivo análisis técnico, económico y social del diseño y factibilidad de un parque fotovoltaico de 100 (mega watts por año) MW/año en el Valle del Chota, Ecuador, como modelo de desarrollo sostenible. Esto incluirá la identificación y análisis del sitio propuesto para la instalación del parque, evaluando aspectos como la radiación solar disponible, la topografía del terreno y la infraestructura existente. Se llevarán a cabo estudios de viabilidad técnica para asegurar que el parque puede operar eficientemente en las condiciones locales. En el ámbito económico, se estimarán los costos iniciales de instalación, así como los costos de operación y mantenimiento a lo largo del ACV del proyecto. Además, se calculará el retorno de la inversión (ROI) y se realizarán análisis de costos-beneficios para evaluar la rentabilidad del proyecto. También se realizará un análisis de ciclo de vida (ACV) del parque fotovoltaico para asegurar su sostenibilidad y minimizar los impactos negativos. Finalmente, se elaborará un informe detallado con los resultados de los análisis y se presentarán recomendaciones y conclusiones sobre la viabilidad del proyecto, destacando sus beneficios y oportunidades para el desarrollo sostenible en la región del Valle del Chota.

1.4 Objetivos

1.4.1. Objetivo general

Determinar la viabilidad técnica, de sostenibilidad y económica de un parque fotovoltaico de 18 MWh en el Valle del Chota, con el fin de diversificar la matriz energética de Ecuador, y reducir la dependencia de fuentes de energía no renovables.

1.4.2 Objetivos específicos

- Realizar el diseño utilizando el software Simulink para cuantificar la energía a producir.
- Analizar el ciclo de vida del modelo del parque fotovoltaico, desde la producción e instalación de los componentes hasta su operación y eventual desmantelamiento.
- Cuantificar el análisis tecno-económico para el diseño del parque fotovoltaico.

2. METODOLOGÍA

2.1 Diseño del Parque fotovoltaico

2.1.1 Descripción de la zona de estudio

El proyecto está ubicado al norte del Ecuador entre los límites de Imbabura y el Carchi, en el Valle del Chota, que está ubicada a 35 km de Ibarra y 89 km de Tulcán, Cantón Ibarra, Parroquia de Ambuquí, Sector Tamarindo, con un área de 22.21 hectáreas, para acceder al área del proyecto por la Panamericana Norte, con una altura en promedio de 1560 m.s.n.m., el clima de la zona es tropical seco con una temperatura promedio de 24 °C. Una vista aérea de la zona de estudio se presenta en la Figura 1.

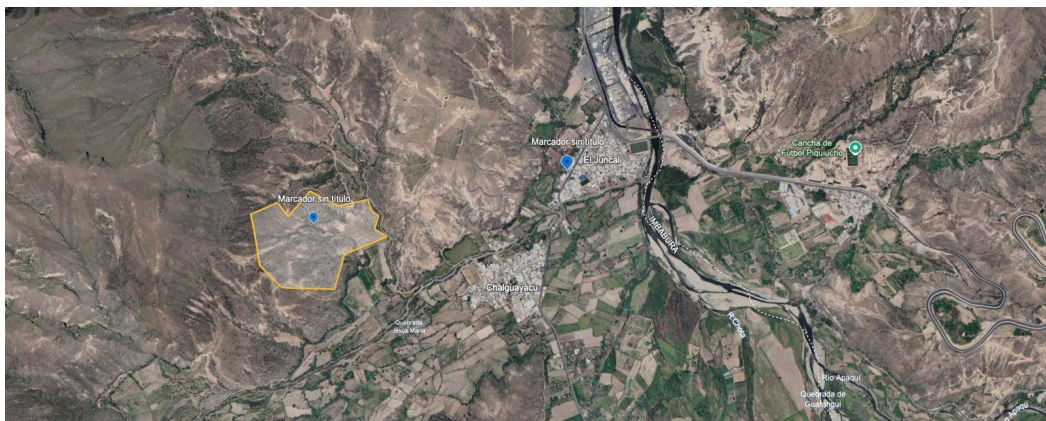


Figura 1: Ubicación de la zona de estudio.

Para iniciar con el análisis de factibilidad del parque fotovoltaico en el Valle del Chota, se identificó el sitio óptimo considerando criterios técnicos como la disponibilidad de terreno, los niveles de radiación solar y la temperatura promedio. La recopilación de datos se realizó a través del software Ambient Weather Network (Weather, 1998), el cual proporciona información proveniente de estaciones meteorológicas a nivel mundial. Para este estudio se utilizaron las estaciones CotacachiBob, ubicada en Cotacachi a 37,9 km del Valle del Chota, y Hacienda San

Antonio de Ingueza, localizada en el cantón Espejo (Carchi), a 22,3 km del área de estudio. Estas estaciones permitieron obtener un perfil climático detallado de la zona.

Posteriormente, se desarrolló el diseño técnico del sistema fotovoltaico, definiendo la tecnología a emplear, las características de los paneles solares, los inversores, y el dimensionamiento general de los componentes. El parque fue modelado en el software Simulink, el cual utiliza un entorno gráfico basado en diagramas de bloques para simular modelos multidominio. Esta herramienta permitió prever el comportamiento del sistema antes de su implementación, facilitando la estimación precisa de la energía que podría generarse en caso de ejecución del proyecto.

Es importante destacar que, en el Ecuador, la institución encargada de la gestión de datos meteorológicos es el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI). Sin embargo, en la actualidad, este organismo no dispone de información actualizada proveniente de sus estaciones meteorológicas. Según lo indicado en su página web oficial, los últimos anuarios meteorológicos disponibles corresponden al año 2013 (INAMHI, 2013).

Esta falta de información representa una limitación significativa para obtener datos climatológicos recientes del Valle del Chota, zona en la que se proyecta la instalación del parque fotovoltaico. Debido a esta restricción, fue necesario recurrir a la plataforma Ambient Weather Network, que proporciona datos en tiempo real recopilados a través de una red de estaciones meteorológicas personales y profesionales. Para el presente estudio se empleó la información generada por las estaciones CotacachiBob y Hacienda San Antonio de Ingueza, correspondiente al periodo comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2024.

Con base en estos datos, se identificaron las horas de mayor incidencia de radiación solar y temperatura, tanto a nivel diario como mensual, a fin de establecer las horas óptimas de aprovechamiento energético para el funcionamiento eficiente de los paneles solares. La radiación solar determina la cantidad de energía que puede ser generada en condiciones climáticas

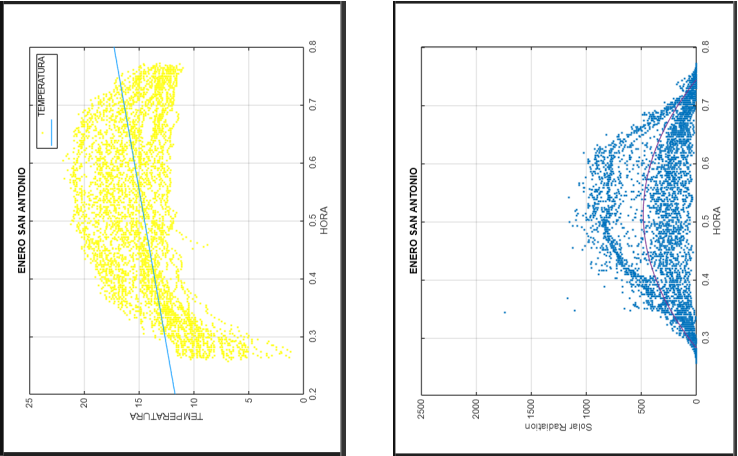
específicas del sitio; por tanto, conocer la disponibilidad horaria de este recurso permite maximizar la producción y el rendimiento del sistema. Asimismo, estos parámetros resultan fundamentales para la selección adecuada del tipo de paneles solares a utilizar y para el análisis de costos y beneficios del proyecto.

2.1.2 Análisis e interpretación de datos meteorológicos

Se consideró trabajar con los valores, tanto de radiación solar como de temperatura máxima en un determinado tiempo, para diseñar sistemas fotovoltaicos porque representan condiciones reales y típicas del entorno. Esto asegura un diseño eficiente, económico y adaptable a variaciones climáticas. Utilizar valores promedios podría llevar a sobredimensionamientos innecesarios, costos elevados e ineficiencias, ya que reflejan condiciones excepcionales que no ocurren frecuentemente. La media, por tanto, permite balancear el rendimiento y optimizar recursos.

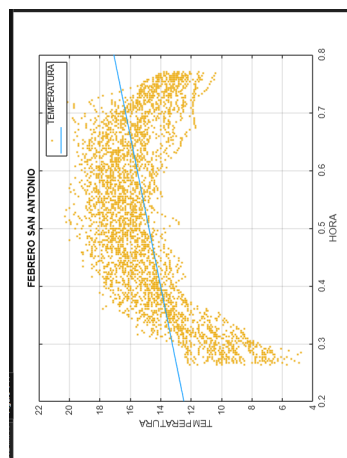
A continuación, en la Tabla 1, se procesa la información de los datos de radiación y temperatura correspondientes a cada mes, obtenidos de las estaciones meteorológicas consideradas en este estudio. Se colocaron los valores máximos durante las horas pico y se promedió la información relevante, con el fin de optimizar los resultados en el simulador Simulink de MATLAB. Dado que la zona de estudio presenta condiciones climáticas óptimas con predominancia de días despejados y valores estables de radiación y temperatura a lo largo del año, se concluye que no existen limitaciones significativas para el aprovechamiento eficiente de la potencia generada por los paneles solares.

Tabla 1. Resumen del análisis de las variables de temperatura y precipitación mensual.

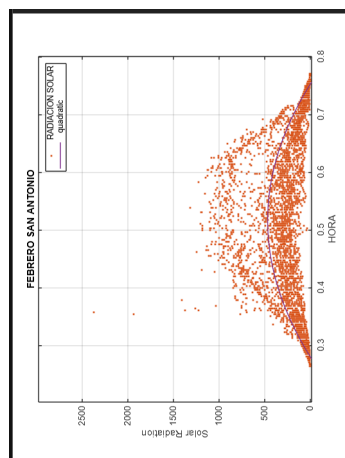
A: San Antonio		B: CotacachiBob		Análisis
Temperatura °C	Radiación W/m²	Temperatura °C	Radiación W/m²	
Temperatura enero 2024	Radiación enero 2024	-----	-----	
				La radiación solar máxima promedio mensual en el mes de enero es de 959.6 W/m² y ocurre en un periodo de tiempo promedio de 4:10, además registra una temperatura promedio mensual de 18.4 °C. Es importante mencionar que la estación CotacachiBob,

no registra información en el mes de enero de 2024, por tal razón se promedió con la estación de San Antonio.

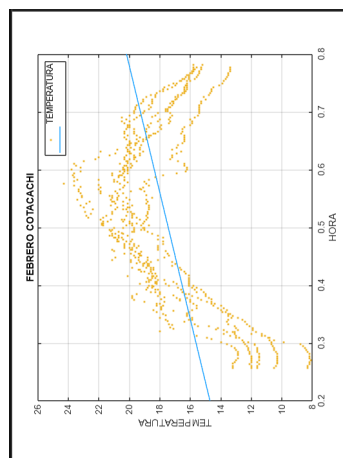
Temperatura febrero 2024



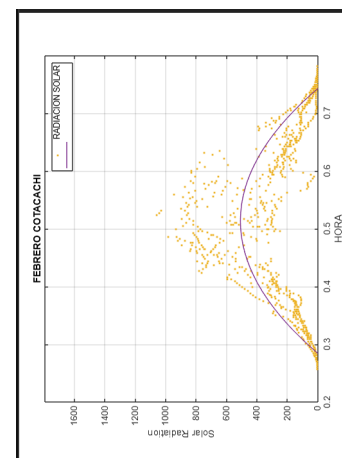
Radiación febrero 2024



Temperatura febrero 2024



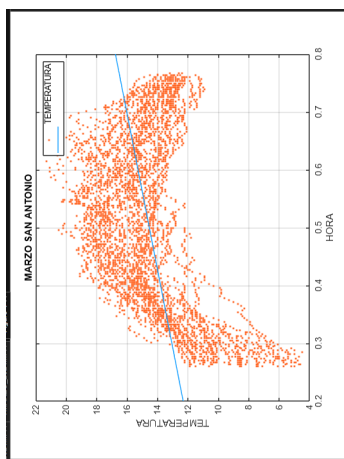
Radiación febrero 2024



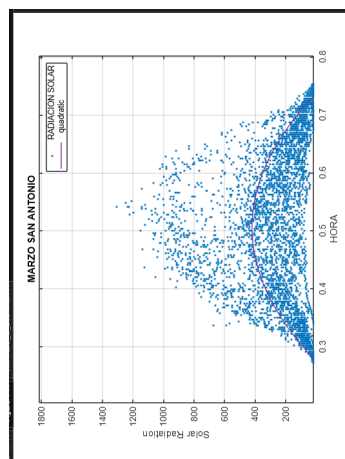
La radiación solar máxima promedio mensual en el mes de febrero entre la estación de San Antonio y de CotacachiBob es de 1000 W/m^2 y ocurre en un periodo de tiempo promedio de 4:20, además registra una

temperatura promedio mensual de 18.9 °C.

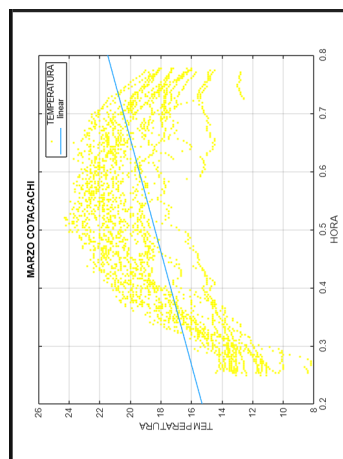
Temperatura marzo 2024



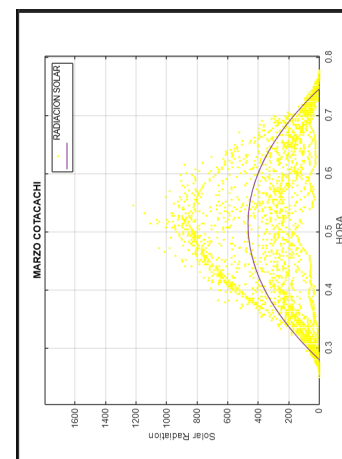
Radiación marzo 2024



Temperatura marzo 2024

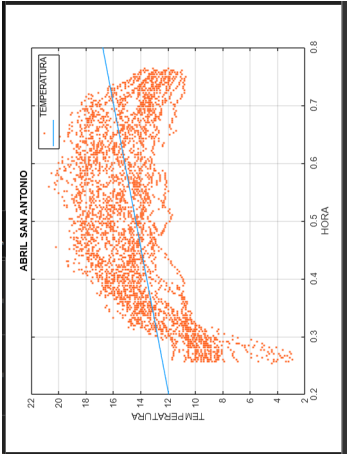


Radiación marzo 2024

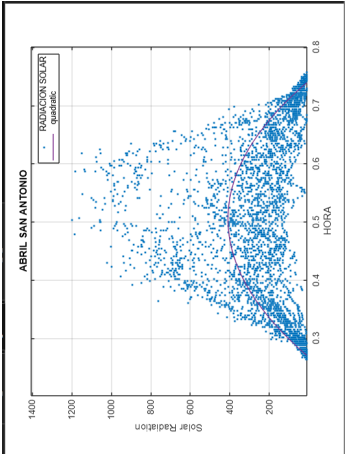


La radiación solar máxima promedio mensual en el mes de marzo entre la estación de San Antonio y de CotacachiBob es de 981.2 W/m² y ocurre en un periodo de tiempo promedio de 4:20, además registra una temperatura promedio mensual de 20.0 °C.

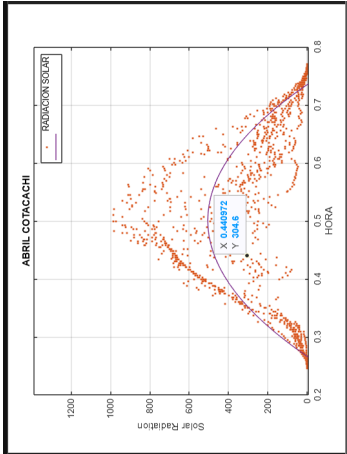
Temperatura abril 2024



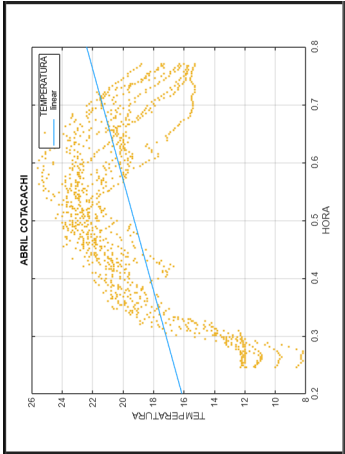
Radiación abril 2024



Temperatura abril 2024

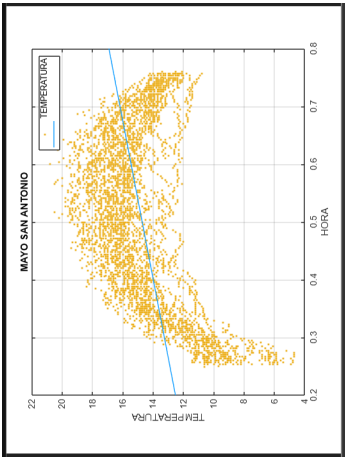


Radiación abril 2024

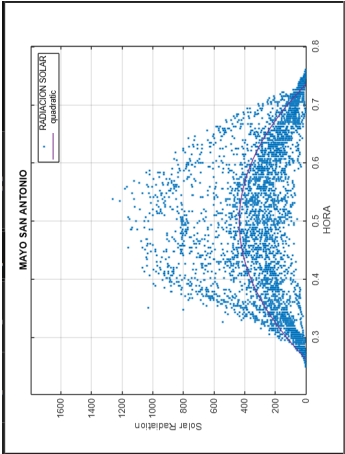


La radiación solar máxima promedio mensual en el mes de abril entre la estación de San Antonio y de CotacachiBob es de 968.4 W/m² y ocurre en un periodo de tiempo promedio de 3:32, además registra una temperatura promedio mensual de 20.4 °C.

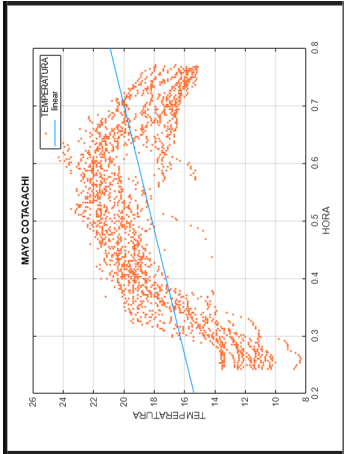
Temperatura mayo 2024



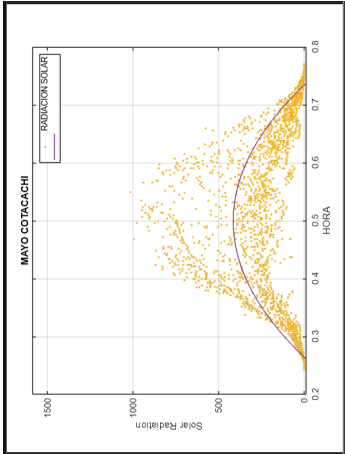
Radiación mayo 2024



Temperatura mayo 2024

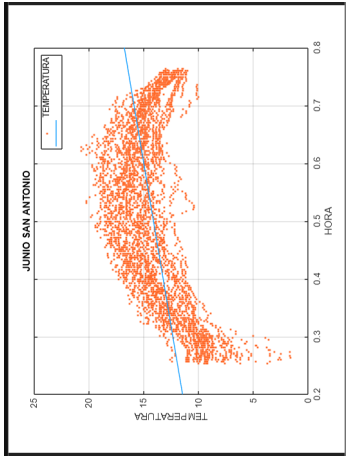


Radiación mayo 2024

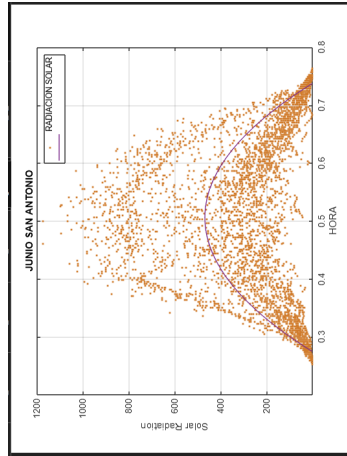


La radiación solar máxima promedio mensual en el mes de mayo entre la estación de San Antonio y de CotacachiBob es de 969.9 W/m² y ocurre en un periodo de tiempo promedio de 3:32, además registra una temperatura promedio mensual de 19.5 °C.

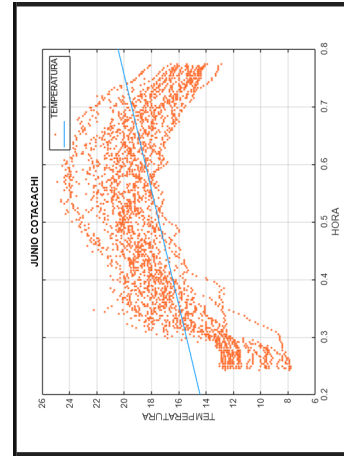
Temperatura junio 2024



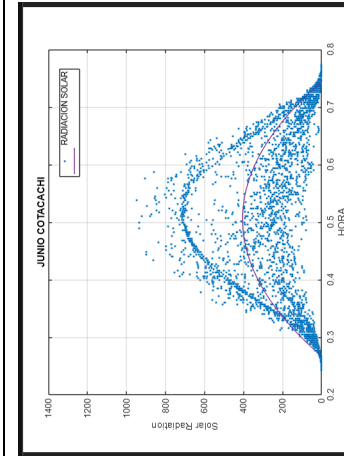
Radiación junio 2024



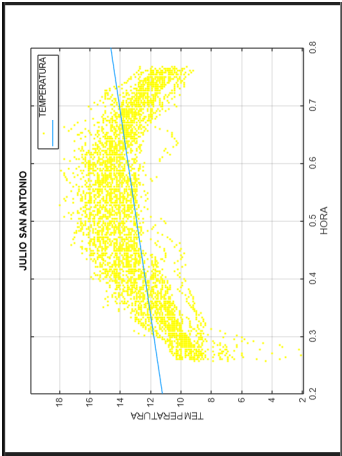
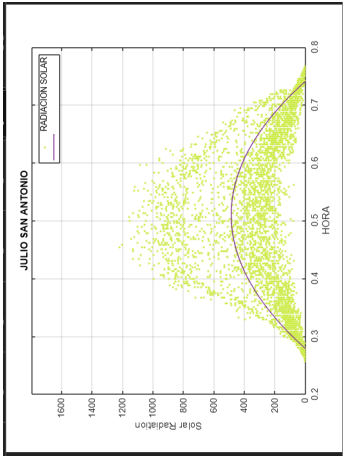
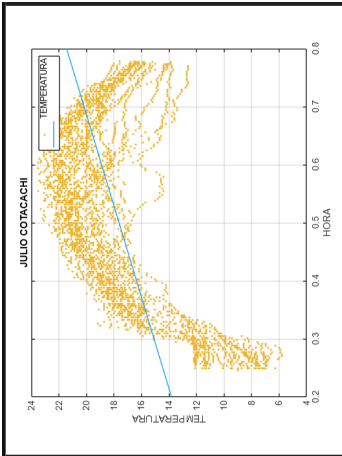
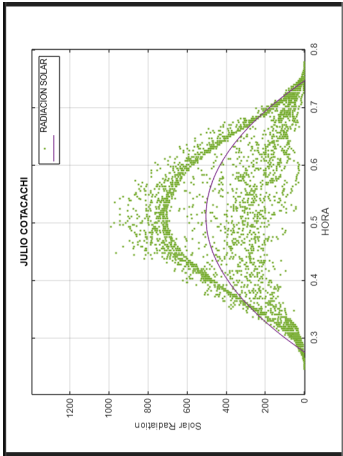
Temperatura junio 2024



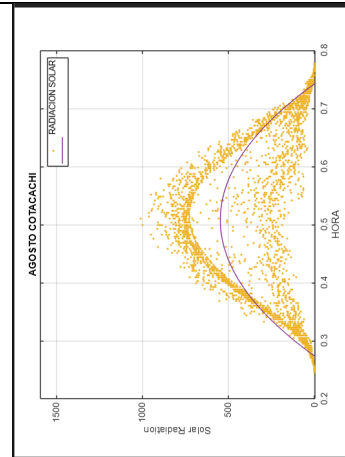
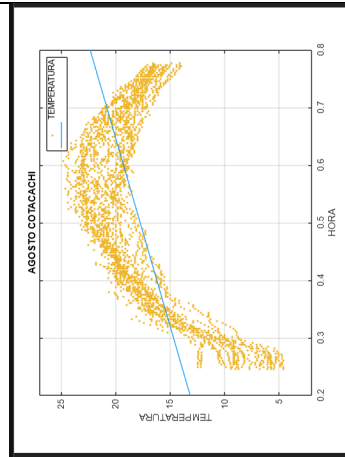
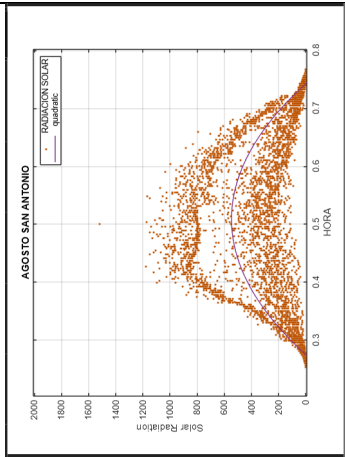
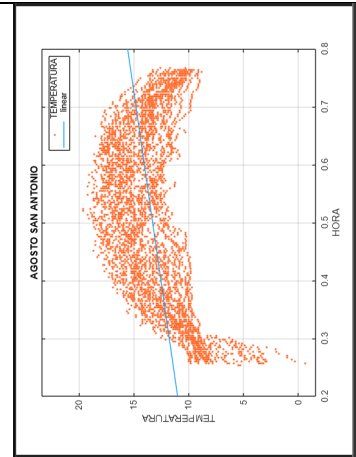
Radiación junio 2024



La radiación solar máxima promedio mensual en el mes de junio entre la estación de San Antonio y de CotacachiBob es de 949.7 W/m² y ocurre en un periodo de tiempo promedio de 3:32, además registra una temperatura promedio mensual de 18.5 °C.

Temperatura julio 2024 	Radiación julio 2024 	Temperatura julio 2024 	Radiación julio 2024 	La radiación solar máxima promedio mensual en el mes de julio entre la estación de San Antonio y de CotacachiBob es de 960.5 W/m² y ocurre en un periodo de tiempo promedio de 3:27, además registra una temperatura promedio mensual de 17.9 °C.
---	---	---	---	---

Temperatura agosto 2024	Radiación agosto 2024	Temperatura agosto 2024	Radiación agosto 2024	La radiación solar máxima promedio mensual en el mes de julio entre la estación de
--------------------------------	------------------------------	--------------------------------	------------------------------	---



San Antonio y de CotacachiBob es de 958.9 W/m² y ocurre en un periodo de tiempo promedio de 3:27, además registra una temperatura promedio mensual de 18.1 °C.

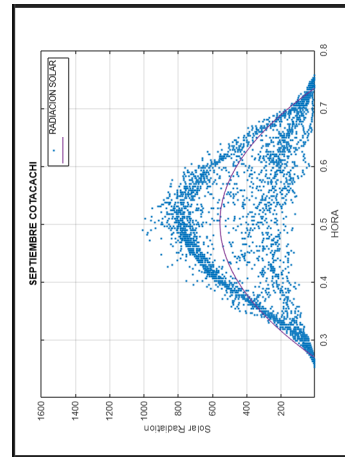
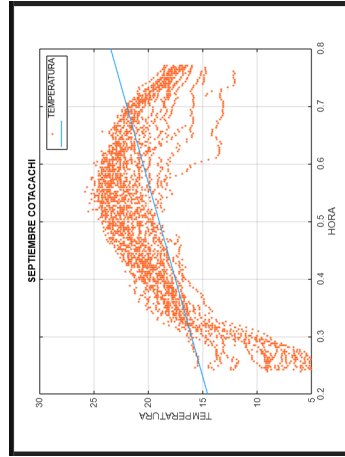
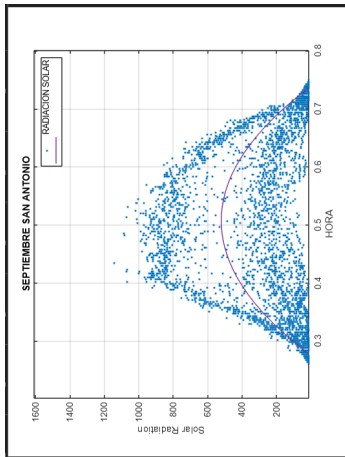
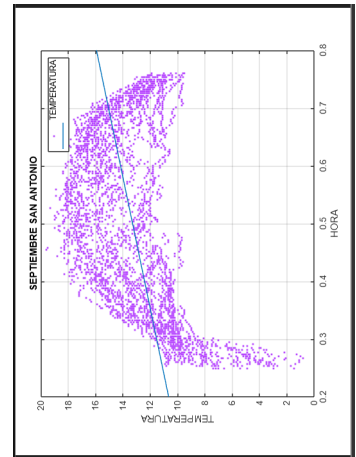
Temperatura septiembre 2024

Radiación septiembre 2024

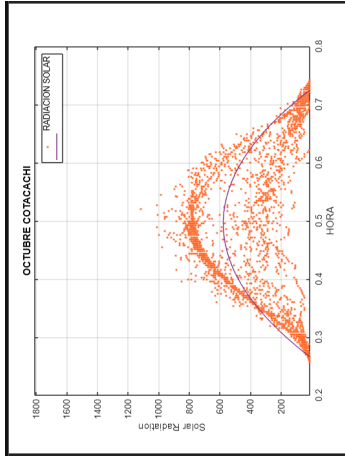
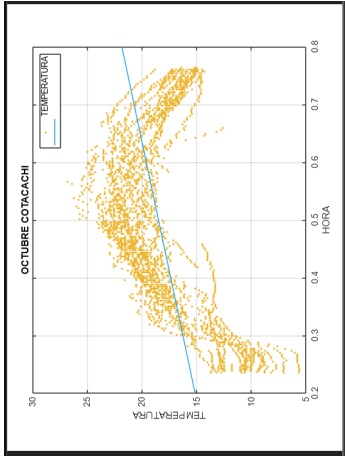
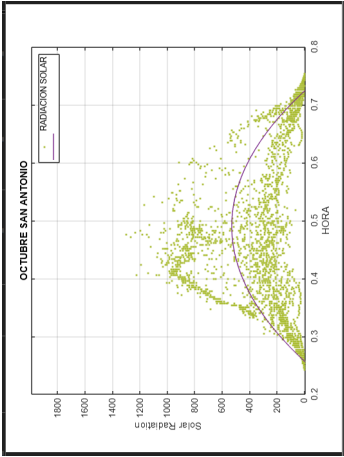
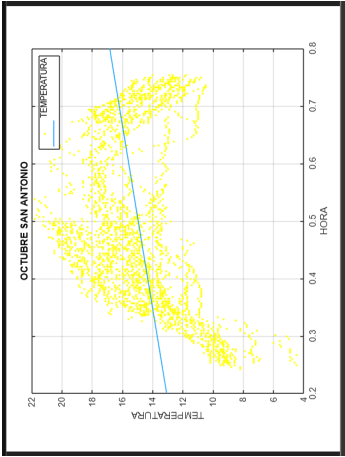
Temperatura septiembre 2024

Radiación septiembre 2024

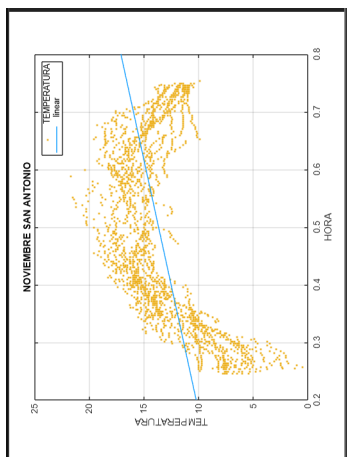
La radiación solar máxima promedio mensual en el mes de septiembre entre la estación de San Antonio y de CotacachiBob es de 947.7 W/m² y ocurre en un periodo de tiempo



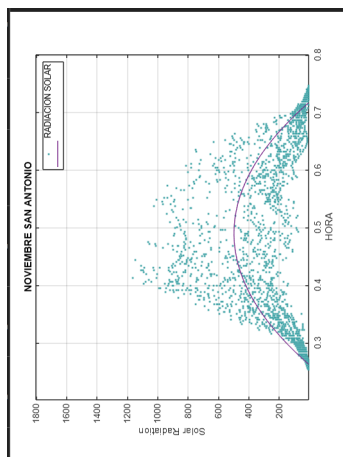
				promedio de 2:35, además registra una temperatura promedio mensual de 19.1 °C.
Temperatura octubre 2024	Radiación octubre 2024	Temperatura octubre 2024	Radiación octubre 2024	La radiación solar máxima promedio mensual en el mes de octubre entre la estación de San Antonio y de CotacachiBob es de 968.2 W/m² y ocurre en un periodo de tiempo promedio de 3:25, además registra una temperatura promedio mensual de 19.4 °C.



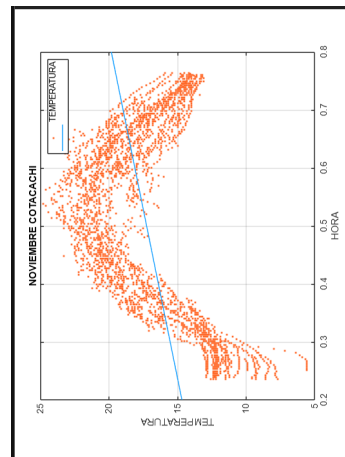
Temperatura noviembre 2024



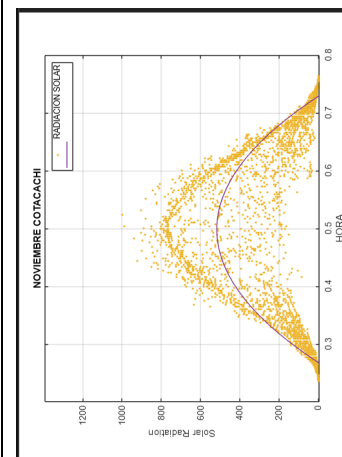
Radiación noviembre 2024



Temperatura noviembre 2024

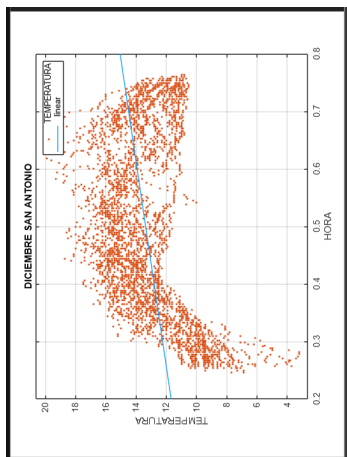


Radiación noviembre 2024

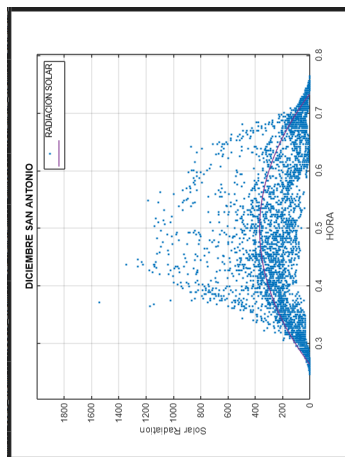


La radiación solar máxima promedio mensual en el mes de noviembre entre la estación de San Antonio y de CotacachiBob es de 959.7 W/m^2 y ocurre en un periodo de tiempo promedio de 2:50, además registra una temperatura promedio mensual de $19.2 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

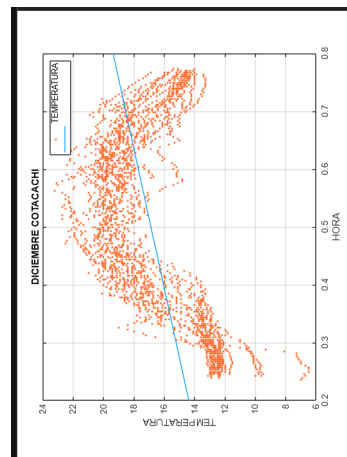
Temperatura diciembre 2024



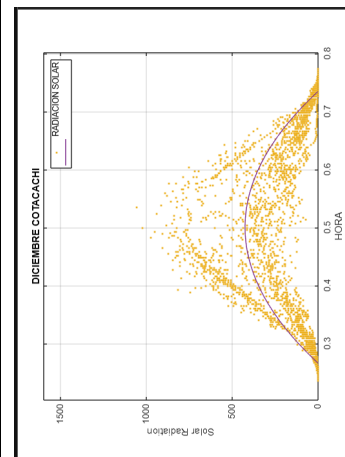
Radiación diciembre 2024



Temperatura diciembre 2024



Radiación diciembre 2024



La radiación solar máxima promedio mensual en el mes de diciembre entre la estación de San Antonio y de CotacachiBob es de 958.9 W/m² y ocurre en un periodo de tiempo promedio de 3:27, además registra una temperatura promedio mensual de 18.1 °C.

Una vez descargada la información se procedió a la revisión y tabulación de los valores de radiación con un parámetro mayor a los 900 W/m², por las especificaciones técnicas de los paneles que se consideró para el proyecto, con esta información se logró identificar las horas aprovechables de radiación y las condiciones climáticas tanto de las estaciones CotacachiBob, ubicada en Cotacachi (Imbabura), y la estación Hacienda San Antonio de Ingueza ubicada en el cantón Espejo (Carchi).

Así mismo se procedió a la revisión y tabulación de los valores de temperatura que se obtienen en las horas señaladas con mayor índice de radiación solar dentro de los parámetros de especificación técnica, para el proyecto oscila entre los 16.9 a 21.10 °C promedio mensual, durante el periodo de enero a diciembre de 2024, con las estadísticas obtenidas se calculó el valor medio tanto de la estación San Antonio como de la estación Cotacachi.

Se consideró trabajar con los valores, tanto de radiación solar como de temperatura promedio mensual para diseñar sistemas fotovoltaicos, porque representa condiciones reales y típicas del entorno y permite balancear el rendimiento y optimizar recursos. Esto asegura un diseño eficiente, económico y adaptable a variaciones climáticas. Utilizar valores medios o mínimos podría llevar a sobredimensionamientos innecesarios, costos elevados e ineficiencias, ya que reflejan condiciones excepcionales que no son aprovechables. A continuación, en la Tabla 2 se muestra el resumen de los valores obtenidos.

Tabla 2. Resumen del análisis de las variables: radiación solar y temperatura

Mes	Temperatura [°C] en horas pico de radiación	Radiación Solar Máxima [W/m ²]	Radiación Solar [W/m ²] y horas pico	Promedio de Radiación Solar entre 6am y 6pm
Enero	20°C – 18°C	1237.4 W/m ²	959.6 W/m ² / 4h10	147.76 W/m ²
Febrero	21°C – 18°C	1213.75 W/m ²	1000 W/m ² / 4h20	148.20 W/m ²
Marzo	19°C – 22°C	1262.8 W/m ²	981.2 W/m ² / 4h20	110.05 W/m ²
Abril	18°C – 23°C	1093 W/m ²	968 W/m ² / 3h32	97.66 W/m ²
Mayo	17°C – 22°C	1139.55 W/m ²	969.9 W/m ² / 3h32	77.76 W/m ²
Junio	17°C – 20°C	1061.3 W/m ²	949.7 W/m ² / 3h33	75.68 W/m ²
Julio	15°C – 21°C	1104.25 W/m ²	960.5 W/m ² / 3h28	72.54 W/m ²
Agosto	15°C – 21°C	1264.7 W/m ²	958.9 W/m ² / 3h30	72.54 W/m ²
Septiembre	25°C – 28°C	1076.35 W/m ²	947.7 W/m ² / 2h35	72.54 W/m ²
Octubre	16°C – 22°C	1206.4 W/m ²	968.2 W/m ² / 3h25	72.54 W/m ²
Noviembre	17°C – 21°C	1080.6 W/m ²	959.7 W/m ² / 2h50	72.54 W/m ²
Diciembre	16°C – 20°C	1300.1 W/m ²	1006.6 W/m ² / 3h17	72.54 W/m ²

Para dimensionar adecuadamente el sistema fotovoltaico que permite inyectar una potencia de 18 MW a la red, es indispensable calcular con precisión la cantidad de paneles solares necesarios. Este cálculo parte del conocimiento de la potencia nominal de cada módulo fotovoltaico, que en este caso es de 700 W, es decir, 0.7 kW bajo condiciones estándar de prueba (STC), las cuales consideran una radiación de 1000 W/m² y una temperatura ambiente de 25 °C. Estas condiciones, sin embargo, rara vez se alcanzan de forma constante en un entorno real

debido a factores ambientales como la nubosidad, la humedad relativa, el polvo en suspensión y la orientación o inclinación del sistema respecto al sol. Por ello, no basta con dividir la potencia total deseada entre la potencia nominal de los paneles; también es necesario considerar la radiación solar efectiva disponible en el sitio del proyecto, dado que es importante plantear dos escenarios, uno en condiciones ideales y otro con las condiciones meteorológicas del lugar. Como parte de la simulación se realizó el cálculo de la cantidad de paneles necesarios para introducir en el modelo simulink. Para obtener un número calculado de paneles requeridos, se deben tener en cuenta las horas solares pico del lugar, que representan el número de horas diarias en las que la radiación equivale a 1000 W/m². Estas horas son un indicador fundamental de cuánta energía solar puede aprovecharse diariamente, ya que permiten calcular la producción energética real del sistema en función del recurso solar disponible. Por ejemplo, si en una ubicación determinada se registran en promedio 4 horas solares pico por día, esto significa que la superficie está recibiendo aproximadamente 4000 W/m² diarios. A partir de este valor, se puede ajustar el dimensionamiento del sistema para compensar las pérdidas inherentes al proceso de conversión, como las pérdidas por temperatura, eficiencia del inversor, suciedad en los paneles, entre otras. Finalmente, utilizando estos parámetros, se puede establecer con mayor exactitud el número total de paneles que se deben instalar para alcanzar la meta de generación de 18 MW de potencia inyectada, asegurando así la viabilidad técnica y económica del proyecto.

$$N_{\text{paneles}} = \frac{\text{Potencia total requerida}}{\text{Potencia por panel}} \quad \text{Ecuación 1}$$

$$N_{\text{paneles}} = \frac{18\,000\text{ kW}}{0.7 \frac{\text{kW}}{\text{panel}}}$$

$$N_{\text{paneles}} \approx 25\,715$$

Usando la ecuación 1, se calcula que para generar una potencia de 18 000 kW o 18 MW cada hora se necesitan 25 715 paneles solares, se realiza un redondeo a 26 000 paneles totales para trabajar con cifras cerradas.

Se determina la energía diaria ideal sin consideración de pérdidas y tiempo promedio aprovechable calculado para el mes de enero

$$18\,000\text{ kW} \times 4.17\text{ h} = 75\,0360\frac{\text{kWh}}{\text{día}}$$

Esta es la energía que produce un parque fotovoltaico con capacidad de 18 000 kW en un día a condiciones ideales en el mes de enero.

Continuando con el cálculo de la cantidad de paneles solares necesarios, en la Tabla 3 se observan valores de cada mes de la energía que se requiere para producir los 18 000 kW en condiciones ideales.

Tabla 3. Energía para producir por un parque fotovoltaico con capacidad de 18 000 kW por día en condiciones ideales.

Mes	Tiempo de radiación (H)	Potencia diaria del parque kWh/día
Enero	4.17	75060
Febrero	4.33	77940
Marzo	4.33	77940
Abril	3.53	63540
Mayo	3.53	63540
Junio	3.55	63900
Julio	3.47	62460
Agosto	3.5	63000
Septiembre	2.58	46440
Octubre	2.42	43560
Noviembre	2.83	50940
Diciembre	3.28	59040

A continuación, en la Tabla 4 se observa la potencia total generada por un panel solar tomando en cuenta las condiciones ideales.

Tabla 4. Potencia anual y durante su vida útil generada por un panel solar en condiciones ideales.

Potencia kWh/año	Potencia kWh/25años
21 793 017.6	544 825 440

El cálculo de la energía diaria que puede producir cada panel en condiciones meteorológicas reales en el Valle del Chota y sin pérdidas se realiza con la ecuación 2.

$$E_{panel\ (dia)} = P_{panel\ pico} \times \frac{\frac{960\ W}{m^2}}{\frac{1000\ W}{m^2}} \times 4.17h \approx \frac{kWh}{dia} \quad \text{Ecuación 2}$$

$$E_{panel\ (dia)} = 700\ W \times \frac{\frac{960\ W}{m^2}}{\frac{1000\ W}{m^2}} \times 4.17h \approx 2.80 \frac{kWh}{dia}$$

En condiciones reales de operación, no toda la energía generada por los módulos fotovoltaicos logra ser aprovechada efectivamente, ya que existen múltiples factores que provocan pérdidas en el sistema. Estas incluyen el aumento de temperatura de los paneles, ineficiencias en los inversores, caídas de tensión en el cableado, acumulación de polvo sobre las superficies y una orientación o inclinación subóptima de los módulos. Debido a estas limitaciones, se suele asumir una pérdida global cercana al 20%, lo que se traduce en un rendimiento del sistema de aproximadamente el 80%, también conocido como performance ratio o factor de desempeño (ISE., 2023)

La ecuación 4 se utiliza para el cálculo de la potencia de un panel para un día en el mes de enero, incluyendo el factor de desempeño.

$$2.80 \frac{kWh}{dia} \times 0.8 = 2.24 \frac{kWh}{dia} \quad \text{Ecuación 4}$$

En la Tabla 5 se observan los valores obtenidos con la ecuación 4 de cada mes del año.

Tabla 5. Potencia diaria generada por un panel solar en condiciones reales durante cada mes del año, considerando el factor de desempeño.

Mes	Tiempo de radiación promedio (H)	Radiación (W/m2) promedio	Factor de desempeño	Potencia kWh/día
Enero	4.17	960	0.8	2.24
Febrero	4.33	1000	0.8	2.42
Marzo	4.33	981	0.8	2.38
Abril	3.53	968	0.8	1.91
Mayo	3.53	970	0.8	1.92
Junio	3.55	950	0.8	1.89
Julio	3.47	961	0.8	1.87
Agosto	3.5	959	0.8	1.88
Septiembr e	2.58	948	0.8	1.37
Octubre	2.42	968	0.8	1.31
Noviembr e	2.83	960	0.8	1.52
Diciembre	3.28	1007	0.8	1.85

En la tabla 6 se observan los resultados de la potencia generada por cada panel durante cada mes del año.

Tabla 6. Potencia mensual generada por un panel solar en condiciones reales durante un año, considerando el factor de desempeño.

Mes	Potencia kW
Enero	1699637.0
Febrero	1838386.4
Marzo	1803457.0
Abril	1450771.3
Mayo	1453768.8
Junio	1431861.0
Julio	1415799.5
Agosto	1425067.9
Septiembre	1038429.3
Octubre	994579.8
Noviembre	1153470.7
Diciembre	1402336.4

En la tabla 7 se observa la cantidad de potencia que un panel generara durante su vida útil

Tabla 7. Potencia anual y durante su vida útil generada por un panel solar en condiciones reales durante.

Potencia kWh/año	Potencia kWh/25años
17 107 565.01	427 689 125.1

Para determinar el número de paneles solares necesarios es necesario partir de la potencia neta en la ecuación 5, para esto se debe considerar la perdida de energía del sistema. A partir de esto, se calcula la cantidad de paneles requeridos para alcanzar la mayor demanda

energética diaria registrada, que corresponde a 75 060 kWh/día, observada en los meses de enero, según lo indicado en la Tabla 3 Sin embargo, para asegurar que el sistema sea capaz de cubrir esta demanda incluso en condiciones menos favorables, se toma como referencia el valor de producción diaria por panel del mismo mes, que es de 2.24 kWh/panel/día, según la Tabla 5. Esta elección permite dimensionar el sistema bajo un escenario conservador, garantizando la generación suficiente incluso en el mes de menor irradiación solar y, por tanto, menor producción fotovoltaica.

$$N = \frac{\text{Energía requerida del sistema}}{\text{Energía diaria por panel (neto)}} \quad \text{Ecuación 5}$$

$$N = \frac{77\,060\,kWh}{2.24\,\frac{kWh}{panel}}$$

$$N_{paneles} \approx 34\,202$$

En otras palabras, se requieren aproximadamente 34 402 paneles solares de 700 W cada uno para satisfacer la demanda energética de un parque solar de 18 MW, considerando las condiciones específicas del Valle del Chota. Este valor se obtuvo a partir de un análisis detallado que incorpora tanto la demanda energética como las pérdidas del sistema (Al Garni, 2017).

2.1.3 Procedimiento en Simulink

Se empleó el software Simulink® para modelar y simular el comportamiento del parque fotovoltaico. Esta plataforma, que forma parte del entorno de MATLAB®, permite representar gráficamente sistemas complejos mediante bloques funcionales. Gracias a su enfoque visual, es especialmente útil para estudiar el comportamiento dinámico de sistemas energéticos. En esta simulación se integraron los elementos propios de una instalación solar, con el propósito de calcular los valores de voltaje, corriente y potencia generados por el parque ante diferentes

condiciones de temperatura e irradiancia. El sistema está conectado a la red nacional de Ecuador.

El modelado del campo fotovoltaico se realizó en función de los módulos solares seleccionados, los cuales presentan las siguientes características eléctricas: potencia máxima de 700 watt pico (Wp), voltaje en el punto de máxima potencia de 42.10 voltios (V), corriente en el punto de máxima potencia de 16.63 amperios (A) y también los factores meteorológicos que son importantes, los cuales se calcularon en el apartado superior.

El desarrollo del modelo de simulación se inició con la preparación del entorno de trabajo. Para ello, se abrió el software MATLAB y, posteriormente, se accedió a la plataforma Simulink. Desde el menú principal, se creó un nuevo proyecto de simulación seleccionando la opción File > New > Model, lo cual permitió disponer de un lienzo en blanco donde se construiría el sistema fotovoltaico.

Una vez listo el entorno, se procedió a verificar la disponibilidad de las librerías necesarias para el modelado de sistemas eléctricos. En particular, se confirmó la instalación de los paquetes “Simscape” y “Simscape Electrical”, los cuales son esenciales para representar de manera precisa componentes físicos y eléctricos dentro de Simulink. Desde la Biblioteca de Simulink, se accedió a la ruta Simscape-Electrical, donde se exploraron las secciones dedicadas a sistemas fotovoltaicos, bloques de potencia y elementos de almacenamiento energético, con el fin de identificar los bloques requeridos para la simulación.

A continuación, se incorporó al modelo el componente principal del sistema: el panel fotovoltaico. Dependiendo de la versión del software, se utilizó el bloque denominado PV Array, el cual fue arrastrado al lienzo de trabajo. Posteriormente, se configuraron sus parámetros eléctricos para que representaran adecuadamente las características del panel real utilizado. Entre estos parámetros se incluyeron la potencia nominal, el voltaje nominal, la corriente de cortocircuito, el voltaje en circuito abierto, así como las condiciones ambientales

de radiación solar y temperatura de operación, las cuales influyen directamente en el comportamiento eléctrico del panel y de esta manera se obtiene el primer diseño con la potencia máxima a condiciones ideales.

Para determinar el número de paneles solares necesarios para producir 18MW cada hora se ejecuta los siguientes cálculos presentados a continuación en la ecuación 6.

$$N_p = \frac{\text{Potencia requerida}}{N_s * V_{mp} (V) * I_{mp} (A)} \quad \text{Ecuación 6}$$

N_p = Número de paneles en paralelo

N_s = Número de paneles en serie

V_{mp} = Voltaje en el punto de máxima potencia

I_{mp} = Corriente en el punto de máxima potencia

En este caso se van a usar 100 paneles en serie y se procede a calcular el número de paneles en paralelo.

$$N_p = \frac{18.000.000}{100 * 42.1 (V) * 16.63(A)}$$

$$N_p = 257.09$$

Con el cálculo de los paneles se procedió a realizar el modelo que se observa en la Figura 2 para cuantificar la cantidad de energía producida en condiciones ideales.

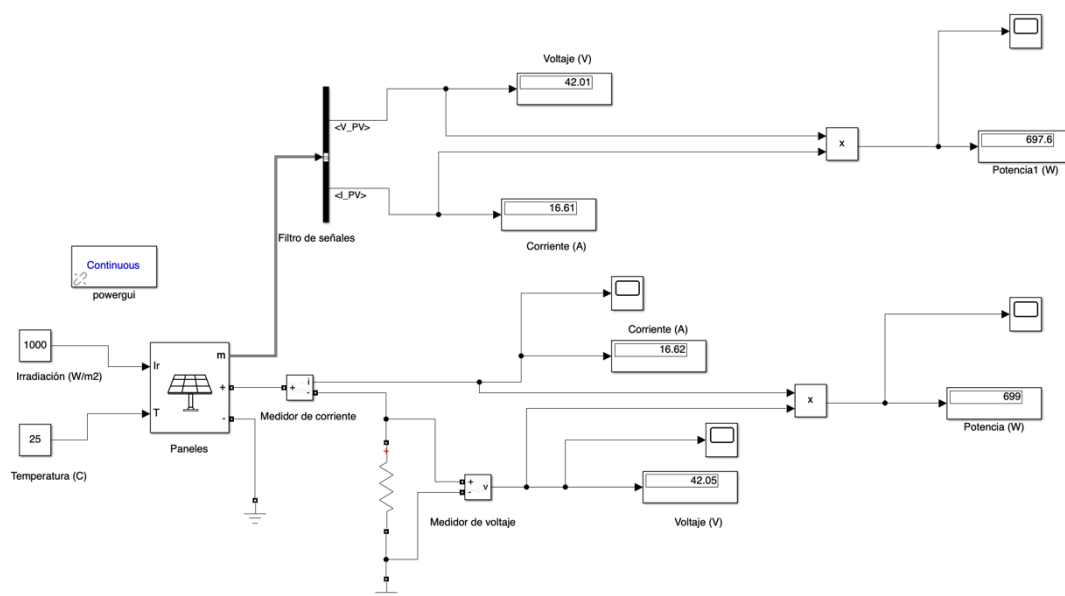


Figura 2: Modelo con la potencia que generan los paneles en condiciones ideales.

Cada uno de los medidores fue vinculado a los bloques “display” y “scope” con el objetivo de monitorear tanto los valores de corriente como de voltaje generados por el panel solar. Estos bloques permiten observar los datos en tiempo real y analizar el comportamiento de las señales durante la simulación.

Para calcular la potencia generada por el panel, se empleó el bloque “product”, el cual multiplica el valor de la corriente por el voltaje. A este bloque también se le incorporaron los bloques “scope” y “display”, permitiendo así visualizar tanto el valor numérico de la potencia como las gráficas de sus variaciones a lo largo del tiempo.

En cuanto al tipo de conexión, se respetó el principio eléctrico básico: la corriente se mide en serie y el voltaje en paralelo. Simulink facilita este tipo de configuraciones, y en este caso se utilizó el bloque “Series RLC Branch” para representar una resistencia conectada en

paralelo. Finalmente, tanto el panel solar como la resistencia fueron conectados a tierra desde sus terminales negativos mediante el uso del bloque “ground”.

Para el diseño final el sistema comienza con dos entradas: la radiación solar y la temperatura ambiente, que simulan condiciones climáticas ideales. Estas variables alimentan al panel fotovoltaico, el cual convierte la luz solar en electricidad de tipo corriente continua (CC). El panel está modelado con sus características eléctricas reales. A la salida del panel, se encuentra un controlador de sol que ajusta dinámicamente la generación de energía en función del clima. Luego, esta energía se mide mediante un medidor de CC, y pasa por un interruptor con protección, que sirve como medida de seguridad para cortar la energía si ocurre alguna falla. Toda esta etapa representa el corazón del sistema: convertir luz solar en electricidad utilizable.

Una vez que se genera la electricidad, se busca hacerla más eficiente mediante el bloque de optimización de energía solar. Este bloque utiliza una técnica llamada seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) y está representado con un símbolo de controlador. El controlador de tensión y corriente monitorea constantemente el rendimiento del panel y ajusta sus valores para extraer la máxima potencia posible en todo momento. A través del bloque de control de energía, estos valores se estabilizan antes de ser enviados a la siguiente etapa. Esta optimización es clave para asegurar que incluso si la luz solar varía, la producción siga siendo la mejor posible. El objetivo es reducir pérdidas y aprovechar al máximo los recursos naturales.

Después de optimizar la energía, esta sigue siendo en forma de CC, por lo que se requiere convertirla a corriente alterna (CA) para que sea compatible con la red eléctrica. Esto se logra con un convertidor trifásico (también conocido como inversor), que transforma la energía de la CC en energía de CA trifásica. Para asegurar una onda eléctrica limpia, se utiliza un filtro trifásico que elimina el ruido o distorsión en la señal. La energía pasa luego por un

bloque de CA que se encarga de ajustar los niveles de tensión y frecuencia. Antes de avanzar, se mide la CA generada, lo cual permite evaluar si la conversión fue exitosa. Este paso es fundamental para asegurar compatibilidad con los aparatos eléctricos y con la red nacional.

En esta etapa, el sistema debe prepararse para conectarse a la red eléctrica nacional. Para esto, se usan varios bloques de control y monitoreo. Primero, hay un controlador de conexión de arranque y un convertidor de señales trifásicas, que verifican que las condiciones sean adecuadas para la conexión. Luego, un bloque de ajuste de señales y un controlador de conexión de arranque final aseguran que el sistema arranque de forma sincronizada y segura. La energía pasa por un generador de fuente de energía de red ficticia, que simula cómo se comportará el sistema al conectarse a la red real. Esta simulación evita errores y fallas. Finalmente, un bloque de transferencia a la red entrega la energía acondicionada para su envío final.

Esta sección se enfoca en validar el comportamiento dinámico del sistema. El bloque de control de velocidad analiza cuánto tiempo se demora el sistema en estabilizarse. En paralelo, se mide la velocidad angular y la corriente para ajustar la respuesta del sistema. Estos valores se comparan con los esperados por un controlador PI (proporcional-integral) que optimiza el rendimiento de salida. También se incluyen medidores de tensión de entrada y salida, y varios sensores de voltaje y corriente trifásica, los cuales ayudan a mantener el sistema monitoreado en tiempo real. Esta parte del modelo asegura que el sistema se mantenga estable ante cualquier cambio o fluctuación.

Ya con la energía en forma alterna y con parámetros estables, se inicia la entrega a la red. Esto se hace con un bloque llamado "Generador de electricidad en red trifásica", que representa el punto donde el sistema se acopla a la red nacional. Justo antes, un conjunto de sensores de voltaje y corriente trifásica monitorea que la conexión se haga sin errores. También se incluye un transformador de tres inductores en serie, que adapta la energía para que tenga el mismo nivel que usa la red nacional. Finalmente, un medidor final verifica el comportamiento

del sistema ya en operación continua. Esta etapa garantiza que toda la energía solar generada llegue de forma útil y segura a los hogares, industrias y empresas del país.

2.2 Análisis de ciclo de vida

El ACV, se define como una herramienta metodológica que mide el impacto ambiental de un sistema a lo largo de todo su ciclo de vida, desde que se obtienen las materias primas hasta su fin de vida. Así las cosas, el ACV se basa en el análisis de las entradas y salidas del sistema con el fin de obtener los resultados que muestren los impactos ambientales potenciales y así determinar estrategias de reducción (Gallego, 2017).

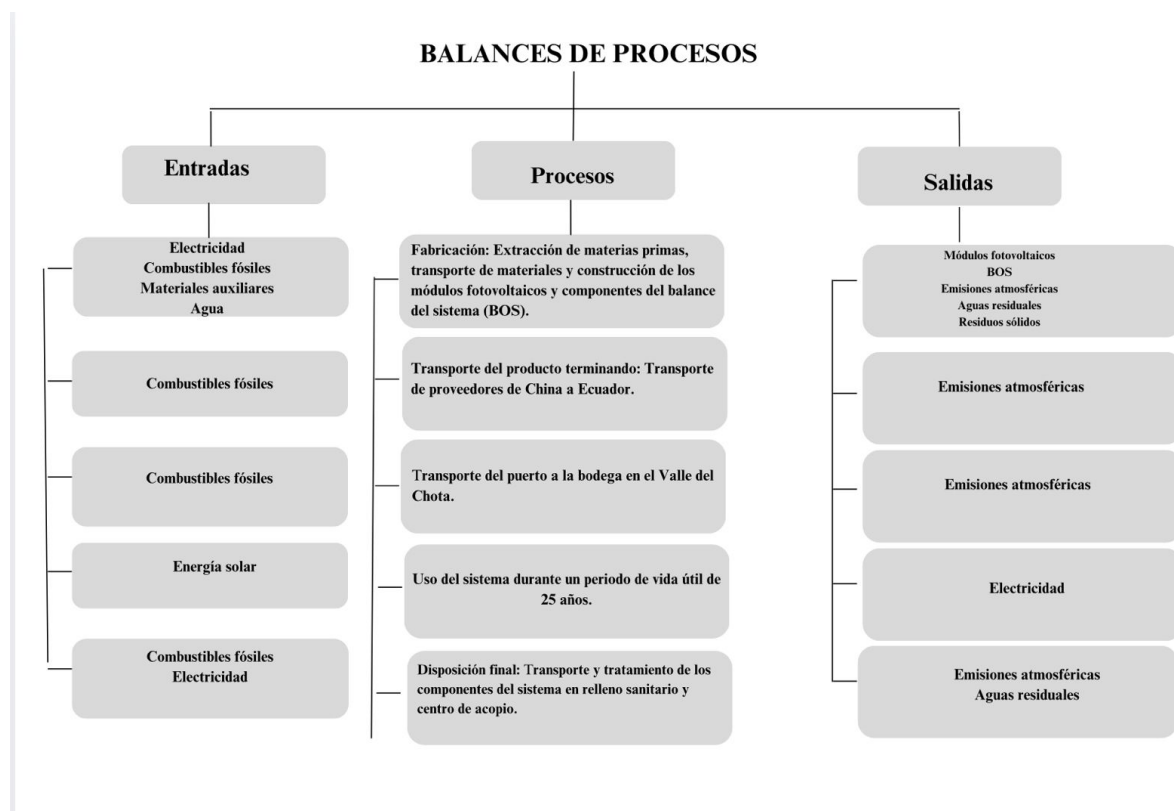


Figura 3. Balance de procesos para el análisis del ciclo de vida.

Se muestra el proceso de fabricación, transporte del producto a los distintos lugares de interés, el uso y el tiempo de durabilidad de los equipos y su disposición final cuando su vida útil haya terminado, cada uno de estos métodos cuenta con los elementos necesarios para su ejecución y lo que producen después del proceso.

Para la correcta homogeneización de las unidades presentadas en la Tabla 8, correspondiente a los insumos energéticos requeridos para la fabricación de un panel fotovoltaico de silicio policristalino en China,

Tabla 8. Datos de entrada de procesos requeridos para la fabricación de un panel fotovoltaico de silicio policristalino en China.

Proceso		Entrada	Unidad	Entrada	Unidad
EXTR	Electricidad	9.49E-04	KWh	9.49E-04	KWh
ACCIO	Diesel	1.16E-06	MJ	3.22E-07	KWh
N					
TRAN	Templado	1.17E+00	g	0.000488	KWh
SPORT	Trefilado	1.37E-02	g	3.81E-07	KWh
E	Transporte de materiales en camión	7.77E-04	tkn	2.23E-04	KWh
	Transporte de materiales en tren	5.54E-04	tkn	4.43E-05	KWh

Fuente: (Sánchez, 2019)

Fue necesario convertir diversas magnitudes a una unidad común de energía, en este caso, kWh. A continuación, se detallan los procedimientos y criterios utilizados en cada uno de los casos.

La entrada correspondiente al consumo de diésel estaba originalmente expresada en mega julios (MJ). Para unificar esta unidad con las demás entradas energéticas en kWh, se

empleó el factor de conversión reconocido internacionalmente, donde 1 MJ equivale a 0.27778 kWh (Agency, 2023). La conversión se realizó aplicando la relación en la ecuación 7

$$1MJ = 0.27778 kWh \quad \text{Ecuación 7}$$

$$1.16E - 06 MJ \times \frac{0.27778 kWh}{1 MJ} = 9.49E - 4$$

En lo que respecta a los procesos de templado y trefilado, los datos iniciales estaban expresados en gramos de material procesado. Para poder estimar su equivalente energético, se recurrió a valores típicos de consumo de energía en la industria del acero, dado que estos procesos son ampliamente utilizados en el tratamiento de metales. Según datos reportados por (Sánchez, 2019), el consumo energético del proceso de templado es de aproximadamente 1.5 MJ por kilogramo procesado, lo que equivale a 0.417 kWh/kg, mientras que, para el trefilado, el consumo es de 0.1 MJ/kg, correspondiente a 0.0278 kWh/kg.

Dado que los datos de entrada se encontraban en gramos, se realizó la conversión correspondiente a kilogramos y posteriormente se multiplicó por los factores energéticos mencionados.

Para el templado:

$$1.17E - 3 kg \times \frac{0.417 kWh}{kg} = 4.88E - 3$$

Y para el trefilado:

$$1.37E - 5 kg \times \frac{0.0278 kWh}{kg} = 3.81 E - 7$$

Para el transporte por camión a diésel, el consumo energético oscila entre 0.2 y 0.5 kilovatio hora por tonelada kilometro (kWh/t·km), adoptándose un valor medio de 0.3 kWh/t·km para la conversión. En el caso del transporte por tren eléctrico, el rango va de 0.05 a 0.1 kWh/t·km, seleccionándose un valor intermedio de 0.08 kWh/t·km.

Por lo tanto, las conversiones fueron calculadas de la siguiente manera:

Para las emisiones del transporte en camión:

$$7.77E - 4 \text{ kg} \times \frac{0.3 \text{ kWh}}{\text{t.km}} = 2.33E - 4$$

Para las emisiones de transporte en tren:

$$5.54E - 4 \text{ kg} \times \frac{0.08 \text{ kWh}}{\text{kg}} = 4.43E - 5$$

Tabla 9. Datos de entrada de materiales utilizados para la fabricación de un panel fotovoltaico de silicio policristalino en China.

Capa de composición	Material	Entrada	Unidad		Unidad
Cubierta frontal	Vidrio	1.17E+00	g	0.0025389	KWh
Marco	Aluminio Anodizado	2.83E-01	g	0.01218598	KWh
Capas Intermedias	Silicona	1.62E-02	g	0.000134	KWh
	Silicio	1.24E-04	g	7.57776	KWh
	Estaño	1.71E-03	g	3.32E-05	KWh
	Plomo	9.62E-05	g	6.67E-07	KWh
	Diodo	3.73E-04	g	0.000227	KWh
	Etil Vinil Acetato	1.16E-01	g	0.00354	KWh
	Aluminio	1.37E-02	g	0.000589	KWh
Cubierta posterior	Polietileno HDPE	3.16E-03	g	7.02E-05	KWh
	Tereftalato de polietileno	4.59E-02	g	0.0011	KWh
	Polivinilo de fluoruro	1.49E-02	g	0.000289	KWh
Caja conexiones	Oxido de polifenilo	3.92E-02	g	0.0013	KWh
Embalaje	Cartón	1.01E-01	g	0.00042	KWh

Material auxiliar	Propanol	2.11E-03	g	1.87E-05	KWh
	Paleta plana	6.64E-03	g	NaN	KWh
	Fluoruro de hidrogeno	8.28E-03	g	2.30E-05	KWh
	Isopropanol	1.95E-05	g	1.62E-07	KWh
	Hidróxido de Potasio	6.82E-03	g	3.79E-05	KWh
	Agua	6.68E-01	g	NaN	KWh
	Jabón	1.54E+03	g	1.07E+01	KWh

Fuente: (Sánchez, 2019).

2.2.1 Cálculo del factor de emisión

Vidrio: El factor de conversión utilizado es de 2.17 kWh/kg. Este valor se obtuvo de la base de datos de factores de conversión de la International Energy Agency (IEA).

Aluminio anodizado: Se empleó un factor de 43.06 kWh/kg, según datos proporcionados por la IEA.

Silicona: El factor de conversión aplicado es de 0.33 kWh/kg, basado en información de la IEA.

Silicio: Se utilizó un factor de 611.11 kWh/kg, obtenido de la base de datos de la IEA.

Estaño: El factor considerado es de 19.44 kWh/kg, según la IEA.

Plomo: Se aplicó un factor de 6.94 kWh/kg, basado en datos de la IEA.

Diodo: El factor de conversión utilizado es de 611.11 kWh/kg, según la IEA.

Etil Vinil Acetato (EVA): Se empleó un factor de 30.56 kWh/kg, obtenido de la IEA.

Polietileno de alta densidad (HDPE): El factor aplicado es de 22.22 kWh/kg, según la IEA.

Tereftalato de polietileno (PET): Se utilizó un factor de 25 kWh/kg, basado en información de la IEA.

Polivinilo de fluoruro (PVF): El factor considerado es de 19.44 kWh/kg, según la IEA.

Óxido de polifenileno: Se aplicó un factor de 33.33 kWh/kg, obtenido de la IEA.

Cartón: El factor de conversión utilizado es de 4.17 kWh/kg, según la IEA.

Propanol: Se empleó un factor de 8.89 kWh/kg, basado en datos de la IEA.

Fluoruro de hidrógeno: El factor aplicado es de 2.78 kWh/kg, según la IEA.

Isopropanol: Se utilizó un factor de 8.33 kWh/kg, obtenido de la IEA.

Hidróxido de potasio: El factor considerado es de 5.56 kWh/kg, según la IEA.

Agua: No se asigna un factor de conversión energético al agua, ya que su uso en el proceso no implica un consumo energético directo significativo.

Jabón: Se aplicó un factor de 6.94 kWh/kg, basado en información de la IEA.

Para determinar el consumo energético asociado al uso del vidrio en la fabricación del panel fotovoltaico, se realizó una conversión basada en su masa y en el factor energético correspondiente detallado en la ecuación 8. Inicialmente, la cantidad de vidrio utilizada, expresada en gramos, fue convertida a kilogramos, resultando en 1.17×10^{-3} kg. Posteriormente, este valor se multiplicó por el factor de conversión energético para la producción de vidrio, equivalente a 2.17 kWh/kg, según datos de la (Agency, 2023). Como resultado de esta operación, se obtuvo un consumo energético de aproximadamente 2.54×10^{-3} kWh. Este procedimiento se aplicó de manera análoga para cada uno de los materiales descritos en la Tabla 6.

$$1.17 E - 3 \text{ kg} \times \frac{2.17 \text{ kWh}}{\text{kg}} = 2.54 E - 3 \quad \text{Ecuación 8}$$

En la Tabla 10 que se muestra a continuación se observan los datos de entrada que se tomaron en cuenta para la construcción del parque fotovoltaico.

Tabla 10. Datos de entrada de procesos requeridos para la fabricación

Componentes	Entrada	Unidad		Entrada	Unidad
Inversor	4.63E-07	p	100kW	3.98	KWh
Sistema de montaje	2.07E-04	m2		NaN	KWh
Equipo de monitoreo	4.63E-07	p		NaN	KWh
Cableado eléctrico	4.63E-07	p	7KWp	0.275	KWh
Cajas eléctricas	1.41E-02	g		0.469	KWh

Fuente: (Sánchez, 2019).

Para cuantificar el consumo energético asociado a los equipos requeridos para la fabricación del balance del sistema fotovoltaico, se aplicó un procedimiento sistemático basado en la estimación de la energía útil entregada a lo largo de la vida útil de cada componente y su correspondiente factor de participación en el sistema. Por ejemplo, para el inversor, cuya vida útil se estima en 25 años y posee una eficiencia de conversión del 96%, se calculó primero la energía total que suministrará durante dicho período. Esto se realizó multiplicando la potencia nominal del inversor (100 kW) por el total de horas anuales (8.760 h/año), los 20 años de operación y el factor de eficiencia (0.96), obteniéndose un valor de 8.41×10^6 kWh. Posteriormente, este valor se multiplicó por el factor de participación (4.63×10^{-7} unidades por panel), resultando en un consumo energético equivalente de aproximadamente 3.89 kWh por panel.

$$8760 \frac{h}{año} \times 100 kW \times 10 años \times 0.96 = 8.41E6 kWh$$

$$8.41E6 kWh \times 4.63E - 7 = 3.89 kWh$$

De manera análoga, el procedimiento fue aplicado al cableado eléctrico definido en la ecuación 9. Se asumió una vida útil de 10 años, una eficiencia de 96% y una capacidad de

transmisión de 7 kWp. Se calculó la energía total suministrada multiplicando la potencia (7 kW) por las horas anuales (8.760 h/año), los 10 años de operación y el factor de eficiencia, obteniendo un total de 588.672 kWh. Posteriormente, este valor se multiplicó por el factor de participación del cableado (4.67×10^{-7} unidades por panel), resultando en un consumo energético asociado de 0.275 kWh. Este mismo procedimiento fue aplicado rigurosamente para los demás componentes, garantizando coherencia metodológica y trazabilidad en el análisis energético.

$$8760 \frac{h}{año} \times 7 kW \times 10 años \times 0.96 = 588\,672 kWh \quad \text{Ecuación 9}$$

$$588\,672 kWh \times 4.67E - 7 = 0.275 kWh$$

En la Tabla 11 se calculó las emisiones por la transportación del panel hasta Ecuador

Tabla 11. Datos de procesos de transporte de los componentes.

Medio de transporte	Impacto	Unidad	Impacto	Unidad
Barco (Buque)	15525.9	Km	0.128	Kg CO ₂
Camión	555	km	0.619	Kg CO ₂

Fuente: (Sánchez, 2019)

Para estimar las emisiones de CO₂ asociadas al transporte de los componentes del sistema fotovoltaico desde el lugar de fabricación hasta Ecuador, se efectuó un procedimiento de conversión basado en el consumo estimado de diésel por kilómetro recorrido y la capacidad de carga de los medios de transporte utilizados. En el caso del transporte marítimo, se consideró un trayecto de 15.525.9 km. Según datos promedio de consumo, un buque de carga mediano requiere aproximadamente 150 litros de diésel por cada kilómetro recorrido. Por lo tanto, para

cubrir dicha distancia, el consumo total de combustible asciende a aproximadamente 2.328.885 litros de diésel. A partir del factor de emisión estándar, establecido en 2.68 kg CO₂ por litro de diésel (IEA, 2023), se calculó un total de 6.241.411.8 kg de CO₂ emitidos por el transporte marítimo. Este valor fue posteriormente dividido entre la masa total del sistema transportado (50,000,000 kg menos un ajuste de 38.7 kg para cada unidad de panel), resultando en un impacto de 0.128 kg CO₂ por unidad transportada vía barco.

$$2\,328\,885 \text{ litros de diesel} \times 2.68 \text{ kg de CO}_2 = 6\,241\,411.8 \text{ kg CO}_2$$

$$\frac{6\,241\,411.8 \text{ kg}}{50\,000\,000 - 38.7 \text{ kg}} = 0.128 \text{ kg CO}_2$$

Para el transporte terrestre mediante camión, se consideró un trayecto de 555 km. Se asumió que un camión de carga consume aproximadamente 0.4 litros de diésel por kilómetro recorrido. De este modo, para cubrir dicha distancia, el consumo de combustible ascendió a 222 litros de diésel. Aplicando el mismo factor de emisión de 2.68 kg CO₂ por litro de diésel, se determinó un total de 594.96 kg de CO₂ emitidos. Considerando que la capacidad de carga del camión es de 1,000 kg y aplicando el mismo ajuste de masa por unidad transportada (restando 38.7 kg), se obtuvo un factor de emisión específico para el transporte terrestre de 0.619 kg CO₂ por kg de componente transportado. Este procedimiento garantiza una trazabilidad y transparencia en la cuantificación del impacto ambiental asociado al transporte de los componentes del sistema.

$$222 \text{ litros de diesel} \times 2.68 \text{ kg de CO}_2 = 594.96 \text{ kg CO}_2$$

$$\frac{594.96 \text{ kg}}{1000 - 38.7 \text{ kg}} = 0.619 \text{ kg CO}_2$$

En la tabla 12 se muestra las emisiones por el uso del panel solar.

Tabla 12. Fase de uso de un panel.

Componente	Entrada	Unidad
Electricidad	0	Kg CO ₂

En la evaluación de la fase de uso del sistema fotovoltaico, se ha considerado un valor de entrada de consumo energético igual a cero (0 kWh) tal como se detalla en la Tabla 12. Esta decisión metodológica se fundamenta en que, durante la etapa de operación de un sistema fotovoltaico conectado a red, no se requiere un consumo adicional de energía externa para su funcionamiento. El sistema genera electricidad a partir de la radiación solar, un recurso renovable y gratuito, y no necesita insumos energéticos para la producción continua de electricidad, más allá de los procesos naturales de conversión fotovoltaica.

Diversos estudios de ACV corroboran esta premisa. Por ejemplo, el estudio de Bardi et al. (2022) afirma que "la fase de uso de los sistemas fotovoltaicos no implica un consumo neto de energía, ya que el sistema es energéticamente autónomo una vez instalado, siendo su único requerimiento la disponibilidad de radiación solar" (p. 4). Asimismo, el reporte de la International Renewable Energy Agency (International Renewable Energy Agency (IRENA), 2021) destaca que los impactos ambientales y energéticos más relevantes de un sistema fotovoltaico se concentran principalmente en las fases de fabricación y disposición final, mientras que la etapa de uso no requiere de insumos energéticos adicionales (International Renewable Energy Agency (IRENA), 2021).

Por tanto, bajo el enfoque del ACV aplicado, el valor de consumo energético en la etapa de uso se justifica razonadamente como nulo, en concordancia con las prácticas metodológicas internacionales y respaldado por literatura científica actual.

La Tabla 13 que se muestra a continuación presenta los datos de gestión de residuos sólidos asociados al ciclo de vida del sistema fotovoltaico, detallando las cantidades de distintos materiales generados como residuos, así como su correspondiente consumo energético en el proceso de gestión. Cada fila representa un tipo de residuo específico, identificando su masa de entrada en gramos (g) y el consumo energético estimado para su tratamiento o disposición en kilovatios hora (kWh).

Tabla 13. Datos de gestión de residuos sólidos.

Material	Entrada	Unidad	Entrada	Unidad
Vidrio	1.77E+00	g	0.00074	KWh
Aluminio	2.96E-01	g	0.139	KWh
Silicona	1.53E-02	g	0.0001274	KWh
Residuos inertes	1.60E-02	g	NaN	KWh
Desechos metálicos	2.00E-03	g	9.44E-05	KWh
Escoria de fundición de plomo	1.00E-04	g	6.94E-07	KWh
Residuos plásticos	2.19E-04	g	4.86E-06	KWh
Cableado residual	4.15E-01	g	0.0092	KWh
Residuos electrónicos	2.52E-01	g	1.40E-01	KWh
Reciclaje de papel	8.94E-02	g	2.40E-04	KWh

Fuente: (Sánchez, 2019).

Los factores de conversión utilizados para los materiales en la tabla 12 son los siguientes: el vidrio tiene un factor de 0.42 kWh/kg, el aluminio tiene un factor de 47.22 kWh/kg, la silicona tiene un factor de 8.33 kWh/kg, los residuos plásticos y el cableado residual tienen un factor de 22.22 kWh/kg, los residuos electrónicos tienen un factor de 55.56 kWh/kg, y el papel reciclado tiene un factor de 2.78 kWh/kg. Estos valores provienen de diversas fuentes

especializadas, como la U.S. Environmental Protection Agency (EPA) para los plásticos y papel reciclado. Los factores para los desechos metálicos y la escoria de fundición de plomo son 6.94 kWh/kg, basados en promedios utilizados en la industria del reciclaje de metales y estudios sobre reciclaje de plomo fundido.

2.3 Análisis de Factibilidad

La factibilidad es un análisis del proyecto que se va a implementar para determinar varios puntos como: si el proyecto es viable o no y en qué condiciones debe desarrollarse para que sea viable, si el proyecto contribuye a la conservación, restauración y protección de los recursos naturales y el ambiente.

En el caso del presente proyecto se abordará un análisis de la factibilidad para la implementación de este en el Valle del Chota. Se buscará determinar la forma de inversión para el proyecto, se analizará el mercado al que irá destinado la producción de energía fotovoltaica, se analizará en que normativa está amparado el proyecto y por último se hará una evaluación de riesgos que puede tener el mismo.

Este análisis permitirá ser una herramienta importante para los futuros inversionistas que deseen invertir en la generación de energía fotovoltaica, pues se dispondrá de un caso referencial, el que se puede adaptar a los estándares y necesidades de cada organización.

2.3.1 Formas de financiamiento

2.3.1.1 Inversión Privada

De acuerdo con la Ley Orgánica para Impulsar la Iniciativa Privada en la Generación de Energías”, la cual en reforma sexta sustituye el artículo 52 por lo siguiente: “(...) *un proyecto de energía renovable o energía de transición es identificado por el sector privado, no está incluido en el PME y tiene una potencia menor a 100MW, podrá ser desarrollado por el*

proponente previa autorización del MEM. Para potencias mayores, será necesaria la delegación a través de un proceso público de selección (...).

Este proyecto puede ser generado por la empresa privada, porque es un proyecto con energía eficiente frente al actual el crecimiento de la población, el desarrollo del país y sobre todo del consumo de energía aumentado el efecto invernadero por las emisiones de CO₂.

2.3.1.2 Inversión Pública

De acuerdo con la Ley de Competitividad Energética, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) será el encargado de identificar los proyectos de generación de prioritarios para el sector eléctrico, proyectos que deben contar con la autorización del Plan Maestro de Electricidad.

Dentro de este se identificarán programas de mejora en generación, transmisión, distribución y energización de zonas rurales aisladas.

La inversión requerida para ejecutar estos proyectos por parte de entidades y empresas públicas, podrán ser cargadas al Presupuesto general del Estado, y/o a través de recursos propios, el estudio de costos deberá ser aprobados por la Agencia de Regulación y control competente.

La crisis de energía por la cual paso el Ecuador en el 2024, obligó a los Gobiernos Descentralizados a buscar mecanismos y acciones inmediatas para la generación, en este contexto el Prefecto de Imbabura, solicitó: “(...)se ha solicitado a la Secretaría Nacional de Educación, Ciencia y Tecnología, SENESCYT y a la Secretaría Técnica de Gestión Inmobiliaria del Sector Público, INMOBILIAR, se facilite a la Prefectura los terrenos abandonados e improductivos de la Universidad Yachay Tech, ubicados en el cantón Urcuquí, para en este sitio incorporar, en menos de 12 meses, al menos 20 mega watios de energía fotovoltaica, que es la transformación directa de la radiación solar en electricidad, con una proyección de 80 megas adicionales a corto plazo (...)”.

Es por esta razón que la demanda regulada para este proyecto es a través del Sistema Nacional de Transmisión (SNT), esto significa que la energía entregada es para servicio público, el cual es entregado a la ciudadanía por la empresa EMELNORTE.

Empresa que tiene concesión en 4 provincias y 15 cantones de las mismas, encargada de los sistemas de generación, subtransmisión y distribución. En la tabla 14 se observa dichos cantones que posteriormente en la figura 4 se muestra la cantidad de energía que se consumen según cada cliente.

Tabla 14. Cantones pertenecientes al área de concesión de EMELNORTE S.A.

PROVINCIAS	CARCHI	IMBABURA	PICHINCHA	SUCUMBIOS
CANTONES	Tulcán Espejo Montufar Mira Huaca Bolívar	Ibarra Otavalo Cotacachi Antonio Ante Pamampiro Urcuqui	Cayambe Pedro Moncayo	Sucumbíos

La demanda viene de clientes tipo comercial con un 7.8 % y del tipo industrial con el 1.7%; las ciudades de Ibarra y Tulcán son las que más demanda de tipo comercial general, mientras que los cantones del tipo industrial destacan: Tulcán y Montúfar en la provincia del Carchi; Otavalo, Ibarra y Antonio Ante en Imbabura; Pedro Moncayo y Cayambe en Pichincha.

En la Figura 4 se observa el porcentaje de energía que consume cada cliente según EMELECNORTE.

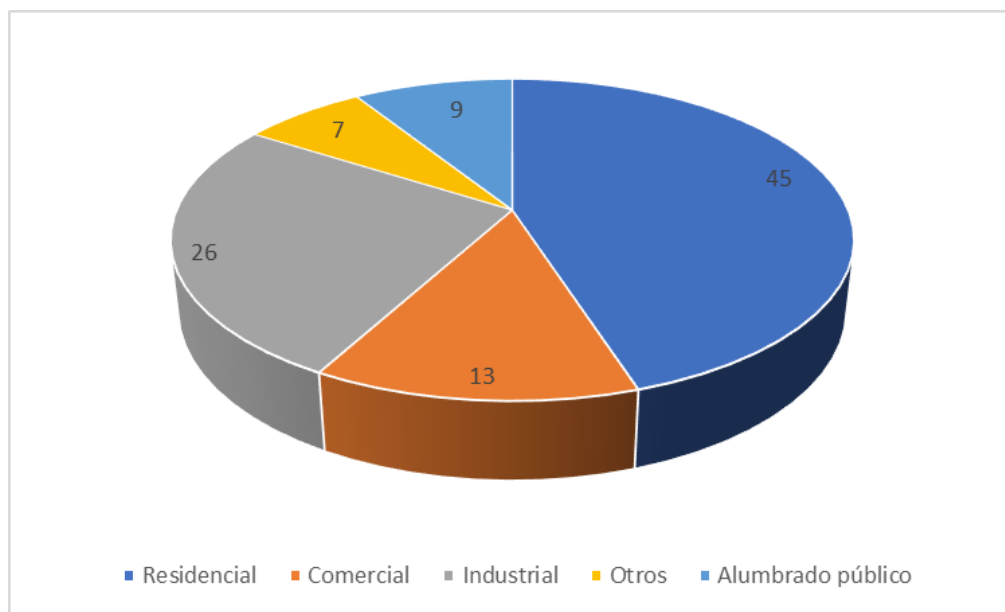


Figura 4. Porcentaje de energía facturada según el tipo del cliente de EMELNORTE S.A. Fuente: **(EMELNORTE S.A., 2004)**

La potencia instalada de generación propia es de 15.140 KW (Hidráulica 12.640 KW y Térmica 2.500 KW) entregando una potencia efectiva de 13.330 kW, la distribución de la energía primaria se la hace a partir de 15 subestaciones con una capacidad instalada de 112.500 kWA. (Reyes, 2026, pág. 5).

La información de las subestaciones mencionadas se puede evidenciar en la tabla 15.

Tabla 15. Subestaciones del área de servicios de EMELNORTE S.A.

Subestación	Cantón	Provincia	Tipo	Voltaje 1 (kV)	Voltaje 2 (kV)	Voltaje 3 (kV)	Capacidad OA (MVA)	Capacidad FA (MVA)
Cayambe	Cayambe	Pichincha	R	69	13.8	-	10	12.5
Tabacundo	Pedro Moncayo	Pichincha	R	34.5	13.8	-	3.75	-
Otavalo	Otavalo	Imbabura	R	69	13.8	-	10	12.5
San Vicente	Otavalo	Imbabura	S	34.5	34.5	-	-	-
Atuntaqui	Antonio Ante	Imbabura	R	34.5	13.8	-	8.5	9.5
Despacho de Carga	Ibarra	Imbabura	R	34.5	13.8	6.3	15	17.5
Retorno	Ibarra	Imbabura	R	69	13.8	-	10	12.5
San Agustín	Ibarra	Imbabura	R	67	13.8	-	10	12.5
Alpachaca	Ibarra	Imbabura	S	34.5	34.5	-	-	-
El Chota	Ibarra	Imbabura	R	69	13.8	-	5	-
El Ángel	Espejo	Carchi	R	69	13.8	-	2.5	-
San Gabriel	Montúfar	Carchi	R	69	13.8	-	10	12.5
Tulcán	Tulcán	Carchi	R	69	13.8	-	10	12.5
El Rosal	Tulcán	Carchi	R	69	34.5	-	10	12.5
La Playa	Tulcán	Carchi	R	13.8	6.3	-	1.5	-

Fuente: Dirección de Planificación de EMELNORTE S.A.

En el Ecuador el Gobierno Nacional a través del Ministerio de Ambiente, Agua y Transición Ecológica (MAATE), entregó licencias ambientales para la ejecución de seis proyectos de energía solar e hidroeléctricas en Imbabura y Morona Santiago¹.

Central IMBABURA Solar, en el cantón Ibarra: Con una potencia de 120 MW.

Central AMBI Solar, en los cantones Antonio Ante e Ibarra. Con una potencia de 60 MW.

Central INTIYANA Solar, en el cantón Urcuquí. Con una potencia de 60 MW.

Central URCUQUÍ Solar, en el cantón Urcuquí. Con una potencia de 60 MW.

El proyecto propuesto de “Parque Fotovoltaico en el Valle de Chota”, pretende generar 18 MW por hora para el consumo de las provincias a las que abastece el Sistema Eléctrico de EMELNORTE S.A.

Esta a su vez podría abastecer de esta energía mediante el Sistema Nacional Interconectado, independientemente de las 4 subestaciones de generación hidráulica y térmica. En el Ecuador la mayoría de energía generada es hidráulica y corresponde al 58.34 %, lo que

quiere decir que la generación de energía depende de factor meteorológicos que se den en este territorio, este resumen se puede evidenciar en la tabla 16.

Tabla 16. Balance Nacional de Energía Eléctrica

Categoría	Potencia Nominal (MW)	Potencia Nominal (%)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Efectiva (%)	Producción Total (GWh)	Producción SIN (GWh)	Producción SIN (%)	Entregada al Servicio Público (GWh)	Entregada al Servicio Público (%)
Nacional Total	8899.58	100.00%	8254.45	100.00%	35362.03	31208.59	95.94%	29177.16	95.67%
Renovable	5445.1	61.18%	5395.21	65.36%	25954.22	25936.01	79.73%	24172.83	79.63%
Hidráulica	5192.3	58.34%	5152.31	62.43%	25348.71	25338.84	77.89%	23744.07	77.85%
Eólica	71.13	0.80%	71.13	0.86%	208.58	205.99	0.63%	206.33	0.68%
Fotovoltaica	29.06	0.33%	28.17	0.34%	40.57	4.83	0.01%	39.27	0.13%
Biomasa	144.3	1.62%	136.4	1.65%	318.02	318.02	0.98%	145.36	0.48%
Biogás	8.32	0.09%	6.9	0.08%	38.33	38.33	0.12%	37.8	0.12%
No Renovable	3454.47	38.82%	2859.24	34.64%	9407.81	5272.58	16.21%	5004.33	16.41%
MCI	2048	23.00%	1636.39	19.82%	6301.47	2470.1	7.59%	2302.04	7.89%
Turbogás	944.85	10.61%	791.35	9.59%	1533.74	1246.1	3.83%	1244.51	4.27%
Turbovapor	461.63	5.19%	431.5	5.23%	1572.6	1556.48	4.78%	1457.78	4.88%
Importación Total	650	100.00%	635	100.00%	1320.98	1320.98	4.06%	1320.98	4.52%
Colombia	540	83.08%	525	82.68%	1296.58	1296.58	3.99%	1296.58	4.25%
Perú	110	16.92%	110	17.32%	24.37	24.37	0.07%	24.37	0.08%

Fuente: (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables, 2024) – MEM

Con la implementación del Parque Fotovoltaico en el Valle del Chota, la generación de energía pasaría de ser el 0.33% a un porcentaje mayor, dejando de lado la dependencia de energías térmicas e hídricas.

2.4 Análisis tecno-económico

Para determinar el análisis tecno-económico es importante cuantificar tres indicadores que sirve para medir la viabilidad de este objetivo, los cuales son: tasa interna de retorno, valor actual neto y el precio mínimo de venta del producto en este caso un kWh.

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es un indicador financiero que se utiliza para evaluar la rentabilidad de una inversión. Es la tasa de descuento que hace que el valor presente neto

(VAN) de todos los flujos de caja generados por el proyecto sea igual a cero. En otras palabras, la TIR es la rentabilidad esperada de una inversión expresada en porcentaje.

Si el TIR es mayor que la tasa mínima de rendimiento aceptable (costo de capital), el proyecto es considerado viable. Por el contrario, si la TIR es menor, el proyecto puede no ser rentable (Brigham, 2017).

El VAN es una métrica financiera utilizada para determinar si un proyecto es rentable. Representa la diferencia entre el valor presente de los flujos de caja futuros generados por una inversión y el desembolso inicial. Si el VAN es positivo, significa que el proyecto genera valor y es financieramente atractivo y un VAN negativo indica que el proyecto no recuperará la inversión inicial (Ross, 2019).

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} - \text{Inversión inicial} = 0 \quad \text{Ecuación 10}$$

El Costo Mínimo de Venta es el precio más bajo al cual una empresa puede ofrecer su producto o servicio sin incurrir en pérdidas. Se calcula considerando todos los costos asociados a la producción, tanto fijos como variables, así como el margen de beneficio deseado. Este concepto es fundamental en estrategias de fijación de precios, ya que garantiza que el ingreso obtenido por cada unidad vendida cubra al menos los costos básicos de operación (Horngren, 2020).

Para cuantificar estos tres indicadores es importante determinar los costos fijos y los costos de operación de la planta. Los costos fijos se obtienen gracias a la proforma de costos de equipos completos para la instalación del parque, tomando en cuenta que se requieren 26 000 paneles solares se calculan el número de equipos necesarios en base a este número y también se utiliza el factor de Lang, este se utiliza en la evaluación de proyectos fotovoltaicos para ajustar el costo de adquisición de los equipos y reflejar las pérdidas operativas que afectan la eficiencia del sistema a lo largo de su vida útil. Al multiplicar el costo de adquisición de los

equipos por el factor de Lang, se busca corregir el valor inicial de la inversión para tener en cuenta las pérdidas de energía durante la operación del parque fotovoltaico. Esto ayuda a estimar de manera más precisa la producción real de energía y la rentabilidad del proyecto a lo largo del tiempo, Se selecciona un valor de 1.7% porque es un promedio empírico basado en estudios y pruebas previas sobre la eficiencia de los sistemas fotovoltaicos en diversas condiciones geográficas y operativas. Es considerado un valor conservador que refleja una reducción moderada de la potencia instalada debido a las pérdidas inherentes al sistema. Este factor ayuda a los ingenieros y analistas a realizar proyecciones más realistas sobre la producción de energía y la viabilidad económica de los proyectos fotovoltaicos (Huld, 2020).

En la tabla 17 se presentan los equipos requeridos y su respectivo precio para el análisis tecno-económico que se realizará

Tabla 17. Costos de adquisición de equipos

	Equipos	Dimensi ón	Costo Unitario	CAE Hoy (\$)	IT (\$)
Lista de equi pos	CABLE AWG	847600	\$ 1	\$ 847 600	\$ 1 440 920
	INVERSOR DE CORRIENTE	186.00	\$3 189	\$ 593 154	\$ 1 008 362
	CONTROLADOR	5200	\$ 360	\$ 1 872 000	\$ 3 182 400
	PANEL FOTOVOLTAICO	26000	\$ 145	\$ 3 770 000	\$ 6 409 000
	PERNOS (cajas)	188	\$ 30	\$ 5 640	\$ 9 588
	PERFILES 1 1/2" X 3/16 (DE ÁNGULO)	36400	\$ 17.25	\$ 627 900	\$ 1 067 430

PLANCHAS DE GALVANIZADAS 1/32	26000	\$ 4.50	\$ 117 000	\$ 198 900
BRAKER SISTEMA DE MONTAJE	19	\$ 34 950	\$ 664 050	\$ 1 128 885
CONECTOR	3715	\$ 0.50	\$ 1858	\$ 3 158
BOX COMBINADOR	186	\$ 746	\$ 138 756	\$ 235 885
CABLE PV	14857	\$ 0.50	\$ 7 429	\$ 12 629
Total		\$ 39 444	\$ 8 645 386	\$ 14 697 156

Los costos de operación de la planta se determinan en función del número de horas diarias de operación, que en este caso serán 12 horas, aprovechando exclusivamente las horas de luz solar. Esta configuración garantiza una operación eficiente del sistema fotovoltaico, optimizando la generación de energía. Además, se ha considerado detalladamente el personal necesario para cada turno, especificando los cargos y el número de personas requeridas en cada posición, lo que permite un cálculo preciso de los costos laborales y operativos señalados en la tabla 18 a continuación.

Tabla 18. Costos operativos anuales.

Costes operativos	Cantidad	\$	
		Total, de costes fijos operativos	
<u>Fijos</u>	Cantidad	1 961 081	
SUELDOS			Pago neto anual
GERENTE	1	65 000	65 000

JEFE DE OPERACIONES ING. ELECTRICO	1	21 600	21 600
JEFE DE MANTENIMIENTO ING. MECANICO	1	21 600	21 600
ING. AMBIENTAL	1	25 200	25 200
Operadores	6	259 200	43 200
Carga laboral		353 340	Incluye seguridad social (0,236%) y beneficios de ley

Para el cálculo del Costo de Inversión Total de un proyecto inicia con la identificación de los costos directos e indirectos. Los costos de inversión directos incluyen todos los gastos relacionados directamente con la adquisición, instalación y puesta en marcha de los equipos y materiales necesarios para el proyecto. Por otro lado, los costos de inversión indirectos abarcan los gastos asociados a la gestión del proyecto, como diseño, permisos, supervisión y administración. Estos costos indirectos se calculan como un porcentaje de los costos directos, siguiendo estándares del sector para garantizar una adecuada distribución de los recursos.

Además, se aplica un porcentaje adicional como contingencias, destinado a cubrir imprevistos técnicos o financieros que puedan surgir durante la implementación del proyecto. Este porcentaje de contingencia se calcula también en función de los costos directos. Finalmente, el Costo de Inversión Total se obtiene sumando los costos directos, indirectos y las contingencias, asegurando que el presupuesto contemple todos los aspectos necesarios para la correcta ejecución y viabilidad del proyecto.

En la tabla 19 se observa en resumen los valores de inversión total requerida para el parque fotovoltaico obteniendo un coste de inversión total de 21 090 851 dólares.

Tabla 19. Inversión total

Concepto	Porcentaje costes directos	
Costes de inversión directos	1	\$ 14 697 156
Costes de inversión indirectos	0.3	\$ 4 483 065
Contingencias	0.13	\$ 1 910 630
COSTE DE INVERSION TOTAL		\$ 21 090 851

La tabla muestra la estimación del coste total de inversión requerido para el parque fotovoltaico, desglosado en tres componentes principales: costes directos (100 %), costes indirectos (30 % adicionales respecto al costo directo) y contingencias (13 %). El monto total asciende a 21 090 851 dólares, lo que permite tener una visión clara de la distribución financiera del proyecto.

3 RESULTADOS

3.1 Diseño del parque fotovoltaico

El diseño del parque fotovoltaico presentado garantiza una conversión eficiente de la energía solar en electricidad, integrando un sistema de control avanzado para optimizar el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) de los paneles solares. El modelo incluye un inversor conectado a la red, asegurando una adecuada sincronización y estabilidad de la energía inyectada al sistema eléctrico. Además, se ha implementado un sistema de protección para salvaguardar los componentes frente a posibles sobrecargas o fallos, garantizando la confiabilidad del sistema.

La estructura del modelo también considera un sistema de control en lazo cerrado para mantener la calidad de la energía suministrada, ajustando las variables de tensión y frecuencia según las condiciones de operación. Esto permite que el parque fotovoltaico opere de manera segura y eficiente, maximizando su rendimiento energético y cumpliendo con los estándares de calidad exigidos para la conexión a la red nacional.

A continuación, en la figura 5, se muestra el resultado del diseño completo del parque fotovoltaico realizado en Simulink y en las siguientes figuras se observa el comportamiento de dicho parque.

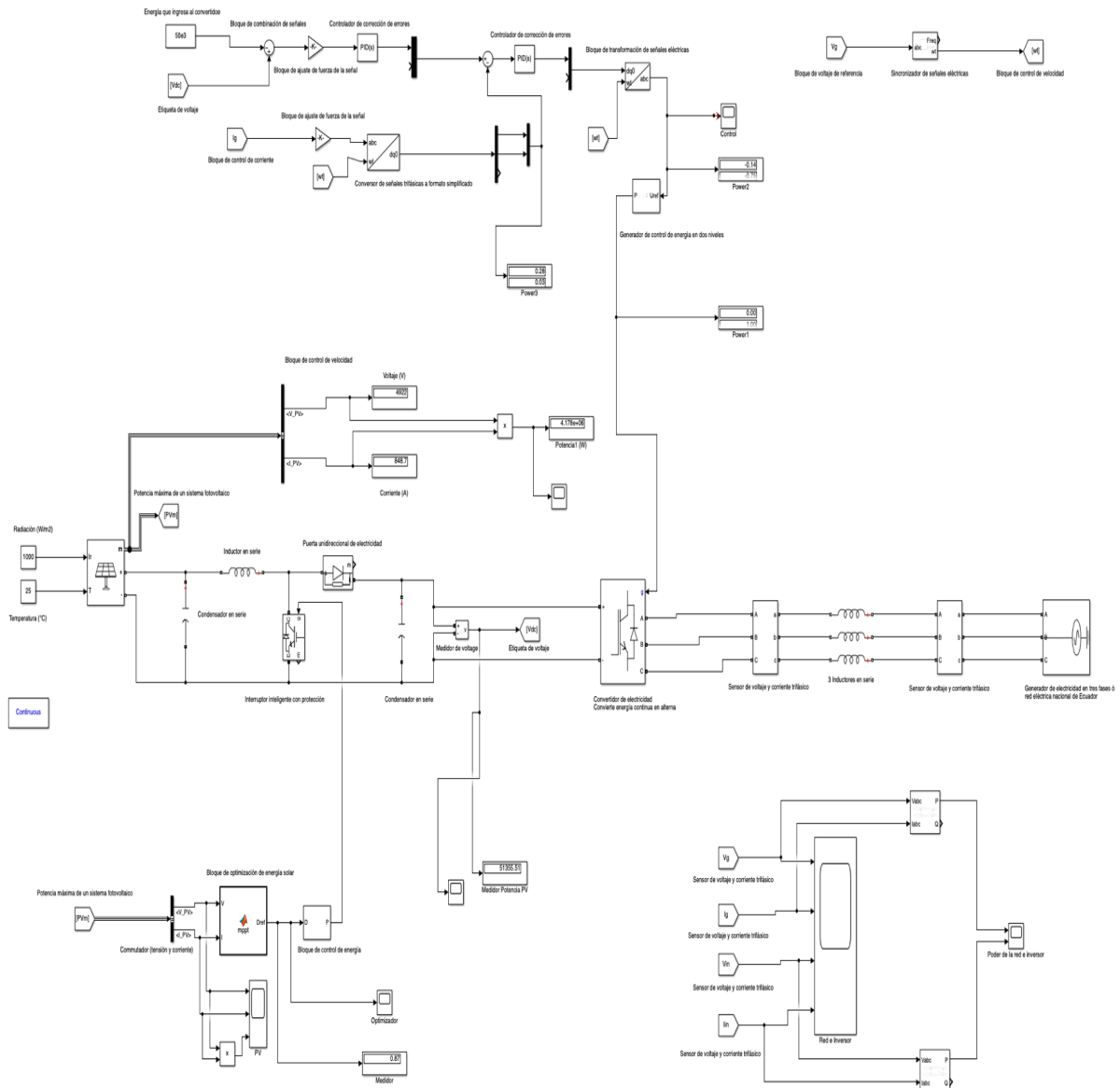


Figura 5. Diseño completo del parque fotovoltaico

En la figura 6 se presentó la potencia generada por el sistema fotovoltaico sin considerar pérdidas resistivas o de eficiencia. Se observa una señal con alta fluctuación alrededor de un valor medio de aproximadamente 2×10^7 W (20 MW), indicando las variaciones naturales de la generación debido a las condiciones instantáneas de radiación y temperatura modeladas. Esta oscilación es normal al simular un gran conjunto de paneles donde se asumen pequeñas perturbaciones aleatorias.

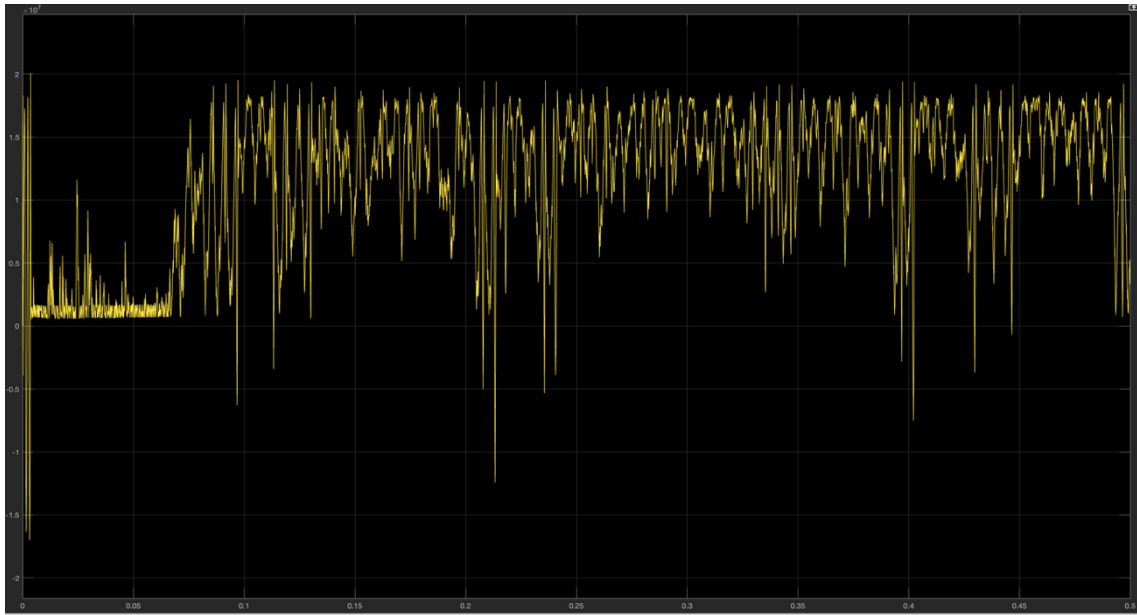


Figura 6. Potencia generada sin perdidas de sistema.

En la Figura 7 se observó la evolución del voltaje en los terminales de salida del sistema fotovoltaico. Inicialmente, el voltaje tiene un pico elevado que luego decae y se estabiliza cerca de 9×10^4 W (90000 V) y se estabiliza en 5×10^4 W (50000V). Esto es consistente con un arranque rápido del inversor y del sistema de control de voltaje para ajustar a los niveles de operación deseados.

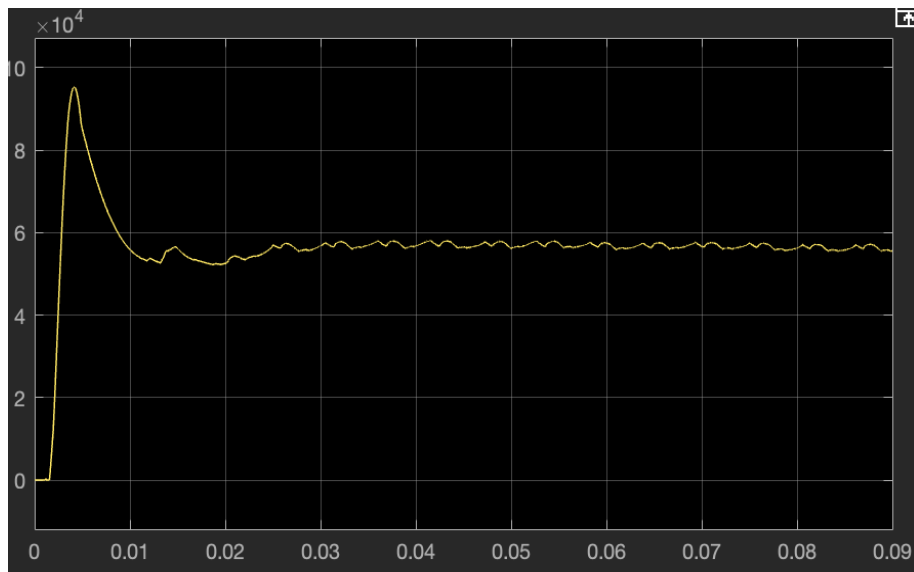


Figura 7. Voltaje generado por el sistema.

En la Figura 8 se observó el comportamiento del voltaje, la corriente y la potencia generada por el sistema fotovoltaico antes de aplicar procesos de optimización. En la primera ventana, correspondiente al voltaje, se observa una señal inicialmente alta y estable que presenta caídas bruscas en varios momentos, indicando fluctuaciones asociadas a cambios instantáneos de radiación o carga, que el sistema aún no es capaz de compensar eficientemente. En la segunda ventana, que muestra la corriente, se percibe un arranque progresivo desde valores bajos hacia un régimen más alto, seguido de oscilaciones rápidas alrededor de un valor promedio, reflejando la respuesta dinámica sin estabilización fina. Finalmente, en la tercera ventana, correspondiente a la potencia total, se evidencia un crecimiento inicial de la generación seguido por un comportamiento altamente fluctuante. Esta forma de la gráfica se debe a que el sistema aún no cuenta con estrategias de control u optimización activa que regulen las variables eléctricas, por lo que responde directamente a cualquier variación en la entrada solar o condiciones de operación, generando inestabilidad visible en las mediciones de voltaje, corriente y potencia.

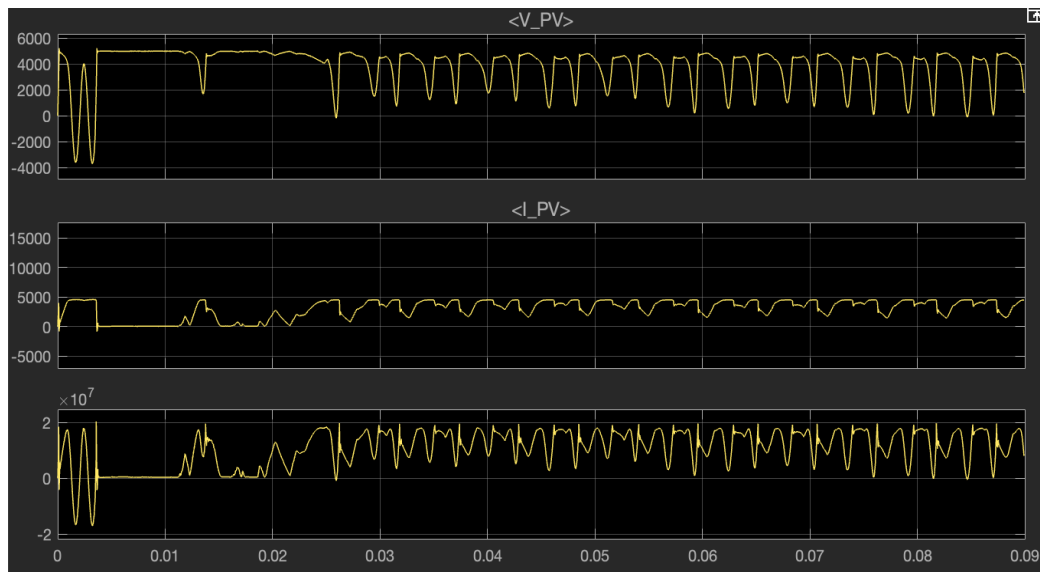


Figura 8. Tensión o voltaje, corriente y potencia total que genera el sistema antes de ser optimizada.

En la Figura 9 se observó las señales de la red trifásica y la energía que ingresa al inversor para su conversión de CC a CA. En la primera ventana se observan las tensiones de red trifásica, claramente senoidales y desplazadas 120 grados entre fases, lo que corresponde a una generación eléctrica balanceada. La segunda y cuarta ventanas muestran las corrientes trifásicas, donde se perciben ligeras deformaciones respecto a la forma ideal, debido a la conversión de energía y la interacción con el inversor. La tercera ventana presenta las formas de onda moduladas del inversor, evidenciando la conmutación en alta frecuencia típica de un inversor de potencia, donde la señal continua es fragmentada en pequeños escalones que, tras el filtrado, permitirán reconstruir la forma senoidal deseada en la salida. La gráfica presenta este aspecto debido a la naturaleza propia del proceso de conversión CC-CA: inicialmente, la CC es convertida mediante técnicas de modulación por ancho de pulso (PWM) o estrategias similares, generando señales escalonadas de alta frecuencia que posteriormente se filtran para producir las formas de onda alternas que sincronizan con la red eléctrica.

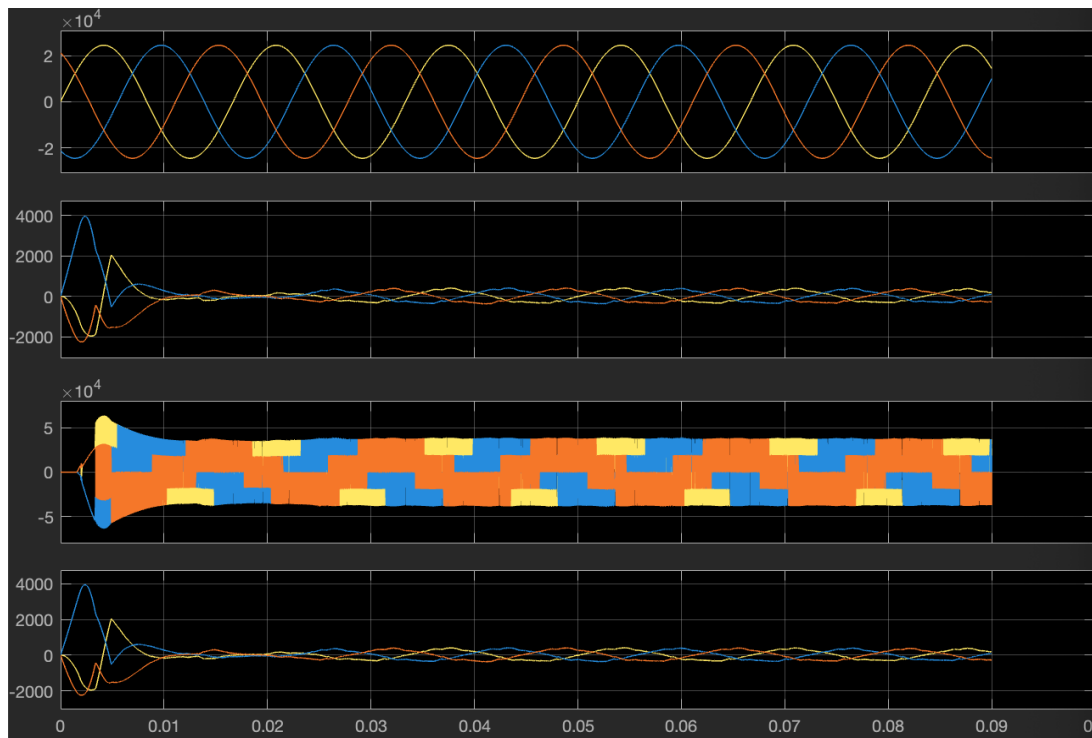


Figura 9. Energía de la red trifásica y que ingresa al inversor para ser convertida de continua a alterna.

La Figura 10 muestra la evolución de la potencia en la red y en el inversor a lo largo del tiempo. Inicialmente, se observa un pico muy elevado en ambos casos, asociado al arranque del sistema y la conexión instantánea de los equipos, donde se produce un transitorio debido al acoplamiento entre la generación renovable, el inversor y la red eléctrica. Posteriormente, la potencia se estabiliza, alcanzando valores cercanos a 15×10^6 W (15MW), presentando ligeras oscilaciones que reflejan la adaptación continua del sistema ante pequeñas variaciones de carga o condiciones de red. La similitud entre ambas señales indica que el inversor logra transferir eficazmente la potencia generada hacia la red. La gráfica presenta esta forma porque, en los primeros instantes, los elementos de control como los filtros, reguladores de voltaje y sincronizadores de fase no han terminado de actuar, permitiendo transitorios iniciales. Una vez

que los sistemas de control entran en régimen, la potencia se mantiene más estable y dentro de los rangos esperados, evidenciando una correcta integración del sistema fotovoltaico con la red.

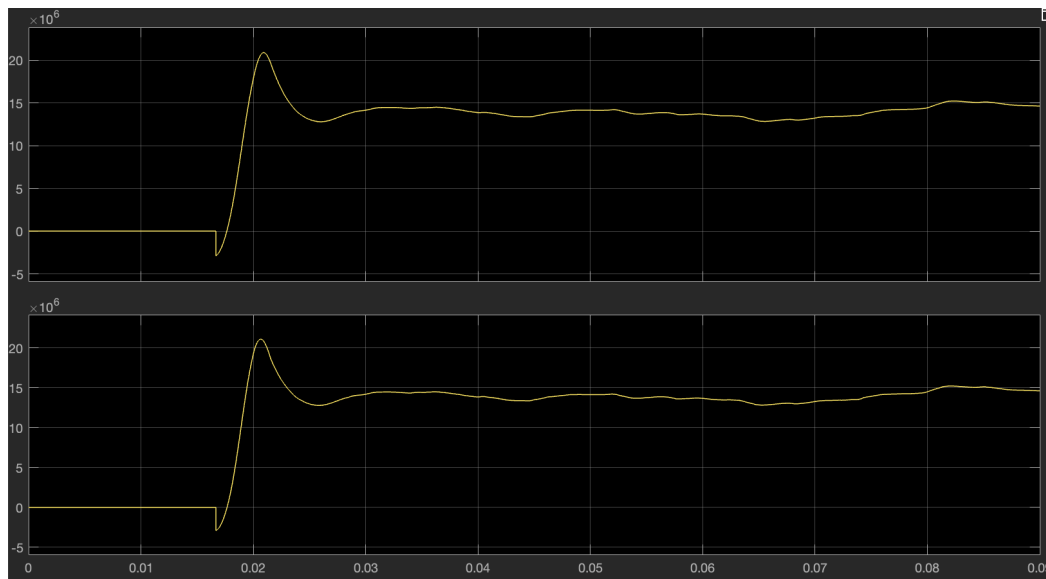


Figura 10. Potencia generada por el inversor y potencia que ingresa a la red eléctrica nacional.

La Tabla 20 presenta los resultados obtenidos del análisis de la energía total convertida de CA a CC en el sistema fotovoltaico modelado. El valor máximo de 20 MW representa el pico más alto alcanzado durante la operación, reflejando las condiciones óptimas de conversión en el sistema. Por otro lado, el valor medio de 11 MW indica el promedio de energía convertida durante el periodo de análisis, proporcionando una visión general del rendimiento energético del sistema.

El valor de la mediana, de 15 MW, sugiere que la distribución de los datos no es completamente simétrica, ya que el valor medio es menor que la mediana. Esto podría deberse a picos altos que afectan el promedio. Finalmente, el valor Raíz cuadrática media (RCM) de 13 MW ofrece una medida de la potencia efectiva del sistema, destacando la eficiencia y estabilidad en la conversión de energía. Estos resultados son fundamentales para evaluar el desempeño del parque fotovoltaico y garantizar que cumple con los estándares de eficiencia esperados.

Con los datos de las figuras mencionadas anteriormente se obtuvo la tabla 20 que muestra los resultados de conversión de CA a CC

Tabla 20. Resultados de la energía total que se convirtió de CA a CC.

Parámetro	Valor (MW)	Definición
Máximo	20	Valor más alto registrado en la señal.
Media	11	Promedio aritmético de todos los valores de la señal.
Mediana	15	Valor central cuando los datos están ordenados.
RMS (Raíz Cuadrática Media)	13	Medida de la potencia efectiva de la señal.

3.2 Análisis del ciclo de vida (ACV)

La Tabla 21 presenta la distribución detallada de las emisiones de CO₂-eq generadas durante las diferentes fases del ciclo de vida de un panel solar utilizado en el proyecto fotovoltaico.

Tabla 21. Emisiones Totales De 1 Panel Solar

Proceso	Emisiones (Kg CO ₂)
Procesos para la fabricación de un panel.	0.000936
Materiales utilizados para la fabricación de un panel.	0.05243
Equipos requeridos para la fabricación.	2.59
Transporte de China al Valle del Chota.	0.747

Uso del sistema fotovoltaico.	0
Gestión de residuos sólidos	0.07028
Total	3.39

Las emisiones asociadas a los procesos industriales para la fabricación del panel alcanzan un valor de 0.000936 kg CO₂-eq, representando un impacto mínimo dentro del conjunto. Por su parte, la producción y transformación de los materiales empleados en la construcción del panel, tales como vidrio, aluminio, silicio y otros componentes, generan un total de 0.05243 kg CO₂-eq por unidad.

El uso de maquinaria y equipos necesarios durante la etapa de fabricación constituye la principal fuente de emisiones, alcanzando un total de 2.590 kg CO₂-eq por panel, debido al elevado consumo energético requerido en estos procesos. La fase de transporte, correspondiente al traslado de los paneles desde China hasta el Valle del Chota, genera un aporte adicional de 0.747 kg CO₂-eq por unidad, como resultado de la logística internacional empleada para su movilización.

Durante la fase de operación del sistema fotovoltaico no se registra ninguna emisión, ya que la generación de electricidad mediante esta tecnología no produce emisiones directas de CO₂-eq. Finalmente, la gestión de los residuos sólidos generados al finalizar la vida útil del panel contribuye con 0.07028 kg CO₂-eq por unidad, considerando los impactos asociados al tratamiento, disposición y posible reciclaje de los componentes.

En conjunto, las emisiones acumuladas a lo largo de todas las fases del ciclo de vida de un panel solar ascienden a un total de 3.39 kg CO₂-eq, valor que será utilizado para la estimación global de emisiones del proyecto completo y el cálculo de indicadores de desempeño ambiental.

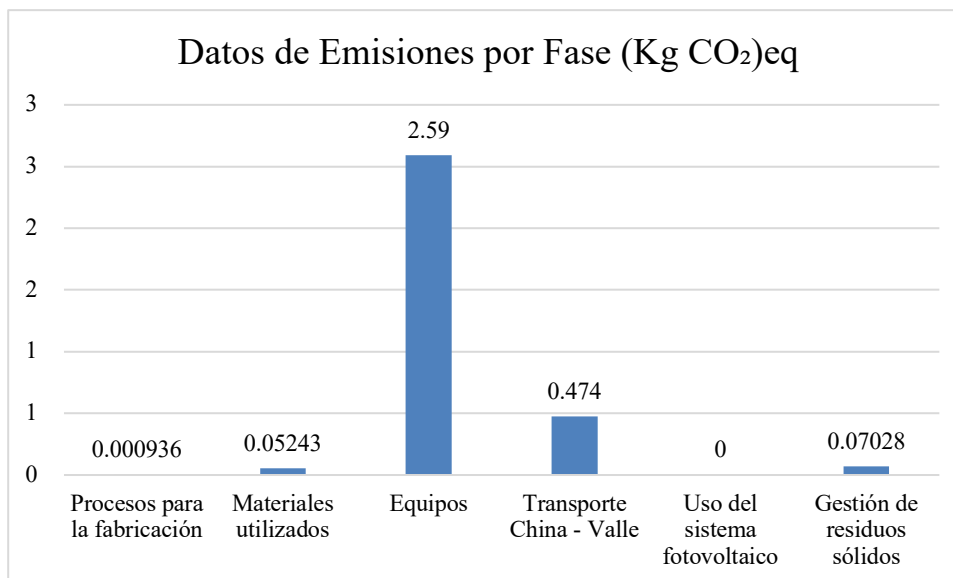


Figura 11. Emisiones por fase de un panel solar.

La Tabla 22 presenta un resumen del balance energético y ambiental asociado al funcionamiento de los 26 000 paneles solares que conforman el proyecto

Tabla 22. Balance total de emisiones y energía generada por los 26 000 paneles solares del proyecto

Consumo energético total de los (26 000 paneles)	210 077.1(kWh)
Emisiones totales de los (26 000 paneles)	88 149.5 (kg CO ₂)-eq
Energía producida durante su vida útil	544 825 440 (kW)
Energía producida durante un año de trabajo (350 días)	21 793 017.6 (kW/año)

. En primer lugar, se detalla el consumo energético total necesario para la fabricación, transporte, instalación, puesta en marcha de todos los paneles y disposición final, el cual asciende a 210.077.1 kWh.

Además, se estiman las emisiones totales de gases de efecto invernadero generadas durante ese mismo proceso, alcanzando un total de 88 149.5 kg CO₂-eq, en cuanto a la generación de energía, se proyecta que, durante su vida útil, estos paneles producirán un total de 544 825 440 kWh. Anualmente (considerando 350 días de operación), se espera que generen alrededor de 21 793 017.6 kWh por año.

3.3 Cantidad de emisiones de una fuente de producción eléctrica mediante uso de combustibles fósiles (diésel).

Para determinar las emisiones de CO₂ producidas por una central termoeléctrica que utiliza diésel como combustible para generar 18 MWh de electricidad, se deben seguir una serie de cálculos detallados. A continuación, se describe paso a paso el proceso, explicando cada etapa y proporcionando las referencias bibliográficas correspondientes.

La energía eléctrica generada se expresa en MW. Para facilitar los cálculos, convertimos esta unidad a MJ utilizando la equivalencia:

$$1 \text{ MW} = 3\,600 \text{ MJ}$$

Las centrales termoeléctricas que operan con diésel tienen una eficiencia promedio del 30%, lo que significa que solo el 30% de la energía contenida en el combustible se convierte en electricidad. Para determinar la energía térmica total necesaria (energía primaria), se utiliza la siguiente relación:

3.3.1 Determinación de la masa de diésel necesaria:

El poder calorífico del diésel es de aproximadamente $43.1 \frac{MJ}{kg}$. Para calcular la masa de diésel requerida para suministrar la energía primaria calculada se usa la ecuación 11.

$$\frac{64\,800\, MJ}{43.1 \frac{MJ}{kg}} = 1\,503.48\, kg \quad \text{Ecuación 11}$$

La eficiencia de las termoeléctricas generalmente es del 30%, por ende, se multiplica el peso por el coeficiente de porcentaje que es 1.7

$$1\,503.48\, kg_D \times 1.7 = 2\,555.82\, kg_D \text{ ó } 2.56\, t_D$$

Para determinar las emisiones de CO₂, utilizamos el factor de emisión del diésel. Según el Ministerio de Energía y Minas de Ecuador, el factor de emisión es de aproximadamente $250.8 \frac{g\, CO_2}{kWh}$.

$$2.56\, t_D \times \frac{1000\, kg_D}{1\, t_D} \times \frac{43.1\, MJ}{kg} = 110\,155.8\, MJ$$

$$110\,155.8\, MJ \times \frac{0.2778\, kWh}{1\, MJ} \times \frac{250.8\, g\, CO_2}{kWh} = 7\,674\,804\, g\, CO_2$$

$$7\,674.8\, kg\, CO_2 - eq$$

El valor calculado representa las emisiones generadas por la termoeléctrica durante una hora de operación. Para estimar las emisiones anuales totales, se toma como referencia el escenario más desfavorable en términos de producción solar, que corresponde al mes de octubre en el Valle del Chota, cuando se registran en promedio 2.42 horas de radiación solar efectiva por día. Este valor se utiliza como base para determinar el tiempo diario en que la termoeléctrica tendría que operar para suplir la demanda energética que no puede ser cubierta por el sistema fotovoltaico. Asumiendo un funcionamiento de 350 días al año, que considera pausas por mantenimiento u otros factores, se proyecta el total de horas de operación anual. A partir de esta cifra, se calcula la cantidad total de emisiones contaminantes producidas por la

termoeléctrica en un año, lo cual permite comparar su impacto ambiental frente a alternativas más sostenibles como la energía solar.

$$7\,674.8\text{ kg } CO_2 - eq \times 350\text{ días} = 2\,686\,180\text{ kg } CO_2 - eq$$

A partir de este dato, se calculan las emisiones acumuladas, obteniendo un resultado de 6 500 555.68 kilogramos de CO₂-eq por año. Este valor permite dimensionar con mayor precisión el impacto ambiental de mantener una fuente de generación basada en combustibles fósiles, y destaca la importancia de migrar hacia alternativas renovables. El tiempo de equilibrio se calcula con la ecuación 12.

$$\text{Tiempo de equilibrio} = \frac{ET}{EE} \quad \text{Ecuación 12}$$

ET: Emisiones totales del parque en 25 años

EV: Emisiones evitadas por año al no operar la termoeléctrica

$$\text{Tiempo de equilibrio} = \frac{88\,149.5\text{ kg } CO_2 - eq}{2\,686\,180\text{ kg } CO_2 - eq}$$

$$\text{Tiempo de equilibrio} = 11\text{ días}$$

3.4 Análisis Tecno-Económico

En la tabla 23 presentada a continuación se muestra que el proyecto tiene VAN de \$0.00 y un TIR del 9%, lo que indica que el proyecto está en su punto de equilibrio financiero. Esto significa que, descontando los flujos de caja proyectados a una tasa del 9%, el proyecto apenas recupera la inversión inicial, sin generar ganancias ni pérdidas netas. En otras palabras, el proyecto solo es viable si el costo de capital es exactamente del 9%; cualquier aumento en el costo financiero lo haría no rentable, mientras que una reducción lo convertiría en un proyecto lucrativo.

Tabla 23. Resultados del TIR con un VAN de cero

VAN	\$ 0.00
TIR	\$ 0.09

El PVM de \$0.20/kWh indica el valor mínimo al cual se debe vender cada kWh de energía producida para cubrir todos los costos asociados al proyecto, incluidos los costos de inversión, operación y mantenimiento, así como para garantizar una rentabilidad aceptable. Un PVM de \$0.20/kWh refleja que cualquier precio de venta inferior a este resultaría en pérdidas para el proyecto, mientras que un precio superior permitiría obtener ganancias. Tal y como se evidencia en la tabla 24.

Tabla 24. Costo mínimo por KWh.

PVM (\$/kWh)
0.20

El pago de regreso del proyecto es de 9.95 años, lo que indica que la inversión inicial se recuperará casi al finalizar el décimo año. Esto se debe a que el flujo de caja acumulado se mantiene negativo hasta el noveno año, donde el valor absoluto de la pérdida es de 2 016 175.294. En el siguiente año, el flujo de caja proyectado es positivo, con 2 119 408.458, suficiente para cubrir la pérdida acumulada.

La tasa de 0.9513 refleja la proporción del flujo de caja del décimo año que se requiere para alcanzar el punto de equilibrio exacto. Esto indica que aproximadamente el 95.13% del flujo de caja del décimo año es necesario para compensar la pérdida del noveno año, dejando el 4.87% restante como ganancia neta al final de ese año. Tal y como se muestra en la tabla 25.

Tabla 25. Periodo de recuperación (payback) del proyecto.

Último año en negativo	9
Valor absoluto del año	2016175.294
Flujo de caja del siguiente año	2119408.458
VA último año negativo/Flujo de caja del siguiente	0.95129152
Payback (años)	9.95129152

4. DISCUSIÓN

Al comparar los cálculos teóricos con los resultados de simulación, se nota una diferencia considerable en el número de paneles requeridos. Teóricamente, para obtener 18 MW bajo condiciones ideales (radiación de 1000 W/m^2 y temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$), se estimó que se necesitarían 26 000 paneles de 700 Wp cada uno. Sin embargo, considerando las condiciones meteorológicas específicas del Valle del Chota, donde hay pérdidas por temperatura, polvo, orientación y otras variaciones estacionales, el número se incrementó a 34 402 paneles. Este incremento es lógico y refleja una estimación realista basada en factores de reducción como el rendimiento.

Por otro lado, en la simulación realizada en Simulink, utilizando 100 paneles en serie y 260 ramas en paralelo (es decir, 26 000 paneles), se logra alcanzar la potencia objetivo de aproximadamente 18 MW. Esto es ligeramente inferior a los 26 000 paneles teóricos porque la simulación asume condiciones ideales constantes (radiación estable a 1000 W/m^2 y $25 \text{ }^\circ\text{C}$), sin degradaciones dinámicas o pérdidas adicionales que sí se consideran en la metodología teórica. En la simulación tampoco se contemplan de manera detallada aspectos como la degradación por envejecimiento ni pérdidas térmicas avanzadas.

La diferencia radica entonces en el hecho de que la simulación es idealizada, enfocándose únicamente en los parámetros eléctricos bajo condiciones perfectas, mientras que el cálculo teórico es más conservador y realista porque contempla las variaciones ambientales y la eficiencia global real del sistema fotovoltaico, pero en el lugar de estudio se identificó datos meteorológicos similares a los ideales e inclusive radiaciones mayores, por ende se considera que 26 000 paneles solares son suficientes para producir la potencia calculada y planteada.

Evaluar el impacto ambiental de distintas fuentes de generación eléctrica es clave para impulsar una transición energética responsable. En este análisis, se comparan las emisiones de una planta termoeléctrica con las de un parque fotovoltaico de 26.000 paneles. La planta

termoeléctrica genera aproximadamente 6 500 555.68 kg de CO₂-eq en un solo año de operación continua. Por otro lado, el parque solar emite 88 149.5 kg de CO₂-eq durante todo su ciclo de vida útil de 25 años, incluyendo fabricación, transporte, instalación, operación y disposición final. Esta diferencia pone en evidencia la gran ventaja ambiental de la energía solar frente a las fuentes fósiles.

El estudio incorpora un enfoque de ACV para el parque fotovoltaico, lo que permite tener una visión completa del impacto ambiental real del sistema. Si bien toda infraestructura genera emisiones durante su construcción y uso, el parque solar compensa esa huella de carbono rápidamente gracias a su capacidad de evitar emisiones al sustituir fuentes convencionales de alta intensidad contaminante. Esta sustitución se traduce en un indicador clave: el tiempo de equilibrio de carbono, o Carbón Payback Time (CPBT).

Mediante esta métrica, se determinó que el parque fotovoltaico compensa todas sus emisiones de ciclo de vida en tan solo 5 días de operación. Esto significa que, en menos de una semana, el sistema ya ha evitado liberar la misma cantidad de CO₂-eq que generó en sus 25 años proyectados de vida útil. A partir del sexto día, cada kilovatio-hora generado representa una reducción neta de emisiones para el medio ambiente. Frente a esto, la termoeléctrica continúa emitiendo masivamente durante todo el año, acumulando una huella de carbono muy superior desde el primer día de funcionamiento.

Esta enorme diferencia resalta la urgencia de acelerar el despliegue de fuentes renovables en la matriz energética nacional e internacional. Mientras las termoeléctricas implican una contaminación continua y creciente, el parque solar demuestra que es posible alcanzar un impacto ambiental positivo prácticamente desde su inicio de operación.

La operación, mantenimiento, cierre y abandono del “parque fotovoltaico”, causa impactos positivos relacionados al riesgo de la población (medianamente significativos positivos en la fase operación, mantenimiento, cierre y abandono). Además, produce impactos

negativos poco significativos a la calidad del aire, calidad del agua, calidad de suelo y generación de desechos sólidos en la fase operación, mantenimiento, cierre y abandono. Como impactos positivos tenemos la generación de empleo y actividades comerciales con una significancia medianamente positiva en la fase operación, mantenimiento, cierre y abandono.

El análisis económico del proyecto muestra que, para el año 25, los flujos de caja alcanzan un valor de \$2 119 408.46, lo que evidencia una recuperación sostenida en la generación de ingresos. Esto es consistente con el hecho de que el proyecto logra alcanzar su punto de equilibrio (Payback) casi al décimo año, indicando una recuperación moderada de la inversión inicial y un flujo constante de ingresos a largo plazo. La estabilidad de estos flujos sugiere que el proyecto ha superado su etapa de riesgo y opera en condiciones de madurez.

Además, el valor acumulado de \$31 894 360.03 como ganancia refleja que, después del periodo de recuperación, el proyecto ha generado ingresos netos significativos. Esto demuestra que, aunque el inicio fue lento y el retorno inicial fue limitado, el proyecto posee una alta capacidad de generar beneficios sostenibles a largo plazo. La proyección de estos ingresos indica que el diseño financiero del proyecto fue acertado, permitiendo cubrir los costos operativos, las contingencias y generar utilidades.

Sin embargo, es fundamental destacar que el rendimiento del proyecto está directamente relacionado con la estabilidad del flujo de caja y las condiciones operativas. Factores como el mantenimiento adecuado de los equipos fotovoltaicos, la eficiencia de conversión y las condiciones climáticas pueden influir en la estabilidad de estos ingresos. Por lo tanto, mantener una gestión eficiente es clave para asegurar que las ganancias proyectadas se mantengan a lo largo del tiempo.

5. CONCLUSIONES

La presente investigación permitió evaluar la factibilidad técnica, económica y ambiental de implementar un parque fotovoltaico de 18 MW en el Valle del Chota, con el propósito de diversificar la matriz energética del Ecuador y fomentar un modelo de desarrollo sostenible e integrador. A continuación, se exponen las conclusiones principales, organizadas conforme a los objetivos planteados.

Sobre la viabilidad técnica del sistema fotovoltaico

El diseño del parque fotovoltaico se llevó a cabo utilizando el software Simulink, herramienta que permitió modelar y simular con precisión el comportamiento del sistema en condiciones reales de radiación y temperatura registradas en la zona de estudio. Los resultados demostraron que, con la instalación de aproximadamente 26 000 paneles solares de 700 W cada uno, es posible alcanzar una capacidad instalada de 18 MW. El diseño se adaptó a las condiciones climáticas del Valle del Chota, caracterizadas por una radiación solar constante y temperaturas estables, lo que garantiza un funcionamiento eficiente del sistema durante todo el año. Estos hallazgos confirman que el proyecto es técnica y operativamente viable en el sitio seleccionado.

Sobre la sostenibilidad ambiental del proyecto

A través del ACV, se identificaron los impactos ambientales asociados a la fabricación, transporte, uso y disposición final de los paneles solares. Uno de los hallazgos más relevantes fue que la huella de carbono generada durante la fabricación del sistema completo puede ser compensada en menos de una semana de operación. A partir de ese momento, toda la energía generada por el parque representa una reducción neta de emisiones de CO₂, en contraste con las fuentes fósiles que continúan contaminando a lo largo de su vida útil. Esto demuestra que el

proyecto no solo es ambientalmente responsable, sino que contribuye directamente a los objetivos nacionales e internacionales de mitigación del cambio climático.

Sobre la viabilidad económica y social del parque fotovoltaico

El análisis tecno-económico reveló que el proyecto tiene una estructura financiera sólida, con una inversión que se recupera a partir del décimo año (punto de equilibrio o payback). Se estima que, al cabo de 25 años de operación, los ingresos acumulados ascienden a más de 31 millones de dólares, lo que respalda la rentabilidad del parque. Además, el proyecto tiene un fuerte componente social, ya que generará empleos directos e indirectos en la zona, mejorará el acceso a energía limpia y confiable, y reducirá la dependencia de importaciones energéticas, permitiendo que recursos públicos se redirijan a áreas prioritarias como salud, educación y seguridad. En este sentido, la implementación del parque fotovoltaico no solo es económicamente viable, sino también socialmente transformadora.

En conjunto, las conclusiones de este estudio demuestran que el parque fotovoltaico en el Valle del Chota es una solución estratégica y sostenible frente a la crisis energética actual. Su ejecución contribuiría significativamente a fortalecer la seguridad energética del país, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, y promover un desarrollo equitativo e inclusivo en una de las zonas históricamente más olvidadas del Ecuador. Este proyecto, además, puede convertirse en un modelo replicable en otras regiones del país con características similares

6. REFERENCIAS

- Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables. (2024, marzo). *Estadística anual y multianual 2023 del sector eléctrico ecuatoriano*. Quito, Ecuador.
- Al Garni, H. Z. (2017). Optimal sizing of stand-alone photovoltaic systems in residential buildings. *Energy*, 140, 532–541. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.03.035>
- Alfredo, G., & Trujillo, M. (n.d.). Características energéticas de una placa fotovoltaica, por variación de ángulo de inclinación, frente a la radiación solar en Ecuador YACHANA. In YACHANA Revista Científica (Vol. 4).
- Aliyu, K. N., Habiballah, I. O., & Rehman, S. (n.d.). Technological Assessment of Grid Connected Solar Photovoltaic System; Review. [https://doi.org/10.14201/reb2021817147160](https://www.pv-magazine.com/2019/04/02/global-cumulative-pv-Araújo de Almeida, J. E., Marinho Sales, M. M., Marinho Sales, R. M., & Henriques da Fonseca, P.(2023). La energía solar fotovoltaica en el estado de Paraíba desde la perspectiva de los Objetivos de Desarrollo Sostenible. Revista de Estudos Brasileños, 8(17), 147–160. <a href=)
- AmbientWeather. (2025, marzo 8). *Ambient Weather Network*. <https://ambientweather.net/dashboard/2920709fde619a70b20522c62da868e6/graphs>
- Bandaru, S. H., Becerra, V., Khanna, S., Espargilliere, H., Torres Sevilla, L., Radulovic, J., Hutchinson, D., & Khusainov, R. (2021). A general framework for multi-criteria based feasibility studies for solar energy projects: Application to a real-world solar farm. *Energies*, 14(8).<https://doi.org/10.3390/en14082204>

- Bardi, U., Yaxley, L., & Ashford, R. (2022). *Energy return on energy invested and carbon payback time of solar photovoltaic systems: A meta-analysis*. Renewable Energy Studies Institute.
- Barman, S., Samanta, S., Mishra, J. P., Roy, P., & Roy, B. K. (2018). Design and Implementation of an IDA-PBC for a Grid Connected Inverter used in a Photovoltaic System. 51(1), 680–685. <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2018.05.114>
- Brigham, E. F. (2017). *Financial management: Theory & practice* (15^a ed.). Cengage Learning.
- David Marín-Jiménez, J., & Justo González-Cruz, P. (2020). Lecciones aprendidas del diseño de parques solares fotovoltaicos: Un enfoque de las características técnica.
- EMELNORTE S.A. (2004). *Sistema eléctrico de EMELNORTE S.A.* Dirección de Planificación de EMELNORTE S.A.
- Feron, S., Cordero, R. R., & Labbe, F. (2017). Rural electrification efforts based on off- grid photovoltaic systems in the Andean Region: Comparative assessment of their sustainability. Sustainability (Switzerland), 9(10). <https://doi.org/10.3390/su9101825>
- Gallego, A. (2017). *La huella de carbono y el análisis de ciclo de vida*. AENOR. <https://elibro.net/es/lc/usta/titulos/53619>
- García, J. L., Jurado, F., & Larco, V. (2019). Review and resource assessment, solar energy in different region in Ecuador. E3S Web of Conferences, 80. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20198001003>
- Ghadim, H. V., & Ardashir, J. F. (2022). Technical design and environmental analysis of 100-kWp on- grid photovoltaic power plant in north-western Iran. Clean Energy, 6(2), 1127–1136. <https://doi.org/10.1093/ce/zkac013>
- Hang Chen a, W. W. a, C. L. a, G. L. b, D. Y. b, C. M. a, L. R. a, G. L. a. (2025). Ecological and environmental effects of global photovoltaic power plants: A meta-analysis. Journal of Environmental Management, 373(123785).

- Horngren, C. T. (2020). *Contabilidad de costos: Un enfoque gerencial*. Pearson Educación.
- Huld, T. D. (2020). The performance of photovoltaic systems: A review of global experience. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(6), 1777–1790.
- Inca Yajamín, G. S., Cabrera Carrión, D. F., Villalta Gualán, D. F., Bautista Zurita, R. C., & Cabrera Carrion, H. D. (2023). Evaluación de la actualidad de los sistemas fotovoltaicos en Ecuador: avances, desafíos y perspectivas. *Ciencia Latina Revista Científica Multidisciplinar*, 7(3), 9493–9509. https://doi.org/10.37811/cl_rcm.v7i3.6835
- International Energy Agency (IEA). (2023). *Unit conversion factors*. <https://www.iea.org/reports/unit-conversion-factors>
- International Renewable Energy Agency (IRENA). (2021). *Renewable energy technologies: Energy and environmental payback times*. <https://www.irena.org/publications/2021>
- INAMHI (2013). Biblioteca de INAMHI. <https://www.inamhi.gob.ec/biblioteca/>
- Joaquín, J., Pachacama, A., Fernando, L., & Herrera, C. (n.d.). Comparative analysis of renewable energies in the province of Pichincha-Ecuador and its impact on the environment. <https://orcid.org/0009-0000-4565-6247>
- Mohammad Baqir, H. K. C. (2022). Analysis and design of solar PV system using Pvsyst software. *Materials Today: Proceedings*, 48, 1332–1338.
- Muñoz-Vizhñay, J. P., Rojas-Moncayo, M. V., & Barreto-Calle, C. R. (2018). Incentivo a la generación distribuida en el Ecuador. *Ingenius*, 19, 60–68. <https://doi.org/10.17163/ings.n19.2018.06>
- Niroo, G., & Co, E. (n.d.). Design and implementation of grid-connected photovoltaic power plant with the highest technical Efficiency Mehran Hosseinzadeh Diza.

- Reyes, T. (2026). *Estudio de planificación de la nueva red de distribución subterránea del centro de la ciudad de Ibarra*[Tesis de pregrado, Escuela Politécnica Nacional]. <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/2554>
- Ross, S. A. (2019). *Corporate finance* (12ª ed.). McGraw-Hill Education.
- Sánchez, M. (2019). *Análisis de ciclo de vida de sistemas solares fotovoltaicos policristalinos centralizados en instalaciones de generación distribuida para autoconsumo* [Tesis de licenciatura, Instituto Tecnológico de Costa Rica].
- SÁNCHEZ, P. (2019, marzo). *Tesis paneles*. Universidad Técnica de Ambato. (Revisar si se puede estandarizar en APA)
- Segundo Oyola Lituma, S. (2020, septiembre). *Estudio de impacto ambiental operación, mantenimiento y cierre de la camaronera “EMCAMEX”*. <https://acuariosdelgolfo.com/wp-content/uploads/2021/07/EIA-Expost-EMCAMEX-.pdf>
- Weather, A. (1998). *Ambient Weather Network*. <https://ambientweather.net/>