

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA
SEDE QUITO**

**CARRERA:
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:
ASIGNACIÓN ÓPTIMA DE RECURSOS DISTRIBUIDOS COORDINADOS
CON RESPUESTA A LA DEMANDA PARA UNA MICRO-RED
AUTOSUSTENTABLE EN EL COMPLEJO AGROECOLÓGICO DE
INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO PRODUCTIVO SAN JOSÉ DE AYORA,
CANTÓN CAYAMBE.**

**AUTOR:
HERNÁN ALEJANDRO SARAGOZÍN ARMAS**

**TUTOR:
ALEXANDER ÁGUILA TÉLLEZ**

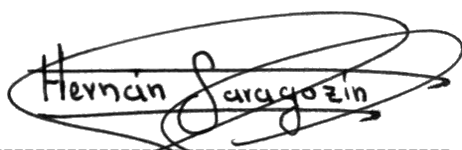
Quito D.M., febrero de 2021

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo Hernán Alejandro Saragozín Armas, con documento de identificación N° 060404410-7, manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de titulación: Asignación óptima de recursos distribuidos coordinados con respuesta a la demanda para una micro-red autosustentable en el complejo agroecológico de investigación y desarrollo productivo San José de Ayora, cantón Cayambe, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito D.M., febrero de 2021.

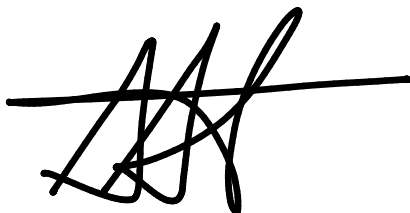
A handwritten signature in black ink, reading "Hernán Saragozín", is written over a horizontal dashed line. The signature is stylized and includes a large flourish that loops back under the line.

Hernán Alejandro Saragozín Armas
C.C.: 060404410-7

DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el Proyecto Técnico, Asignación óptima de recursos distribuidos coordinados con respuesta a la demanda para una micro-red autosustentable en el complejo agroecológico de investigación y desarrollo productivo San José de Ayora, cantón Cayambe, realizado por Hernán Alejandro Saragozín Armas, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana, para ser considerado como trabajo final de titulación.

Quito D.M., febrero de 2021.

A handwritten signature in black ink, consisting of several overlapping loops and a long horizontal stroke extending to the right.

Alexander Águila Téllez

C.C.: 175598318-4

DEDICATORIA

Lo más preciado que tenemos y el mejor regalo recibido es la vida misma, por ello dedico este trabajo de investigación a Dios, dador de vida, por permitirme llegar hasta este momento tan importante de mi formación profesional y, sobre todo, por regalarme una familia maravillosa.

A mis padres, porque creyeron en mí e impulsaron mi desarrollo, dándome ejemplos dignos de superación y entrega; porque el orgullo que sienten por mí, fue lo que me hizo llegar hasta el final y gracias a ellos, hoy puedo ver alcanzada mi meta.

A mis docentes de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana Sede Quito, por haber compartido sus conocimientos a lo largo de mi formación académica, de manera especial al PhD. Alexander Águila Téllez, tutor de este proyecto de investigación quien con su paciencia y rectitud como docente ha guiado el desarrollo del presente trabajo.

Tantas desveladas valieron la pena y aquí está el fruto; va por ustedes, por lo que valen, porque admiro su fortaleza y por lo que han hecho de mí. A todos ustedes, espero no defraudarlos y contar siempre con su apoyo valioso, sincero e incondicional.

AGRADECIMIENTOS

“La raíz de todo bien reposa en la tierra de la gratitud” – Dalai Lama

Mi profundo agradecimiento a Dios, por brindarme salud, fortaleza y capacidad; a mis padres, que han hecho posible que mis sueños se cristalicen al ser parte de la Educación Superior en la carrera de Ingeniería Eléctrica en una de las más prestigiadas universidades del país.

A la Universidad Politécnica Salesiana y a todas sus autoridades, por la oportunidad que me brindaron al permitirme ser parte de la familia salesiana, por posibilitar mi formación profesional en Ingeniería Eléctrica y poder concluir con una etapa de mi vida, gracias por la paciencia, orientación y los valores inculcados.

Hago extensivo mi reconocimiento a todos los catedráticos de la universidad, quienes me han dado las pautas para mi formación profesional. Un agradecimiento especial al PhD. Alexander Águila Téllez por su permanente apoyo, guía y preocupación en la elaboración de mi trabajo.

A todos mis maestros, compañeros y amigos de clase que son parte de la formación profesional; por su amistad, confianza, colaboración y aporte para el desarrollo del presente trabajo.

ÍNDICE DE CONTENIDO

CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR.....	i
DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR	ii
DEDICATORIA	iii
AGRADECIMIENTOS	iv
ÍNDICE DE CONTENIDO	v
ÍNDICE DE FIGURAS.....	viii
ÍNDICE DE TABLAS	ix
GLOSARIO	xi
RESUMEN	xii
ABSTRACT.....	xiii
INTRODUCCIÓN	xiv
CAPÍTULO I	1
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	1
1.1. Descripción de la situación problemática.....	1
1.2. Formulación del problema.....	4
1.3. Delimitación de la investigación	4
1.3.1. Delimitación espacial.....	4
1.3.2. Delimitación temporal.....	5
1.4. Justificación de la investigación.....	6
1.4.1. Viabilidad de la investigación.....	6
1.4.2. Importancia de la investigación	6
1.4.2.1. Importancia ambiental	6
1.4.2.2. Importancia social	6
1.4.2.3. Importancia científica	6
1.5. Limitaciones de la investigación	7
1.6. Objetivos de la investigación.....	7
1.6.1. Objetivo General	7
1.6.2. Objetivos Específicos.....	8
CAPÍTULO II.....	9
2. MARCO TEÓRICO.....	9
2.1. Antecedentes de la investigación.....	9
2.2. Bases teóricas	10
2.2.1. Energía renovable	10

2.2.1.1. Energía solar.....	11
2.2.1.2. Energía eólica.....	11
2.2.1.3. Energía hídrica.....	11
2.2.1.4. Energía geotérmica.....	12
2.2.1.5. Energía oceánica.....	12
2.2.1.6. Energía de biomasa o bioenergía.....	12
2.2.2. Perspectiva del sector eléctrico mundial y latinoamericano	13
2.2.3. Perspectiva del sector eléctrico ecuatoriano.....	14
2.2.4. Situación del sector eléctrico ecuatoriano.....	15
2.2.5. Estructura del sector eléctrico ecuatoriano	16
2.2.6. Marco legal del sector eléctrico ecuatoriano con enfoque a la eficiencia energética y energías renovables.....	17
CAPÍTULO III.....	19
3. PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN	19
CAPÍTULO IV.....	21
4. MARCO METODOLÓGICO.....	21
4.1. Diseño metodológico.....	21
4.2. Técnicas de recolección de datos.....	21
4.2.1. Evaluación de los recursos energéticos.....	22
4.3. Técnicas estadísticas para el procesamiento de la información.....	22
4.3.1. Programa de optimización	22
CAPÍTULO V.....	26
5. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....	26
5.1. Simulación y optimización con HOMER Pro	26
5.1.1. Registro de datos generales del proyecto	26
5.1.2. Recursos energéticos.....	27
5.1.3. Demanda eléctrica del proyecto	29
5.1.4. Modelo del sistema eléctrico del proyecto.....	31
5.1.4.1. Configuración de la red de energía pública	32
5.1.4.2. Configuración del sistema eólico y fotovoltaico	33
5.1.4.3. Configuración del sistema de almacenamiento y conversión.....	34
5.1.5. Simulación y casos de estudio en Sistema On-Grid.....	35
5.1.5.1. Caso 1. Sistema On-Grid	35
5.1.5.2. Caso 2. Sistema On-Grid	38
5.1.5.3. Caso 3. Sistema On-Grid.....	39

5.1.5.4. Caso 4. Sistema On-Grid	42
5.1.6. Simulación y casos de estudio en Sistema Off-Grid	44
5.1.6.1. Caso 1. Sistema Off-Grid	44
5.1.6.2. Caso 2. Sistema Off-Grid	47
5.1.7. Análisis de resultados de los casos de estudio en modo Off-Grid	64
5.1.8. Análisis de resultados de los casos de estudio en modo On-Grid	64
5.1.9. Resultado final de los casos de estudio	65
CAPÍTULO VI.....	66
6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	66
6.1. CONCLUSIONES.....	66
6.2. RECOMENDACIONES	67
REFERENCIAS.....	68
ANEXOS	72
1. Factura de la licencia del programa HOMER Pro	72
2. Recurso solar a nivel de Latinoamérica y el Caribe.....	73
3. Recurso solar a nivel de Ecuador	74
4. Recurso eólico a nivel de Latinoamérica y el Caribe.....	75
5. Recurso eólico a nivel de Ecuador	76
6. Recurso eólico a nivel de Ayora, Cayambe (lugar de estudio)	77

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Producción energética en el Ecuador 2020	3
Figura 2. Ubicación del complejo agroecológico de investigación y desarrollo productivo San José de Ayora, cantón Cayambe.....	5
Figura 3. Tendencia mundial de generación eléctrica por energía renovable	10
Figura 4. Participación mundial del suministro total de energía 1973-2017	14
Figura 5. Estructura del sector eléctrico ecuatoriano	16
Figura 6. Procedimiento del diseño metodológico de la propuesta de investigación.	20
Figura 7. Diagrama de funcionamiento del programa HOMER Pro	23
Figura 8. Tasa de inflación anual de Ecuador (2019 – 2020).....	26
Figura 9. Recurso solar y de temperatura promedio en el lugar de estudio.....	28
Figura 10. Recurso eólico y potencia del aerogenerador en el lugar de estudio	29
Figura 11. Perfil de carga del proyecto	31
Figura 12. Configuración del sistema híbrido propuesto	32
Figura 13. Configuración de la red de energía pública.....	32
Figura 14. Configuración del sistema eólico On-Shore	33
Figura 15. Configuración del sistema fotovoltaico	33
Figura 16. Configuración del sistema de almacenamiento.....	34
Figura 17. Configuración del sistema de conversión	34
Figura 18. Caso 1. Promedio mensual de producción eléctrica On-Grid.....	37
Figura 19. Caso 1. Resumen de costos del sistema On-Grid.....	37
Figura 20. Caso 2. Promedio mensual de producción eléctrica On-Grid.....	39
Figura 21. Caso 2. Resumen de costos del sistema On-Grid.....	39
Figura 22. Caso 3. Promedio mensual de producción eléctrica On-Grid	41
Figura 23. Caso 3. Resumen de costos del sistema On-Grid.....	42
Figura 24. Caso 4. Promedio mensual de producción eléctrica On-Grid.....	43
Figura 25. Caso 4. Resumen de costos del sistema On-Grid.....	44
Figura 26. Caso 1. Promedio mensual de producción eléctrica Off-Grid	46
Figura 27. Caso 1. Resumen de costos del sistema Off-Grid	47
Figura 28. Caso 2. Promedio mensual de producción eléctrica Off-Grid	49
Figura 29. Caso 2. Resumen de costos del sistema Off-Grid.....	49

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Información resumida del proyecto.....	5
Tabla 2. Potencia Efectiva por tipo de tecnología no renovable	15
Tabla 3. Potencia Efectiva por tipo de tecnología renovable	15
Tabla 4. Políticas del sector eléctrico enfocadas a la eficiencia energética.....	18
Tabla 5. Algoritmo que HOMER utiliza para modelar los sistemas de GD.....	24
Tabla 6. Tabla de variables del algoritmo de HOMER	24
Tabla 7. Definiciones de los tipos de costo	25
Tabla 8. Datos generales para el diseño del proyecto.....	26
Tabla 9. Recurso Solar y de Temperatura promedio en el lugar de estudio	27
Tabla 10. Recurso eólico promedio en el lugar de estudio.....	28
Tabla 11. Resumen del cuadro de cargas del proyecto.....	30
Tabla 12. Perfil de carga del proyecto.....	30
Tabla 13. Costos de inversión en energía solar y eólica.....	33
Tabla 14. Casos de optimización del proyecto en modo On-Grid.....	35
Tabla 15. Caso 1. Arquitectura del sistema On-Grid.....	36
Tabla 16. Caso 1. Costos del sistema On-Grid.....	36
Tabla 17. Caso 1. Participación de generación eléctrica On-Grid.....	36
Tabla 18. Caso 1. Suministro eléctrico al sistema On-Grid.....	36
Tabla 19. Caso 1. Penetración renovable al sistema On-Grid	37
Tabla 20. Caso 1. Resumen de costos del sistema On-Grid	37
Tabla 21. Caso 2. Arquitectura del sistema On-Grid.....	38
Tabla 22. Caso 2. Costos del sistema On-Grid.....	38
Tabla 23. Caso 2. Participación de generación eléctrica On-Grid.....	38
Tabla 24. Caso 2. Resumen de costos del sistema On-Grid	39
Tabla 25. Caso 3. Arquitectura del sistema On-Grid.....	40
Tabla 26. Caso 3. Costos del sistema On-Grid.....	40
Tabla 27. Caso 3. Participación de generación eléctrica On-Grid.....	40
Tabla 28. Caso 3. Suministro eléctrico al sistema On-Grid.....	40
Tabla 29. Caso 3. Penetración renovable al sistema On-Grid	41
Tabla 30. Caso 3. Resumen de costos del sistema On-Grid	41
Tabla 31. Caso 4. Arquitectura del sistema On-Grid.....	42
Tabla 32. Caso 4. Costos del sistema On-Grid.....	42

Tabla 33. Caso 4. Participación de generación eléctrica On-Grid.....	43
Tabla 34. Caso 4. Resumen de costos del sistema On-Grid	43
Tabla 35. Casos de optimización del proyecto en modo Off-Grid	44
Tabla 36. Caso 1. Arquitectura del sistema Off-Grid.....	45
Tabla 37. Caso 1. Costos del sistema Off-Grid	45
Tabla 38. Caso 1. Participación de generación eléctrica Off-Grid	45
Tabla 39. Caso 1. Suministro eléctrico al sistema Off-Grid.....	45
Tabla 40. Caso 1. Penetración renovable al sistema Off-Grid.....	46
Tabla 41. Caso 1. Resumen de costos del sistema Off-Grid.....	46
Tabla 42. Caso 2. Arquitectura del sistema Off-Grid.....	47
Tabla 43. Caso 2. Costos del sistema Off-Grid	47
Tabla 44. Caso 2. Participación de generación eléctrica Off-Grid	48
Tabla 45. Caso 2. Suministro eléctrico al sistema Off-Grid.....	48
Tabla 46. Caso 2. Penetración renovable al sistema Off-Grid.....	48
Tabla 47. Caso 2. Resumen de costos del sistema Off-Grid.....	49
Tabla 48. Análisis de resultados de los casos de estudio.....	63

GLOSARIO

Autoabastecimiento: Se refiere a la producción de electricidad para el abastecimiento de las necesidades propias del usuario y en la medida que haya excedentes podrán ser entregados a la red a través de mecanismos definidos en las normas locales de generación distribuida.

Cogeneración: Se refiere a la producción simultánea de electricidad y calor a partir de un combustible fósil; es decir, la recuperación del calor residual generado por la combustión en una planta de generación de electricidad.

Eficiencia energética: Se refiere al uso de tecnologías que requieren una misma cantidad de energía (recursos) para conseguir una mayor producción para el país.

Energía renovable: Se refiere a la energía generada a partir de fuentes de energía primaria respetuosas con el medio ambiente. Estas energías no contaminan dado que no implican la quema de combustible fósiles (carbón, gas y petróleo).

Generación distribuida: Se refiere a la producción de electricidad por medio de pequeñas fuentes próximas al lugar de consumo, en contraposición a una producción tradicional, grande y centralizada.

Sistema eléctrico de potencia: Se refiere al conjunto de subsistemas conectados entre sí, para satisfacer las necesidades eléctricas de los usuarios bajo parámetros de calidad, confiabilidad y seguridad de la energía eléctrica, al menor costo posible.

Sostenibilidad energética: Se refiere a la inclusión de tres horizontes importantes para abastecer a todas las personas con un suministro de energía seguro, confiable y que sea amigable con el medioambiente, estos horizontes son: seguridad, asequibilidad y universalidad.

RESUMEN

Esta investigación presenta resultados de una valoración técnica–económica bajo el modelo de optimización de HOMER Energy; en donde se evaluó los recursos energéticos (solar y eólico) en el lugar de estudio para implementar una micro-red que pueda funcionar en modo conectado o aislado a la red de energía pública y, suplir una demanda eléctrica bajo parámetros de calidad, seguridad y eficiencia, garantizando así, un suministro seguro y continuo de energía eléctrica al menor costo posible en el complejo agroecológico de investigación y desarrollo productivo San José de Ayora, cantón Cayambe. Este proyecto de investigación se enfoca en la energía renovable de fuentes no convencionales para obtener la configuración de una red eléctrica híbrida conectada a la red de energía pública que permita satisfacer la demanda del proyecto. El modelo óptimo cuenta con un sistema fotovoltaico (PV), otro de almacenamiento de energía y un sistema de conversión de conectividad a la red pública (DC-AC) facultando así, una penetración de energías renovables del 14.2% al sistema y demostrando que la integración de energías renovables no convencionales en cualquier sistema tradicional es una opción viable que contribuye a la sostenibilidad energética de un país.

ABSTRACT

This research presents results of a technical-economic assessment under the optimization model of HOMER Energy; where, the energy resources (solar and wind) were evaluated at the study site to implement a micro-grid that can operate in a connected or isolated mode to the public energy grid and supply an electricity demand under quality safety and efficiency parameters, thus guaranteeing a safe and continuous supply of electricity at the lowest possible cost in the agroecological complex for research and productive development San José de Ayora, Cayambe canton. This research project is focused on the use of non-conventional renewable energy sources, resulting in the configuration of a hybrid electricity grid connected to the public power grid, which has a photovoltaic generation system, an energy storage system and a conversion system; all this, with a penetration of renewable energies of 14.2% to the system. Demonstrating in this way that the integration of non-conventional renewable energy in any system is a viable option and contributes to the energy sustainability of a country.

INTRODUCCIÓN

El objetivo de este proyecto de investigación es realizar un estudio de pre-factibilidad para la implementación de una micro-red autosustentable que pueda funcionar en modo asilado o conectado a la red de energía pública, evaluando el recurso energético disponible en el lugar de estudio y utilizando el algoritmo de optimización de HOMER Energy para obtener las opciones más óptimas que permita satisfacer la demanda bajo parámetros técnicos-económicos, y así, apostar por el uso de energías no tradicionales en planes sostenibles para dar mayor robustez a la matriz energética del país, mediante recursos limpios e inagotables que proporciona la naturaleza, minimizando de esta manera el efecto invernadero. El desarrollo de esta investigación se compone de seis capítulos, detallados a continuación de manera resumida.

Capítulo I, describe la situación problemática en las que se encuentra el proyecto y los posibles limitantes que afecten su alcance, eficacia y el logro de algunos de los objetivos propuestos, sin que ello afecte su viabilidad. Capítulo II, esboza de manera general los antecedentes relacionados al tema de investigación; además, se muestra la situación actual del sector eléctrico a nivel mundial, regional y nacional, este último con su estructura y políticas sobre eficiencia energética que incentivan el estudio de este tipo de proyectos sostenibles. Capítulo III, presenta la propuesta de investigación y el procedimiento del diseño metodológico para dar una posible solución al objetivo de este proyecto. Capítulo IV, describe el diseño metodológico, las técnicas de recolección de datos para obtener información de los recursos energéticos y las técnicas estadísticas para el procesamiento de los mismos. Capítulo V, muestra las opciones más relevantes que podría tener el sistema para satisfacer la demanda eléctrica del proyecto después de realizar la simulación con los algoritmos de optimización de HOMER Pro; posteriormente, se muestra un análisis técnico-económico evaluando los distintos casos posibles del sistema, demostrando que, los algoritmos de análisis y optimización del programa, facilitan en gran medida la selección estratégica del recurso disponible en el lugar de estudio al momento de optar por proyectos sostenibles coherentes con los recursos energéticos, su variación en costos de inversión, operación y mantenimiento. Capítulo VI. Presenta las conclusiones y recomendaciones cumpliendo con el objetivo general propuesto en el proyecto técnico de investigación.

CAPÍTULO I

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. Descripción de la situación problemática

El energético primario en la gran mayoría de países para suplir la demanda eléctrica ha estado predominado por la combustión de hidrocarburos o generación por energía térmica debido al incremento de la demanda generada por la industrialización [1]. No obstante, el precio del combustible fósil, la posible llegada al término de su vida útil, el efecto adverso por el menoscabo del medioambiente y la economía dinámica global, ha obligado a varios investigadores colocar su punto focal en el estudio de la sostenibilidad y eficiencia energética para hallar nuevas alternativas de generación con fuentes de energía primigenia renovable no convencional, para lograr una transición energética sin impacto ambiental y enfocada en las necesidades sociales [2] [3].

El desarrollo de tecnologías energéticas renovables no convencionales es necesario para combatir el calentamiento global y limitar sus efectos más adversos en nuestro planeta. En la Cumbre de Desarrollo Sostenible de la Organización de las Naciones Unidas (ONU) el 25 de septiembre de 2015, más de 150 líderes mundiales adoptaron la nueva Agenda 2030 para construir un mundo mejor con el cumplimiento de 17 Objetivos enfocados al Desarrollo Sostenible (ODS). El programa de la ONU ayudará a gobiernos de todo el mundo a abordar la nueva agenda y llevarla adelante en los próximos 15 años. Los 17 ODS, tienen como propósito combatir el hambre, la pobreza, y a la desigualdad en todas sus formas, viabilizar el acceso a la salud y educación, crear conciencia sobre el medio ambiente y su cambio climático, entre otros.

Es importante notar la relevancia del séptimo objetivo y la fuerte conexión con los demás ODS para cumplir el programa de la ONU, el cual es, “garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos” [4]. Es así que, mediante la resolución 65/151, el 2012 fue declarado como “Año Internacional de la Energía Sostenible para Todos” [5], ratificando la urgente conversión de energías no renovables y contaminantes a energías limpias y sostenibles; además, promover la eficiencia energética para hacer frente al cambio climático.

El séptimo objetivo promueve el incremento en la participación de otros tipos de tecnologías de fuentes renovables que garanticen el acceso universal a los servicios energéticos modernos. Por lo tanto, para el cumplimiento eficiente de los 17 ODS y

permitir que la temperatura del calentamiento global no sobrepase los 2°C., se debe alejar rápidamente al mundo del consumo de combustibles fósiles que ocasionan el cambio climático hacia formas de energías más limpias y renovables, acelerando la transición a un sistema energético asequible, confiable y sostenible [6]. Para ello, los gobiernos de los países deben promover la investigación de tecnologías de energía limpia y, propiciar la inversión en soluciones eficientes de recursos e infraestructura energética baja en carbono, ya que la reducción de CO₂ relacionada con las energías limpias, se considera como el corazón de la transición energética.

Incluir estas tecnologías de generación en una matriz energética puede apuntalar a un crecimiento económico y sostenido para cualquier país; por lo tanto, muchos gobiernos alrededor del mundo ya están estableciendo objetivos de energía limpia y, un número cada vez mayor apunta a obtener energías 100% renovables para su matriz energética. China, Estados Unidos y Brasil lideran el top 10 de países con mayor potencia de generación instalada en energías limpias y renovables, [7]. Esto ha hecho que en varios países a nivel de Latinoamérica y El Caribe (Región 9) ya se estén implementando este tipo de tecnologías. Ecuador es un claro ejemplo de ello, a través de la innovación de varios proyectos sostenibles en energía renovable, como los parques eólicos Villonaco I (Loja) y San Cristóbal (Galápagos) [8]; lo que ha permitido un crecimiento en el desarrollo del país y por ende a mejorar la calidad de vida de los ecuatorianos.

El Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, (MERNNR) como ente jurídico (Órgano rector y planificador del sector eléctrico ecuatoriano) elaboró el Plan Maestro de Electricidad (PME) 2019 – 2027; en el que se establecen varias disposiciones que contemplan entre otros, el aprovechamiento de recursos energéticos renovables no convencionales para generación eléctrica eficiente en el país. Hasta el momento se ha realizado el lanzamiento de dos proyectos importantes: el proyecto fotovoltaico El Aromo, provincia de Manabí y la expansión en los proyectos eólicos Villonaco II y III en la provincia de Loja, los cuales reducirán las emisiones de CO₂ al medioambiente [9].

El capital destinado al sector eléctrico ecuatoriano en los últimos años ha permitido ampliar y automatizar la infraestructura del Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) (Generación, Transmisión y Distribución) priorizando el uso de fuentes de energías renovables y complementando con fuentes de energía tradicional que utilizan combustible fósil de producción nacional para otorgar una mayor estabilidad y

seguridad al SEP, manteniendo reservas para periodos manifiestos de sequía en el país. Esto ha permitido alcanzar una mayor soberanía energética, facilitando la tarea de brindar un servicio de calidad a todos los ecuatorianos y exportar energía a países vecinos, como Colombia y Perú [10].

Datos del Centro Nacional de Control de la Energía (CENACE), muestran en la Figura 1 la producción energética (MW-h) del sistema eléctrico ecuatoriano en tiempo real, lo que demuestra que, aunque el 91% de producción energética es a través de energía renovable mediante generación hidráulica, este tipo de tecnología convencional depende de la variabilidad temporal en la que se encuentre cursando el país, por lo tanto, se ha visto la necesidad de realizar nuevos estudios e investigaciones en tecnologías de fuentes energéticas no convencionales, y así, dar mayor robustez al mix energético del país.

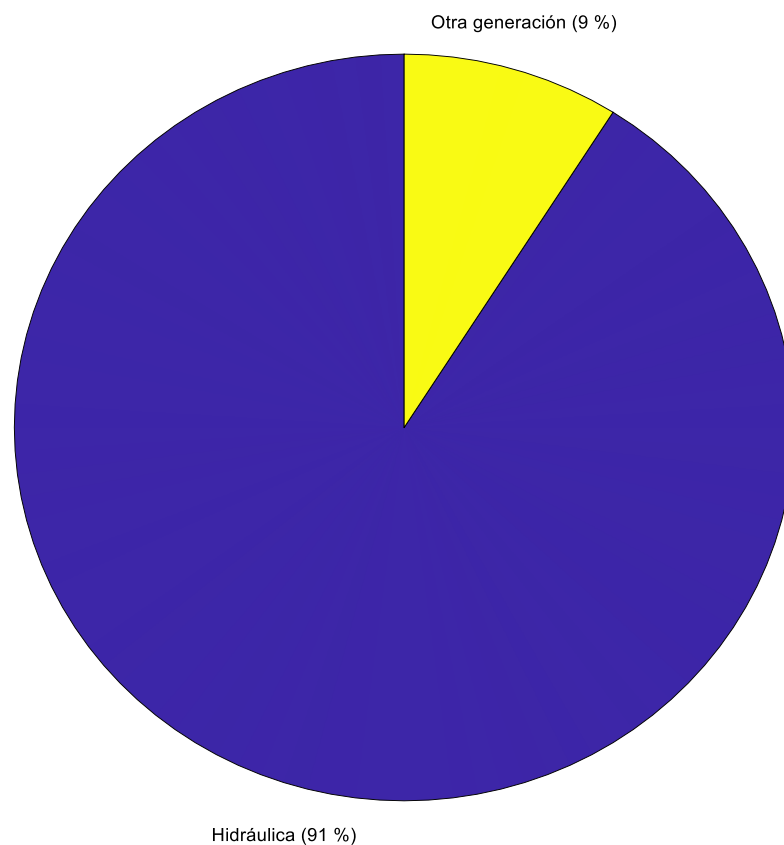


Figura 1. Producción energética en el Ecuador 2020.

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: SCADA – CENACE (junio 23, 2020).

1.2. Formulación del problema

La energía eléctrica es uno de los componentes básicos de mayor importancia para el desarrollo humano y, como tal, actúa como factor clave para determinar el desarrollo económico de todos los países. En un esfuerzo por satisfacer las demandas de una nación en desarrollo, el sector energético ha sido testigo de un rápido crecimiento con respecto a la demanda que generan los procesos de industrialización, llevando a una saturación de la explotación de hidrocarburos como fuente principal de energía, afectando directamente al medio ambiente con un elevado costo, tanto del producto como de la naturaleza; por lo que, es importante considerar que los recursos no renovables se agotan significativamente por el uso humano, mientras que los recursos renovables pueden sostener la explotación humana indefinidamente.

1.3. Delimitación de la investigación

1.3.1. Delimitación espacial

La parroquia rural San José de Ayora está ubicada al norte del cantón Cayambe, aproximadamente a 77 km al nororiente del Distrito Metropolitano de Quito [11]. La parroquia, ubicada en el parque nacional Cayambe-Coca (zona de influencia) que alberga al volcán Cayambe, con importantes áreas de páramo y con un ecosistema de alto potencial para almacenamiento y distribución de agua a tierras bajas [12]. El cantón tiene una superficie aproximada de 1.350 km^2 y conforme los datos de INEC en el año 2010, el cantón cuenta con una población aproximada de 85.795 personas, de las cuales el 51.08 % son mujeres y el 48.92 % son hombres [13].

El clima en el cantón Cayambe es cálido y templado, según la clasificación climática de Köppen-Geiger, con $13.5 \text{ }^\circ\text{C}$ de temperatura media anual, considerado un clima de verano suave (Csb). El ímpetu es de 873 mm anual, con mayor nivel de precipitaciones en invierno que en verano [14]. Cuenta con cuatro temporadas, dos de lluvia comprendidas de marzo a mayo y de octubre a noviembre; en tanto que, las temporadas secas y ventosas se dan de diciembre a enero y de julio a septiembre. Por situarse a gran altitud, los niveles de radiación ultravioleta (UV) son muy altos, especialmente en julio, mes de gran intensidad solar. [12].

El complejo agroecológico de investigación y desarrollo productivo San José de Ayora, se ubicará sobre la Panamericana Norte en el km 2 vía a Otavalo, en la parroquia del mismo nombre, al norte del cantón Cayambe (Provincia de Pichincha) El cuerpo del complejo tiene un área de terreno de 65 hectáreas, aproximadamente

[15]. En la Figura 2, se muestra la ubicación del complejo, gracias a sus coordenadas georreferenciadas en el programa Google Earth Pro.



Figura 2. Ubicación del proyecto agroecológico.

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: Google Earth Pro (julio 27, 2018).

Tabla 1. Información resumida del proyecto.

País	Ecuador
Provincia	Pichincha
Cantón	Cayambe
Parroquia rural	San José de Ayora
Proyecto	Complejo agroecológico de investigación y desarrollo productivo San José de Ayora, cantón Cayambe
Altitud	2.830 m.s.n.m.
Latitud	0.069830
Longitud	-78.143010
Límite norte	Provincia de Imbabura. Gobierno Municipal de Otavalo
Límite sur	Distrito Metropolitano de Quito y la provincia de Napo
Límite este	Provincia de Napo y provincia de Sucumbíos
Límite oeste	Gobierno Municipal de Pedro Moncayo

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas.

1.3.2. Delimitación temporal

Investigación desarrollada en un semestre, a partir del mes de marzo de 2020.

1.4. Justificación de la investigación

1.4.1. Viabilidad de la investigación

El proyecto reúne particularidades básicas de viabilidad como recursos humanos, materiales, acceso a la información, conocimiento y de tiempo; además de entornos técnicos y operativos que garantizan la consecución de sus metas y objetivos.

1.4.2. Importancia de la investigación

Es sustancial que un país no dependa únicamente de las energías convencionales que puedan escasear debido a su deterioro o variabilidad temporal; por lo tanto, en este proyecto de investigación se expone el uso eficiente de fuentes de energías renovables no convencionales, analizando técnicas de optimización aplicadas a la planificación de micro-redes centradas en la viabilidad técnica-económica [16] [17].

1.4.2.1. Importancia ambiental

El uso de energías renovables no convencionales como energía solar y eólica, que son las más aprovechadas gracias a su bajo costo de implementación y gran beneficio a largo plazo, va a permitir una mayor conciencia ambiental frente al cambio climático que enfrentamos hoy en día, al reducir las emisiones de efecto invernadero [18].

1.4.2.2. Importancia social

El acceso a un suministro seguro y continuo de energía eléctrica es una condición indispensable de vanguardia para el país en todos sus estratos humanos, sociales y económicos. Sin embargo, en algunos casos no es factible llegar con soluciones de extensión de red a ciertos lugares, por motivos de orden económico, técnico o de impacto ambiental, principalmente por respeto a las etnias locales y su cultura.

1.4.2.3. Importancia científica

Las mencionadas energías renovables, presentan varias características naturales como su variabilidad temporal y posición geográfica, lo cual, ha hecho que se planteen nuevos retos para convertirlas en una opción de suministro eléctrico viable para la sociedad, atendiendo a los principales requerimientos como respuesta a la demanda en diferentes periodos de tiempo, reserva de energía, enrutamiento óptimo de red de transporte y distribución y, óptima ubicación de micro-redes [19].

1.5. Limitaciones de la investigación

Es menester avizorar ciertas dificultades que de alguna forma puedan restringir el alcance, la validez y la consecución de algunos de los objetivos propuestos, sin que ello afecte su viabilidad:

- El período de tiempo de recolección de la información comprende un semestre de duración a partir del mes de marzo de 2020.

La nueva pandemia de coronavirus (COVID-19) ha obligado que la mayor parte de la población se mantenga confinada en sus hogares durante los últimos meses (marzo, abril, mayo, junio, julio y agosto). Simultáneamente, las universidades han cerrado sus instalaciones, lo cual ha generado problemas por cuestiones de licencias de uso del programa HOMER; además, el transporte público y privado se ha detenido en su totalidad, impidiendo que se realice visitas técnicas al lugar del proyecto, el cual se encuentra a 77 km del Distrito Metropolitano de Quito.

- Banco de datos incompletos y no actualizados, de las instituciones dedicadas a la obtención de datos de las variables climáticas a nivel mundial y del Ecuador.

Bases de datos de la NASA, IEA, IRENA y el Atlas solar y eólico del Ecuador.

1.6. Objetivos de la investigación

1.6.1. Objetivo General

Evaluar las variables del clima que determinan la selección de fuentes primarias de energía renovable mediante técnicas de optimización por análisis comparativo con la ayuda del software HOMER, para el diseño óptimo de una micro-red autosustentable que pueda funcionar en modo aislado y en modo conectado a la red de energía pública, cumpliendo con criterios de calidad y eficiencia de la energía a bajo costo en el complejo agroecológico de investigación y desarrollo productivo San José de Ayora, cantón Cayambe.

1.6.2. Objetivos Específicos

- Evaluar las variables de clima que determinan la selección de fuentes primarias de energía renovable para el diseño óptimo de una micro-red autosustentable.

- Realizar un análisis técnico-económico y de sustentabilidad a los posibles escenarios mediante simulación en el software HOMER, estableciendo comparación de casos con distintas tecnologías de generación y almacenamiento.

- Seleccionar el tipo de tecnología de generación y almacenamiento para incorporar nuevos sistemas de generación distribuida mediante recursos renovables no convencionales.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes de la investigación

Cuando se habla de producción eléctrica a través de fuentes de energías limpias no tradicionales, generalmente se habla sobre Generación Distribuida (GD) a pequeña escala; la cual, se ha convertido en una de las alternativas más eficientes en comparación a los sistemas convencionales de generación eléctrica en los últimos años. [20], gracias a su limpieza de contaminación ambiental, a la confiabilidad eléctrica que otorga al SEP y a las nuevas tecnologías electrónicas que han posibilitado la adquisición de equipos a muy bajo costo en el mercado [21]. Por lo tanto, muchas empresas generadoras y distribuidoras de energía eléctrica y centros de investigación enfocados a la sostenibilidad y eficiencia energética, realizan proyectos que permiten operar de manera aislada (Off-grid) o interconectada a la red pública del sistema de distribución convencional (On-grid) [22], [23].

El diseño óptimo de GD con energía renovable ha sido un foco de investigación en los últimos años. En [24] se muestra el esquema de diseño óptimo del sistema de GD con recursos de energía renovable y luego se analiza el impacto de los recursos naturales (como radiación del recurso solar, velocidad del viento), nivel de carga y precios de los combustibles por el software HOMER, lo que es útil para la investigación y el diseño de ingeniería en el futuro. En [25] se muestra un sistema de energía solar fotovoltaica que utiliza diferentes procesos de almacenamiento de energía utilizando el software HOMER, demostrando que la técnica de provisión de energía de hidrógeno es económicamente un poco menos competitivo con los sistemas de almacenamiento de baterías; sin embargo, son más amigables con el medioambiente y el aumento en el tamaño de almacenamiento es más económico en comparación con las baterías. En [26] se muestra el modelo de una micro-red con el propósito de atenuar el precio de electricidad incluyendo energías renovables al sistema, este análisis se lo realiza con el software HOMER, el cual, encuentra el tamaño óptimo de cada componente en función de la radiación solar disponible en la región y los datos de carga del proyecto. Además, proporciona el análisis económico proyectado durante la vida útil seleccionada de la red.

2.2. Bases teóricas

2.2.1. Energía renovable

Es la energía que se origina de fuentes primarias amigables con el ecosistema; es decir, promueven una energía depurada e ilimitada, constituyéndose en la alternativa ecológica que afrontará el deterioro causado por los contaminantes que predominan la realidad energética actual. Se considera que la unión y el desarrollo de todas sus variedades (mix energético) lograrían satisfacer las necesidades energéticas de toda la población sin afectar negativamente el medio ambiente. Estas energías primarias se las puede clasificar como a) energías renovables convencionales (ERC) y b) energías renovables no convencionales (ERNC). Se les denomina ERC a las energías que ya han tenido un crecimiento en el mercado eléctrico de un país; por ejemplo, la energía hidráulica, la cual está como base en el sistema eléctrico de la mayor parte de países alrededor del mundo. Y las ERNC, son las que poco a poco se están implantando en el mercado eléctrico, pero esto no significa que estos tipos de energías no sean competitivas en el mercado frente a las ERC.

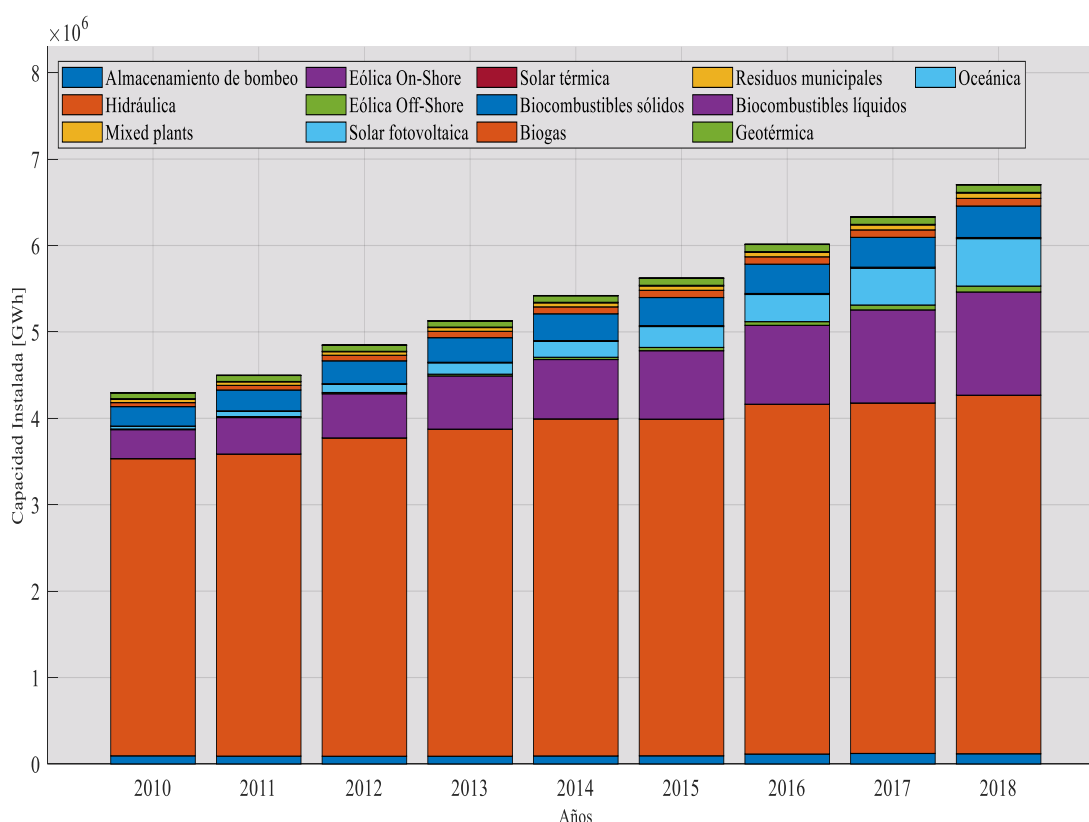


Figura 3. Tendencia mundial de generación eléctrica por energía renovable.

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: IRENA (junio 20, 2020).

2.2.1.1. Energía solar

Se obtiene de la irradiación sobre los módulos fotovoltaicos, esta forma de energía se produce en el manto externo de la atmósfera por una de las fuentes más constantes que existen, el Sol. La Tierra recibe esta energía, se la conoce con el nombre de irradiancia, que es el importe de energía procedente del Sol, por unidad de área [27]; por lo que, es una cantidad que varía en función del espacio y el tiempo, depende de la hora del día, el declive de los rayos solares y la presencia de nubes. Este tipo de energía puede ser transformada de 3 maneras distintas, a) directamente por sistemas PV, b) secundariamente por la concentración solar de potencia y c) a través de colectores solares para calentamiento de agua.

2.2.1.2. Energía eólica

Producida por el ímpetu del viento; es decir, mediante energía propulsora generada por las corrientes de aire que mueven las aspas del aerogenerador, para posteriormente transformarla en energía eléctrica a través del electromagnetismo. La vida útil de los sistemas eólicos está estimada en 25 años y se clasifican según su lugar de instalación, a) Off-Shore (ubicados en mar abierto) y b) On-Shore (ubicados en tierra firme). Sin embargo, el principal problema que tiene el uso del recurso eólico es su variabilidad. El viento es muy variable, tanto geográfica como temporalmente, describiendo el hecho de que existen diferentes regiones climáticas en el mundo y que son dictadas por la latitud; además, dentro de cualquier región climática, existe una gran variación en una escala mucho más pequeña dictada por la geografía física, proporción de tierra y mar, presencia de montañas o llanuras y el tipo de vegetación [28].

2.2.1.3. Energía hídrica

Se obtiene de la transformación de la energía cinética del agua al formar un caudal apropiado para que pueda accionar una turbina y, posteriormente transformarla en energía eléctrica gracias al sistema del generador acoplado a esta. Para considerar como ERNC y no como ERC a una central hidroeléctrica, su potencia eléctrica debe ser menor a 20 MW, denominándose de esta manera como una central mini-hidro. Existen dos tipos de centrales hidráulicas ERNC: a) mini-hidro de embalse y, b) mini-hidro de pasada. Las primeras, acumulan un volumen suficiente de agua para que circule por unos conductos más estrechos, generando alta presión en la turbina y, después es devuelta al mismo río. Las segundas, desvían una parte del volumen de

agua de un río para el funcionamiento de las turbinas que generan electricidad, luego el agua será devuelta en una zona más baja del río.

2.2.1.4. Energía geotérmica

La energía geotérmica proviene de la intensa temperatura del interior de la Tierra, particularmente de fallas geológicas y zonas volcánicas activas, donde las aguas subterráneas alcanzan temperaturas de ebullición y el vapor es transportado hacia la superficie mediante tuberías para accionar turbinas y generar electricidad limpia. Hay 3 tipos de plantas geotérmicas: a) vapor seco, b) vapor instantáneo y, c) ciclo binario. Las de vapor seco se canalizan directamente desde los pozos hacia la turbina para generar electricidad. Las de vapor instantáneo y ciclo binario tienen el mismo principio de funcionamiento, únicamente con diferencias de temperatura, en donde, utilizan depósitos de agua con temperaturas mayores e inferiores a los 180 °C, respectivamente; el vapor se utiliza para generar electricidad y el agua es nuevamente inyectada en el suelo para su recalentamiento.

2.2.1.5. Energía oceánica

Se obtiene de la transformación de la energía propulsora generada por las corrientes de olas marinas, la salinidad, las mareas, y las variantes de temperatura del océano. Este tipo de tecnología de generación no es tan aprovechada en la actualidad por sus altos costos de inversión; sin embargo, investigaciones recientes demuestran que la energía oceánica dispone de un fuerte potencial para suministrar una importante cantidad de energías renovables en todo el planeta.

2.2.1.6. Energía de biomasa o bioenergía

La energía de biomasa se obtiene mediante procesos de conversión termoquímica o biológica de componentes orgánicos de germen vegetal o animal; debido a la procedencia de procesos biológicos recientes, la biomasa es catalogada como una fuente ERNC. Los desechos utilizados para el aprovechamiento de bioenergía son residuos forestales y agrícolas, residuos animales, residuos sólidos urbanos y aguas residuales urbanas, que posteriormente entran en un proceso para generar energía eléctrica mediante la quema de estos desechos, cumpliendo el mismo proceso de una planta térmica, pero con recursos renovables y con un nivel de grado de CO₂ mucho menor en comparación a las plantas de carbón, gas, petróleo.

Se aprecian dos categorías en la generación por bioenergía: tradicional y moderna. La tradicional hace referencia a la ignición de biomasa forestal, que comprende composta y residuos de árboles, desechos animales y carbón vegetal tradicional; y la moderna incluye el uso de la combustión de biogás y biocombustibles. La combustión del biogás comprende brozas de agricultura como purines de ganado, aguas residuales y restos húmedos de vegetales, cosechas y semillas. Y la combustión de biocombustibles comprende el bioetanol y el biodiesel, sobre todo en empresas agroindustriales que utilizan la caña de azúcar o el bagazo para accionar sus sistemas de cogeneración.

2.2.2. Perspectiva del sector eléctrico mundial y latinoamericano

La Agencia Internacional de Energía (IEA) creada en 1974 para garantizar la seguridad del suministro de petróleo, a lo largo de los años ha evolucionado y hoy, se encuentra en el centro del debate energético a nivel mundial con la serie más completa de datos, estadísticas y balances del sector energético. Además, proporciona una visión integral sobre la producción de energía, la transformación y su uso final; por lo que, con el aporte de información sobre el sector energético, la IEA se ha ganado el reconocimiento como fuente de estadísticas de energía más fiable a nivel mundial [1].

Este balance energético integral, contiene datos detallados sobre el suministro y el consumo de energía eléctrica de los países de la “Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico” (OCDE); es decir, más de cien países clave [29]. El reporte Electricity information de la IEA, corrobora esta información presentando una visión general de las tendencias mundiales de electricidad hasta el año 2017, junto con datos provisionales para el 2018 de los miembros de la OCDE y otros países con datos oficiales disponibles [30].

La Figura 4 muestra la participación de los distintos tipos de generación de electricidad por su recurso energético primario desde 1973 hasta 2017, predominando el uso de combustibles fósiles. Según datos de IEA, se muestra una disminución en la participación del uso de petróleo con un 14.3% y un aumento en el uso de carbón y gas natural con un 2.6% y 6.2%, respectivamente. Lo que demuestra que, el uso de combustibles fósiles como energético primario tendrá un decremento en los próximos años y, por otro lado, las energías renovables no convencionales (Otra Generación) que en su momento (1973) tuvieron una participación del 0.1%, en 2017 se obtuvo una participación del 1.8%, gracias a las políticas de eficiencia energética y diversos

acuerdos a nivel mundial por el uso de energías renovables no convencionales, para generar electricidad y minimizar las emisiones de CO₂ al ecosistema.

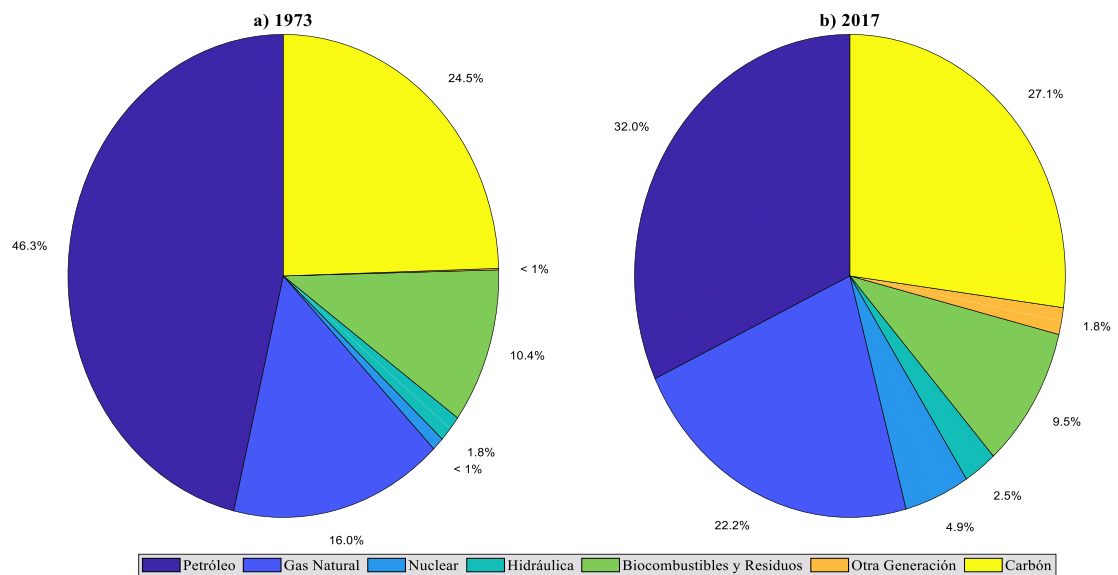


Figura 4. Participación mundial del suministro total de energía primaria 1973-2017.

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente IEA (junio 30, 2020).

La Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA), es un organismo internacional gubernamental que asiste a las naciones mediante políticas, tecnología, recursos y conocimiento en su transición energética hacia un futuro sostenible. Convirtiéndose en una de las principales plataformas para la cooperación internacional en el uso razonable de energías renovables, como la geotérmica, hidráulica, oceánica, solar, eólica y bioenergía, en la incursión al desarrollo sostenible; además, propicia el acceso a la energía, la seguridad y la eficiencia energética para hacer frente al cambio climático con muestras mínimas de CO₂ al ecosistema [31].

2.2.3. Perspectiva del sector eléctrico ecuatoriano

Ecuador, por encontrarse en una posición privilegiada para el aprovechamiento de recursos energéticos renovables, estableció como prioridad el aprovechamiento del enorme potencial hídrico del país y el reemplazo de energía térmica sustentada en carburantes fosilizados locales. De acuerdo con lo expuesto, en la última década se ha observado un progresivo reforzamiento del campo generador del país, pasando en 2008 de 4.478 MW a 8.826,89 MW en 2018 [9].

En la Tabla 2 y 3, se demuestra el aforo de las centrales de generación según el tipo de energía, apreciando que las fuentes de energía renovable en Ecuador, representan el 64% (5.231,72 MW) y las no renovables el 36% (2.950,85 MW) en términos de potencia efectiva. [9]

Tabla 2. Potencia Efectiva por tipo de tecnología no renovable

SISTEMA	TIPO CENTRAL	POTENCIA NOMINAL	
		(MW)	(%)
NO RENOVABLE	MCI	1.753,33	21%
	Turbogás	743,6	9%
	Turbovapor	453,92	6%
TOTAL, NO RENOVABLE		2.950,85	36%

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: PME 2019 – 2027 (junio 31, 2020)

Tabla 3. Potencia Efectiva por tipo de tecnología renovable

SISTEMA	TIPO CENTRAL	POTENCIA NOMINAL	
		(MW)	(%)
RENOVABLE	MCI	6,5	0%
	Turbovapor	136,4	2%
	Eólica	21,15	0%
	Embalse	1.754	21%
	Pasada	3.286,93	40%
	Solar	26,74	0%
	TOTAL, RENOVABLE		5.231,72

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: PME 2019 – 2027 (junio 31, 2020).

2.2.4. Situación del sector eléctrico ecuatoriano

A través del Decreto Ejecutivo 399, el presidente de la República Lcdo. Lenin Moreno, resolvió la fusión por absorción de varias entidades públicas. Es así como, el 15 de mayo de 2018 se fusionaron al Ministerio de Hidrocarburos: el Ministerio de Minería, la Secretaría de Hidrocarburos y el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER). La institución producto de esta fusión se denominó “Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables” (MERNNR) y tiene bajo su responsabilidad todas las delegaciones que cada una de estas entidades mantenían. De igual manera se fusionaron dos institutos enfocados en la investigación de la eficiencia

energética, energías renovables, geología, minería y metalurgia, creándose el Instituto de Investigación Geológico y Energético (IIGE) [9].

2.2.5. Estructura del sector eléctrico ecuatoriano

La estructura del sector eléctrico ecuatoriano vigente para el año 2020 considera dos tipos de estructura, una institucional y una empresarial [32], en la Figura 5 se muestra cómo está conformado el sector eléctrico ecuatoriano, actualmente.

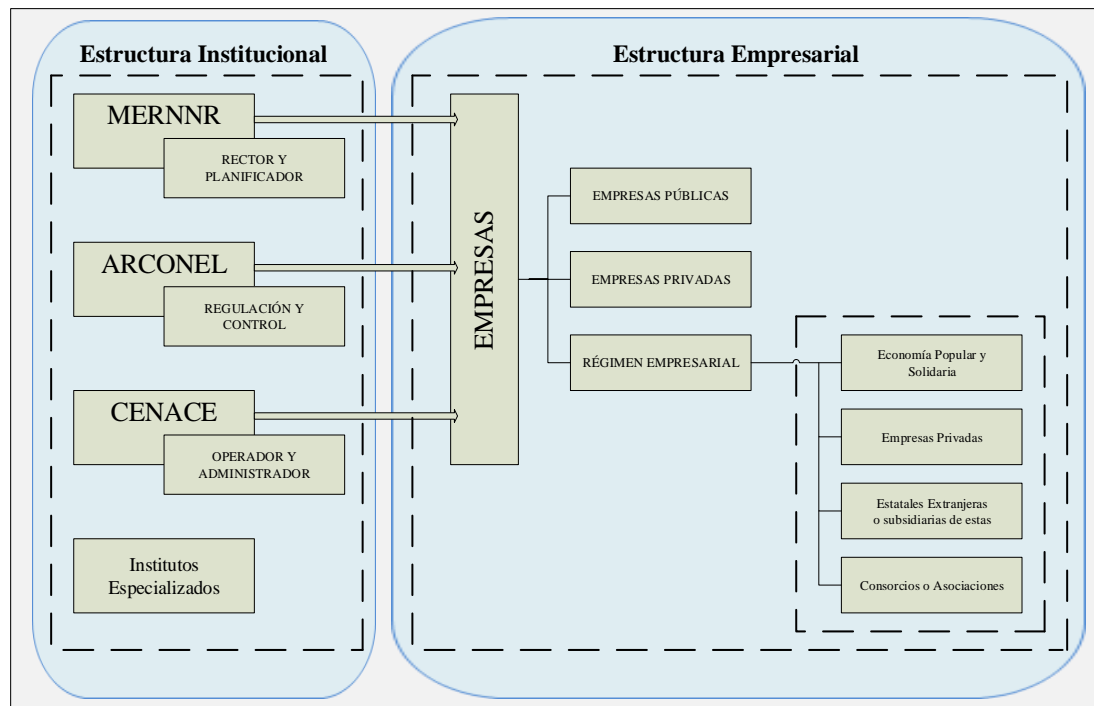


Figura 5. Estructura del sector eléctrico ecuatoriano.

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: ARCONEL (mayo 27, 2020).

A nivel institucional se tiene como primera instancia al MERNNR (2018 – actualidad), antes conocido como MEER (2008 – 2018). Ente delegado para la dirección, planificación y legislación de la energía eléctrica, hidrocarburífera y minera del estado ecuatoriano. Algunos de sus objetivos estratégicos son: incrementar el uso eficiente de energía a nivel del país, incrementar la calidad, seguridad y cobertura del servicio eléctrico y ampliar la oferta de generación y transmisión de energía eléctrica [9]. Seguido, se tiene a la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL) (2015 – actualidad), cuyas competencias están enfocadas a la regulación y supervisión de las actividades que se establecen en el sector eléctrico ecuatoriano. Además, emite regulaciones para empresas distribuidoras, desarrolla estudios y

análisis técnicos, emprende iniciativas de ayuda y protección del medioambiente, y aplica sanciones por suspensión de servicios, precautelando los intereses del consumidor [33].

Adicional, se encuentra el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) (2015 – actualidad), quien está a cargo de la operación segura del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) para garantizar un suministro de energía eléctrica a los abonados cumpliendo con parámetros de calidad, seguridad y confiabilidad, al menor costo posible; del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y la administración eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) para administrar comercialmente las transacciones de los bloques energéticos que se efectúan en el sector eléctrico ecuatoriano [9]. En última instancia se encuentran los institutos dedicados a la investigación y desarrollo científico en el ámbito de la geología y la energía, en su momento el Instituto de Eficiencia Energética y Energías Renovables (INER), hoy conocido como IIGE [34].

A nivel empresarial están quienes se encargan de ejecutar las acciones relacionadas con la energía eléctrica en generación, transmisión, distribución y comercialización, estas entidades pueden ser públicas, mixtas o de régimen empresarial. En el sector público en la parte de generación y transmisión se tienen a la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC EP) y a la Corporación Nacional de Electricidad (CNEL EP), en la parte mixta se tiene a las empresas distribuidoras, ya que, aún existen empresas que en su razón social siguen siendo Sociedades Anónimas (S.A.); es decir, conformadas por algunos Gobiernos Autónomos Descentralizados (GAD's) y con una participación mayoritaria del Estado. Y en el sector de régimen empresarial se tiene a entidades a las cuales se les puede delegar ciertas actividades del sector eléctrico [10].

2.2.6. Marco legal del sector eléctrico ecuatoriano con enfoque a la eficiencia energética y energías renovables

Por su naturaleza jurídica establecida en el Art. 14 de la “Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica” (LOSPEE), le corresponde a la ARCONEL, todo el control y regulación de las actividades relacionadas al sector eléctrico del país, precautelando los intereses del usuario final. En la Tabla 4 se muestra información sobre políticas enfocadas a la eficiencia energética del Ecuador, esta información se ha recopilado en la base de datos de IEA desde 1999.

Tabla 4. Políticas del sector eléctrico enfocadas a la eficiencia energética.

	Política	Año	Estado
1	Plan Nacional de Eficiencia Energética 2016-2035 (PLANEE).	2017	En vigor
2	Plan Maestro de Electricidad 2016-2025 (PME).	2016	En vigor
3	Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE).	2015	En vigor
4	Tarifa de alimentación para energía renovable (CONELEC 001/13).	2013	Finalizado
5	Mandato de mezcla de biodiesel (Decreto 1303).	2012	En vigor

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: IRENA (junio 31, 2020).

Adicional, en el marco jurídico sobre generación distribuida se tiene la Regulación Nro. ARCONEL – 003/18 “Microgeneración fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica”, misma que cuenta con dos resoluciones: Resolución Nro. ARCONEL – 042/18 (aprobada: 22/10/2018), en donde se resuelve instaurar los entornos necesarios para el proceso, ejecución e intervención de usuarios que dispongan de sistemas de microgeneración fotovoltaica (μ SFV) hasta 100 kW de capacidad nominal, mismos que pueden estar posicionados en terrazas u otras superficies de viviendas (Categorías Residencial y General) y que están señalados en el código de tarifas [35]. Y la Resolución Nro. ARCONEL – 057/18 (aprobada: 28/12/2018), en donde se resuelve, reformar el límite máximo de capacidad nominal instalada en el sector Residencial con un límite hasta 300 kW, mientras que para el sector Comercial e Industrial el límite será hasta 1000 kW de capacidad nominal instalada. Además, se reforma el nombre de la Regulación a “Generación fotovoltaica para autoabastecimiento de consumidores finales de energía eléctrica” [36].

CAPÍTULO III

3. PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN

El complejo agroecológico de investigación y desarrollo productivo San José de Ayora, cantón Cayambe, es un proyecto que contará con 3 componentes claramente identificados: a) componente agrícola, b) componente pecuario y c) componente agroindustrial. En todos ellos, la agroecología tiene un papel importante por ser sistemas de producción agropecuaria sostenibles con un enfoque de eficiencia energética; impulsando el uso de tecnologías de generación eléctrica de bajo impacto ambiental para garantizar la producción de alimentos sanos, conservar los ecosistemas y, articular conocimientos y prácticas de sistemas productivos tradicionales y modernos [15].

El presente trabajo de investigación propone evaluar distintos recursos de ERNC para una micro-red que pueda funcionar en modo On-Grid y en modo Off-Grid, ya que se cuenta con disponibilidad de red eléctrica en el lugar del proyecto; realizando un estudio detallado de las variables de clima para la asignación óptima del tipo de tecnología para GD y almacenamiento de energía, este estudio involucrará mediciones de las variables energéticas en el lugar de estudio.

En vista de que HOMER, simula miles de configuraciones de sistemas con varias fuentes de energía primaria como solar, eólica, hídrica, bioenergía, entre otras. En esta investigación se tomará en cuenta únicamente al recurso solar y eólico, dado el grado de desarrollo y la alta penetración que logra en los mercados energéticos, gracias a su bajo costo de Operación y Mantenimiento (O&M) y gran beneficio a largo plazo. Con la ayuda de la información histórica brindada por la NASA, se analizarán los posibles escenarios mediante resultados de optimización del programa en términos de medidas técnicas-económicas y de confiabilidad, estableciendo comparación de casos con distintas tecnologías de generación.

Con la micro-red óptima propuesta se analizarán los resultados obtenidos proponiendo soluciones para distintos tiempos de duración del proyecto y con flexibilidad de costos. Además, se analizará criterios de calidad y eficiencia de la energía eléctrica, según la ubicación y el dimensionamiento de los recursos energéticos.

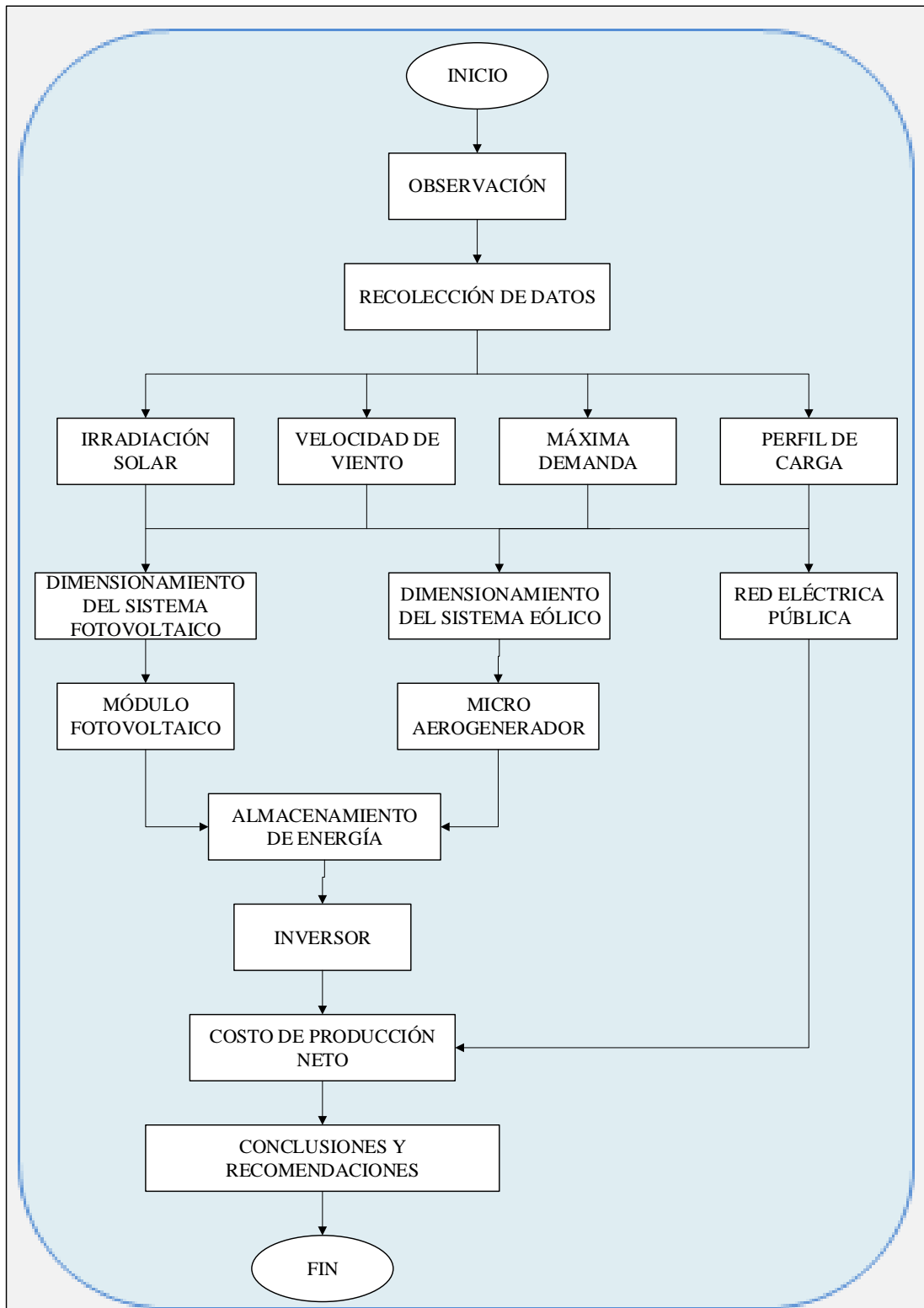


Figura 6. Procedimiento del diseño metodológico de la propuesta de investigación.

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas.

CAPÍTULO IV

4. MARCO METODOLÓGICO

4.1. Diseño metodológico

Se emplea procesos de simulación y análisis de resultados con un enfoque cuantitativo utilizando HOMER Pro, puesto que, se busca encontrar valores óptimos de producción de energía eléctrica con fuentes ERNC en función de una carga establecida, analizando distintas variables técnicas-económicas del sistema a largo plazo y evaluando la viabilidad de distintas opciones tecnológicas de generación. Para ello, la simulación considera variaciones en los costos y la disponibilidad de recursos energéticos. Finalmente, esta investigación al ser de carácter general, se propone varios casos de estudio comparando ciertas variables iniciales como irradiación solar, velocidades de viento, costos de inversión, costos de O&M y carga del sistema, para obtener resultados óptimos en cada caso de estudio considerando el mínimo Costo de Producción Neto (NPC) o Costo Actual Neto (CAN) durante la vida útil del proyecto.

Para la simulación:

HOMER simula el funcionamiento de sistemas híbridos mediante el balance energético para cada configuración con distintos tipos de tecnología de generación, después determina si el modelo es viable para las condiciones especificadas; y, por último, estima el costo que tendrá el sistema en el transcurso de su funcionamiento.

Para la optimización:

HOMER muestra dos algoritmos de optimización, el original de tablas en donde simula todos los posibles arreglos que puede tener el sistema y el nuevo algoritmo OptimizerT en donde muestra el sistema de menor costo.

Para el análisis de sensibilidad

HOMER itera el procedimiento de optimización para cada variable de sensibilidad con el dato de entrada que se ha especificado en las configuraciones del sistema.

4.2. Técnicas de recolección de datos

Se describe las técnicas e instrumentos que se utilizaron para obtener información fidedigna de los recursos energéticos que demandará el proyecto para realizar un

óptimo modelo de la micro-red en modo Off-Grid y en modo On-Grid; además, los procesos de verificación de la validez y confiabilidad de instrumentos.

4.2.1. Evaluación de los recursos energéticos

Página Web: Renewables.ninja

Renewables.ninja es una herramienta web desarrollada por la Escuela Imperial de Londres (ICL) y por el “Instituto Federal Suizo de Tecnología” (ETH) en Zurich, esta página web permite ejecutar simulaciones de la producción de energía por hora de las plantas eólicas y solares ubicadas en cualquier parte del mundo. Los datos de esta página web son de libre acceso, ya que fue diseñada para ayudar a quienes investigan los efectos de integrar tecnologías renovables en los sistemas de energía.

La base de datos meteorológicos que utiliza Renewables.ninja son obtenidos mediante observaciones satelitales con modelos de re-análisis global de 2 bases de datos: a) NASA MERRA reanalysis [37] y, b) CM-SAF's SARAH dataset [38]. Posteriormente, el programa emplea 2 modelos matemáticos a los datos obtenidos de la simulación para obtener resultados: en [39], utilizando el modelo GSEE (Global Solar Energy Estimator), los datos de irradiancia solar se convierten en salida de potencia y en [40], utilizando el modelo VWF (Virtual Wind Farm), las velocidades de viento se convierten en potencia.

4.3. Técnicas estadísticas para el procesamiento de la información

Se describe de manera detallada las aplicaciones estadísticas que se utilizaron para procesar los datos obtenidos de los programas de simulación, con sus respectivas descripciones e interpretaciones de resultados para realizar un óptimo modelo de la micro-red en modo On-Grid y en modo Off-Grid.

4.3.1. Programa de optimización

Programa: HOMER

HOMER Energy, es la compañía número uno a nivel mundial de GD y modelado óptimo de micro-redes, tiene a disposición varios programas que facilitan la tarea de evaluar múltiples opciones [41] y determinar el diseño más económico de sistemas de energía híbridos renovables con ERC y ERNC, tanto en modo On-Grid como Off-Grid [42]. Para cumplir la propuesta de la investigación, el modelado y simulación del proyecto se realizará con la licencia oficial del programa HOMER Pro como se

muestra en el Anexo 1, el cual, utiliza variables de entrada para optimizar el costo de sistemas de GD combinando información técnica-economía en un modelo integral. Además, admite la visualización de las derivaciones de la simulación en gráficos y tablas, lo que favorece la toma de decisiones al comparar y evaluar distintas configuraciones de sistemas.

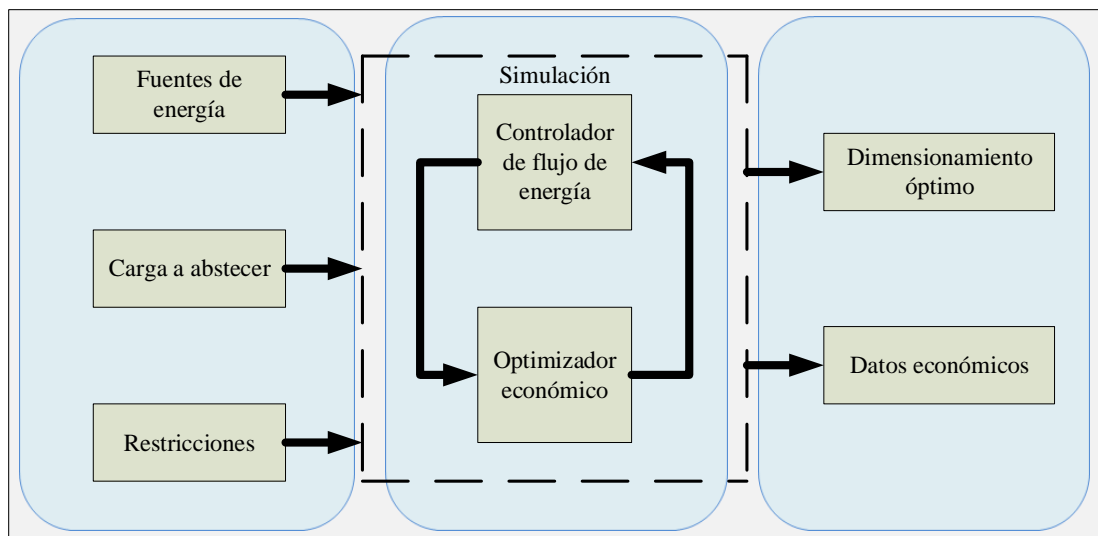


Figura 7. Diagrama de funcionamiento del programa HOMER Pro.

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Energy.

HOMER Pro, clasifica todas las posibles configuraciones del sistema en los resultados de optimización basados en el costo de vida útil del proyecto (CAN), el cual, se considera para sistemas GD un promedio de 20 a 25 años; el CAN es el valor de todos los costos en los que incurre el sistema como costos de inversión inicial, reemplazo de equipos, O&M, combustible, entre otros, menos el valor presente de todos los ingresos de recuperación o de venta de energía eléctrica.

Hay que tener en cuenta que el algoritmo de HOMER Pro utiliza el factor de descuento para contabilizar el valor temporal del dinero, no la inflación, ya que ésta se excluye del análisis utilizando la tasa de descuento real en lugar de la tasa de descuento nominal. Todos los costos se los analiza en dólares [\$] del año cero o del año inicial del proyecto. Explicando de esta manera por qué los costos de combustible y los costos de O&M siguen siendo los mismos para cada año de la vida del proyecto. Sin embargo, incluso con la inflación eliminada del análisis, el valor temporal del dinero dicta que un flujo de caja futuro vale menos que un flujo de caja actual de la misma cantidad. El

factor de descuento explica este efecto; su valor disminuye con el creciente número de años desde la fase inicial del proyecto.

Tabla 5. Algoritmo que HOMER utiliza para modelar los sistemas de GD.

Paso	Ecuación	Unidad
<i>función objetivo:</i>		
1	$C_{CAN,tot} = \sum_{i=1}^n C_{PV} + C_{WG} + C_{BAT} + C_{INV} - C_{rec}$ <p style="text-align: center;"><i>sujeta a:</i></p> $P_G \leq 1000 \text{ kW}$	(1) [\\$]
2	$P_{PV} = Y_{PV} f_{PV} \left(\frac{\overline{G_T}}{G_{T,STC}} \right) [1 + \alpha_P (T_C - T_{C,STC})]$	(2) [kW]
3	$U_{hub} = U_{anem} \cdot \frac{\ln(Z_{hub}/Z_0)}{\ln(Z_{anem}/Z_0)}$	(3) [m/s]
4	$P_{ban} = \frac{kQ_1 e^{-k\Delta t} + Qkc(1 - e^{-k\Delta t})}{1 - e^{-k\Delta t} + c(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})}$	(4) [kW]

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro

Paso 1: Función objetivo para esta investigación.

Paso 2: Ecuación para calcular la salida de la matriz PV.

Paso 3: Ecuación para calcular la potencia de salida de la turbina eólica

Paso 4: Ecuación para determinar el importe de energía susceptible de ser captada o extraída del banco de almacenamiento en cada fase de simulación.

Tabla 6. Tabla de variables del algoritmo de HOMER.

Variables	Definición
$C_{CAN,tot}$;	costo presente neto total.
C_{PV} ;	costo de incluir generación solar fotovoltaica.
C_{WG} ;	costo de incluir generación eólica.
C_{BAT} ;	costo de incluir banco de baterías.
C_{INV} ;	costo de incluir inversores al sistema.
C_{rec}	costo de la recuperación.
Y_{PV} ;	capacidad nominal de la matriz PV, expresado en [kW].
f_{PV} ;	factor de reducción de PV expresado en porcentaje [%].

$\overline{G_T}$;	incidente de radiación solar en el transcurso del tiempo actual, en [kW/m ²].
$G_{T,STC}$;	incidente de radiación en condiciones de prueba estándar, expresado en [1kW/m ²]
α_p ;	coeficiente de temperatura de potencia, expresado en [%/°C]
T_C ;	temperatura de la celda PV en el transcurso del tiempo actual, expresado en [°C].
$T_{C,STC}$;	temperatura de la celda PV en condiciones de prueba estándar, perteneciente a [25 °C].
U_{hub} ;	velocidad de viento a la altura del cubo de la turbina eólica, expresado en [m/s].
U_{anem} ;	velocidad de viento a la altura del anemómetro, expresado en [m/s].
Z_{hub} ;	altura del cubo de la turbina eólica expresado en [m].
Z_{anem} ;	altura del anemómetro, expresado en [m].
Z_0 ;	longitud de rugosidad de la superficie, expresada en [m].
Q_1 ;	energía disponible al comienzo del paso de tiempo, expresado en [kWh].
Q_2 ;	energía ligada al comienzo del paso de tiempo, expresado en [kWh].
Δt ;	longitud del paso de tiempo, expresado en [h].
P_G	potencia de generación [kW].

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas.

Tabla 7. Definiciones de los tipos de costo.

Tipo de costo	Definición
CDE (\$)	Costo promedio por kWh de energía eléctrica útil producida.
CAN (\$)	Valor actual de todos los costos en los que incurre el sistema, menos el valor actual de todas las ganancias obtenidas, durante su ciclo de vida.
LCOE (\$)	Costo nivelado de electricidad.
Operación (\$)	Costo anualizado, menos el costo de inversión anualizado.
Inversión inicial (\$)	Costo total de instalación al inicio del proyecto.
O&M (\$)	Costo total anual de operación y mantenimiento del sistema.

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas.

CAPÍTULO V

5. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

5.1. Simulación y optimización con HOMER Pro

5.1.1. Registro de datos generales

Se ingresa los datos generales que definirá la base de estudio, estos son: el nombre del proyecto, el autor y la descripción; además, se registra la ubicación del proyecto con datos de latitud y longitud de la Tabla 1, la tasa de descuento en [%], la tasa de inflación en [%], la falta de capacidad anual en [%] y el ciclo de vida que tendrá el proyecto en [años]. Se considera las variables por defecto del programa. Por criterio de diseño se toma el valor de 1% en la tasa de inflación para Ecuador, ya que según datos de [43], la tasa de inflación del último corte en junio 2020 fue 0.17%.

Tabla 8. Datos generales para el diseño del proyecto.

Tasa de descuento:	6 %
Tasa de inflación:	1 %
Falta de capacidad anual:	5 %
Ciclo de vida del proyecto:	25 años

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas.

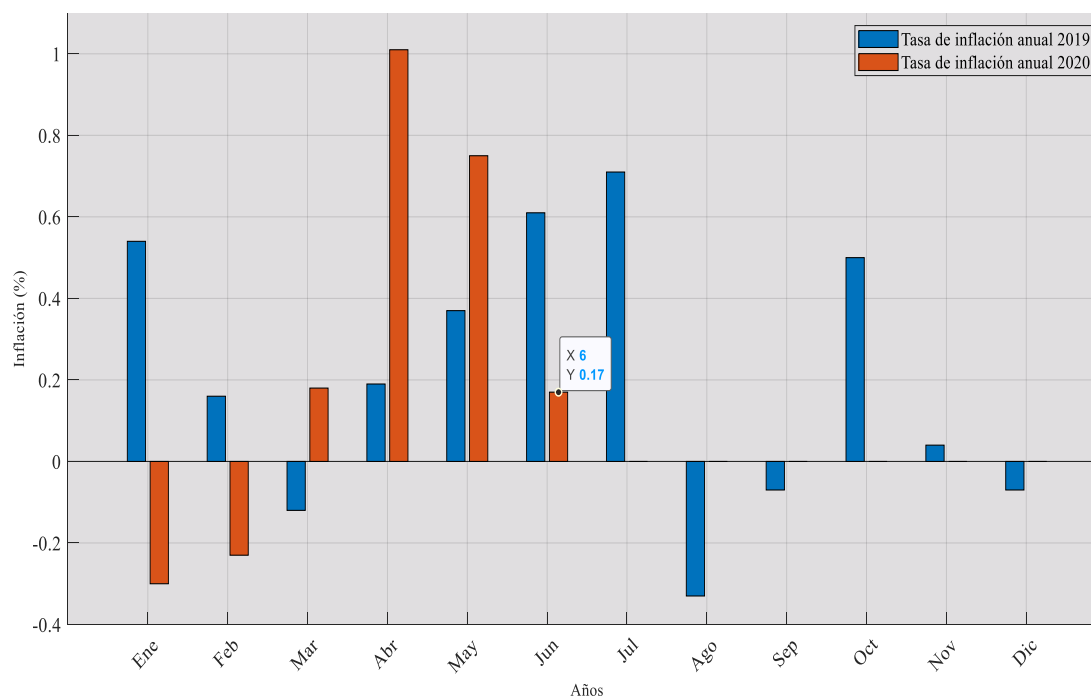


Figura 8. Tasa de inflación anual de Ecuador (2019 – 2020).

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: Banco Central del Ecuador.

5.1.2. Recursos energéticos

Para realizar la simulación se utiliza la información oficial de la NASA incorporada en la base de datos del programa HOMER Pro. A continuación, se detalla las variables climáticas del recurso solar, eólico y de temperatura en el lugar de estudio, ya que este último, tiene una relevancia significativa en el rendimiento del sistema cuando se diseña proyectos fotovoltaicos.

Ecuador, a pesar de tener una ubicación privilegiada por el ángulo de inclinación casi perpendicular de los rayos solares y sin mayor variación del recurso a lo largo del año y por estar ubicado sobre la línea equinoccial, su recurso solar no es tan grande en comparación a otros países de Latinoamérica, como se puede ver en el Anexo 2; sin embargo, el proyecto al desarrollarse en la región Sierra, se puede aprovechar un mediano potencial solar en el lugar de estudio, como se muestra en el Anexo 3. En la Tabla 9 se muestra el recurso solar y de temperatura promedio en el lugar del proyecto 3,96 [kWh/m²/día] y 20,91°C, respectivamente. Además, en la Figura 9 (a) en gráfico de barras, se muestra que el mes con mayor Radiación solar Global Horizontal (RGH), es el mes de marzo con 4,35 [kWh/m²/día].

Tabla 9. Recurso solar y de Temperatura promedio en el lugar de estudio.

Mes	Índice de claridad	Recurso Solar (kWh/m ² /día)	Temperatura (°C)
Enero	0.39	3.96	19.91
Febrero	0.39	4.09	20.3
Marzo	0.41	4.35	20.65
Abril	0.41	4.17	20.97
Mayo	0.41	3.91	21.25
Junio	0.41	3.8	21.08
Julio	0.43	4.03	21.16
Agosto	0.41	4.05	21.93
Septiembre	0.38	3.88	22
Octubre	0.37	3.86	21.34
Noviembre	0.37	3.74	20.37
Diciembre	0.37	3.69	19.93
PROMEDIO	0.40	3.96	20.91

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

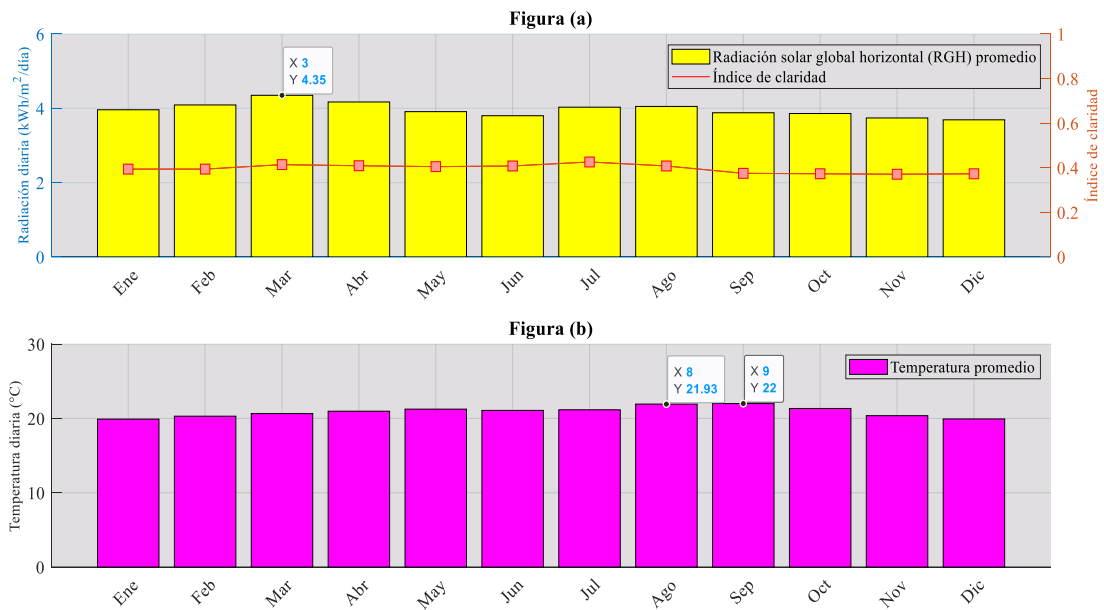


Figura 9. a) Recurso solar promedio. b) Temperatura promedio.

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro

En la Tabla 10 se muestra el recurso eólico promedio en el lugar de estudio, el cual es 2,5 [m/s]. Además, se muestra que el mes con mayores velocidades de viento se da en el mes de agosto con un pico de 2,99 [m/s]; sin embargo, la velocidad mínima promedio para el arranque de un aerogenerador comercial es de 3 a 4 [m/s], lo cual hace que este recurso no sea tan aprovechado en ciertos lugares de Ecuador.

Tabla 10. Recurso eólico promedio en el lugar de estudio.

Mes	Promedio (m/s)
Enero	2.33
Febrero	1.93
Marzo	1.87
Abril	2.00
Mayo	2.21
Junio	2.70
Julio	2.92
Agosto	2.99
Septiembre	2.89
Octubre	2.79
Noviembre	2.70
Diciembre	2.66
PROMEDIO	2.50

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

En la Figura 10 (a) se muestra la velocidad promedio en el lugar de estudio en gráfico de barras, demostrando el poco potencial eólico que se dispone para la implementación de un aerogenerador. Además, se muestra en la Figura 10 (b) la curva de potencia del aerogenerador de 10 kW que se utilizará en la simulación; corroborando lo dicho anteriormente con el Anexo 6, que el potencial eólico en el lugar de estudio no es muy viable para implementar este tipo de tecnología de generación; sin embargo, se realizará la simulación en HOMER Pro con los dos recursos disponibles.

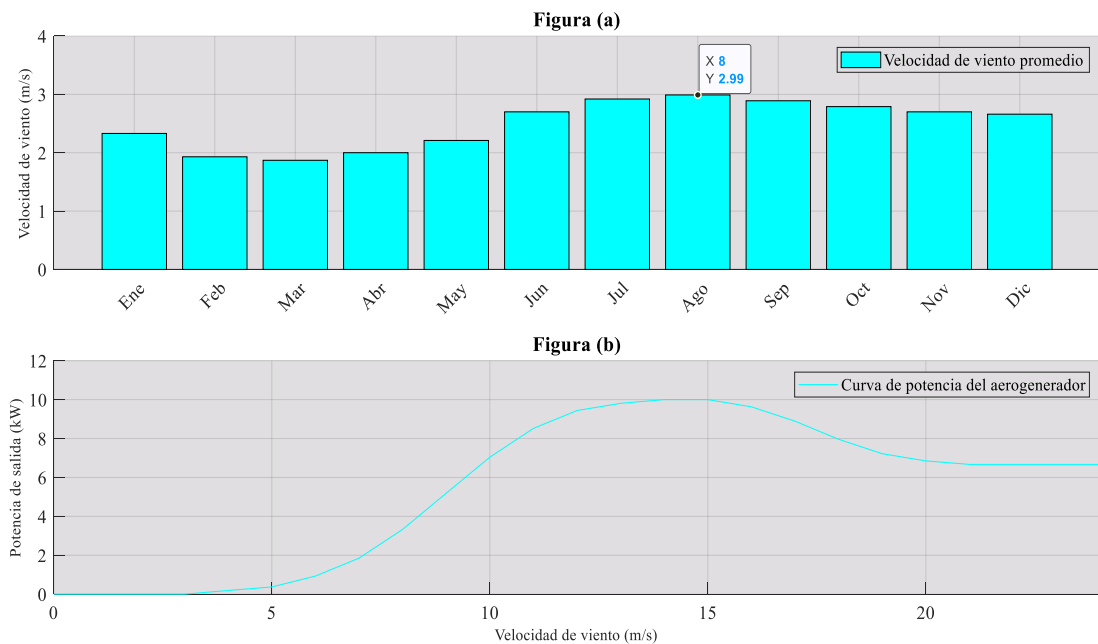


Figura 10. a) Recurso eólico promedio. b) Potencia del aerogenerador.

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro

En el Anexo 4, se muestra el potencial eólico a nivel de Latinoamérica; en donde, Ecuador al estar ubicado sobre la línea equinoccial, posee un bajo potencial para implementar tecnologías con recursos eólicos; sin embargo, gracias a la geografía física en ciertos lugares de la sierra ecuatoriana, se pueden aprovechar este recurso para generación de electricidad, como se puede ver en el Anexo 5.

5.1.3. Demanda eléctrica del proyecto

Debido a que, el proyecto aún se encuentra en estado de planificación y no se dispone de datos reales en el lugar de estudio, se realiza el perfil de carga con datos del trabajo de titulación de Hassan Ortega Escobar en la Tabla 11, con el proyecto

“Diseño de la red eléctrica en medio y bajo voltaje para el complejo agroecológico de investigación y desarrollo productivo San José de Ayora, cantón Cayambe”. Adicional, se tomó como referencia información en [15], sobre el uso que tendrán los equipos en el lugar de estudio para construir el perfil de carga en la Tabla 12.

Tabla 11. Resumen del cuadro de cargas del proyecto.

Centros de carga	Asignado	CIR (w)	DMU (kVA)	Cantidad de usuarios	FD	DD (kVA)
CC1	Cultivos hortícolas	21.745	13,09	1,00	1,00	13,09
CC2	Cultivos andinos	20.785	11,96	1,00	1,00	11,96
CC3	Planta de bio-insumos	32.761	19,88	1,00	1,00	19,88
CC4	Planta de bio-insumos	25.690	16,60	1,00	1,00	16,60
CC5	Área porcina	9.800	6,89	1,00	1,00	6,89
CC6	Área porcina	23.880	15,55	1,00	1,00	15,55
CC7	Área bovina	28.640	18,64	1,00	1,00	18,64
CC8	Área bovina	13.280	8,38	1,00	1,00	8,38
CC9	Animales menores	20.200	13,09	1,00	1,00	13,09
CC10	Planta de lácteos	30.806	21,56	1,00	1,00	21,56
CC11	Centro de acopio	18.703	12,75	1,00	1,00	12,75
CC12	Molienda de grano andino	23.621	16,79	1,00	1,00	16,79
CARGA ACOMETIDA (kW)		148,90				

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: Trabajo de titulación de Hassan Ortega Escobar.

Tabla 12. Perfil de carga del proyecto.

Hora	Carga (kw)	Hora	Carga (kw)	Hora	Carga (kw)	Hora	Carga (kw)
0:00:00	22,33	6:00:00	22,33	12:00:00	148,90	18:00:00	96,78
1:00:00	22,33	7:00:00	74,45	13:00:00	148,90	19:00:00	74,45
2:00:00	22,33	8:00:00	148,90	14:00:00	148,90	20:00:00	22,33
3:00:00	22,33	9:00:00	148,90	15:00:00	148,90	21:00:00	22,33
4:00:00	22,33	10:00:00	148,90	16:00:00	148,90	22:00:00	22,33
5:00:00	22,33	11:00:00	148,90	17:00:00	119,12	23:00:00	22,33

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas.

En la Figura 11 se muestra el perfil de carga o el perfil de consumo diseñado para satisfacer la demanda total del proyecto durante las 24 horas del día. Este diseño se utilizará para realizar la simulación de los distintos casos de estudio en el programa y, posteriormente realizar un análisis de resultados. El proyecto, al ser de tipo comercial-

industrial, presenta un pico de demanda de 148,90 kW entre las 08h00 a las 16h00 horas y, con valores inferiores en horas de la noche y madrugada, siendo estas las horas valle o de menor consumo.

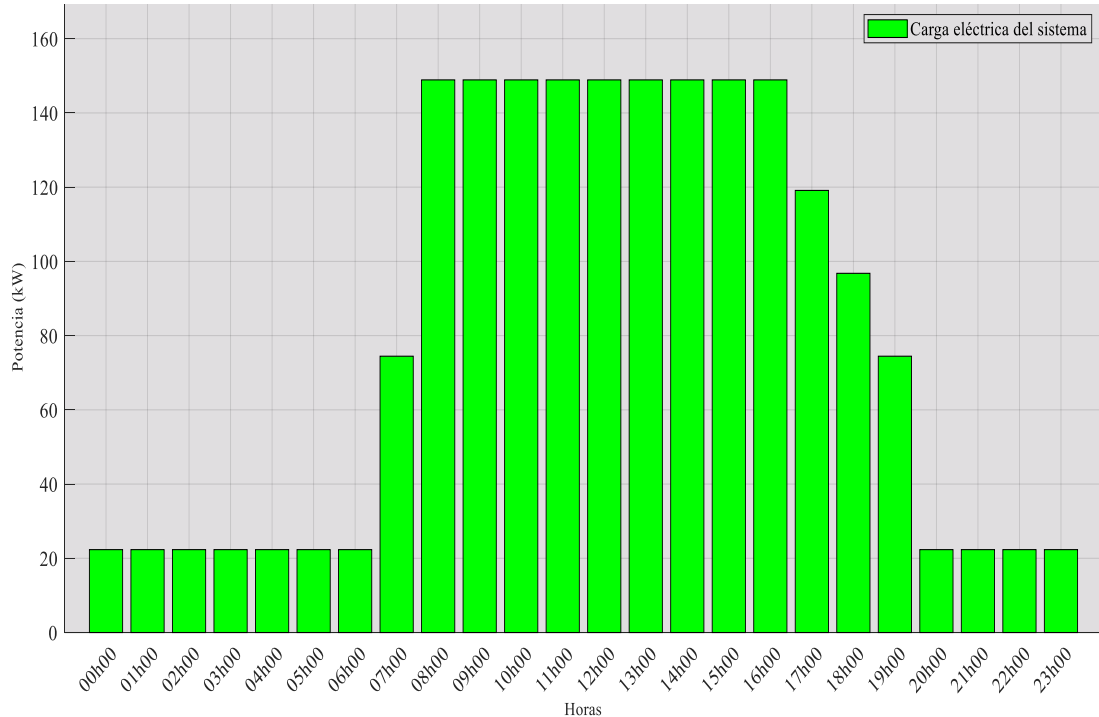


Figura 11. Perfil de carga del proyecto, tipo: comercial-industrial.

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas.

5.1.4. Modelo del sistema eléctrico del proyecto

Una vez realizado el estudio de los recursos energéticos que se dispone en el lugar de estudio y el perfil de carga que demandará el proyecto, se realiza el diseño híbrido ERNC con modelos genéricos que utiliza el programa HOMER Pro, en los que incluye los costos de inversión, costos de reemplazo y costos de O&M. En el diseño propuesto en la Figura 12. se obtendrá varias configuraciones posibles para satisfacer la demanda del proyecto al menor costo posible, tomando en cuenta criterios técnicos-económicos de los algoritmos del propio programa, en las cuales HOMER calcula la potencia requerida del generador fotovoltaico y del generador eólico, el número de baterías y la potencia mínima que tendrá el inversor.

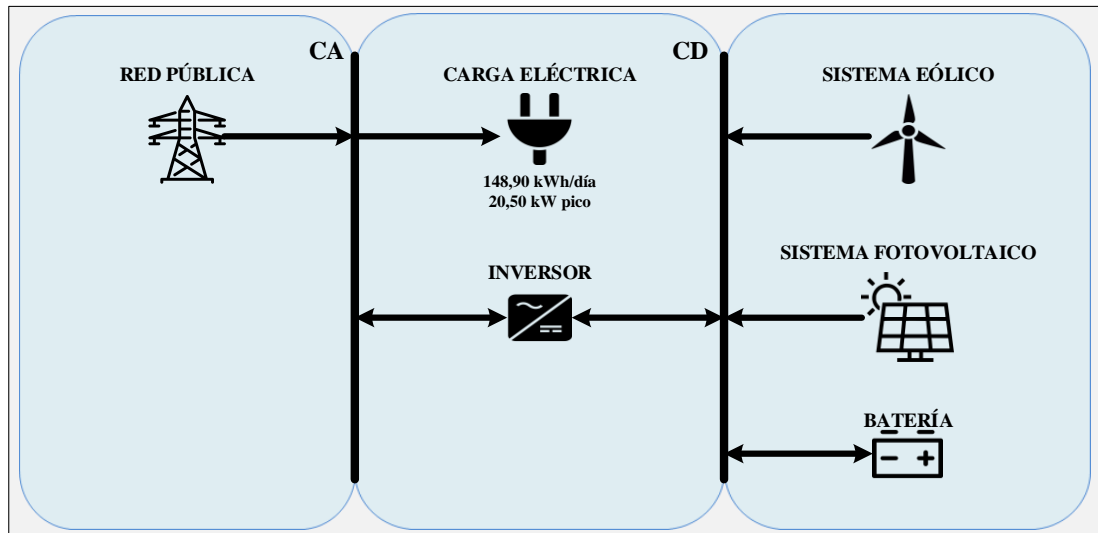


Figura 12. Configuración del sistema híbrido propuesto.

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas.

5.1.4.1. Configuración de la red de energía pública

Para el diseño de la red de energía pública se utilizaron datos tarifarios para las empresas eléctricas de distribución expedido por la ARCONEL, vigente para enero-diciembre de 2020. En el cual, [44] detalla que el costo de energía eléctrica para el sector comercial e industrial es de 0.090 y 0.080 [USD/kWh], respectivamente. Para efecto de diseño se tomará el valor de 0.10 [USD/kWh] como costo por la compra de la energía a la red pública (ver Figura13).

El precio de reventa a la red está fijado en 0.50 [USD/kWh] por defecto del programa; sin embargo, se configuró previamente que no se podrá vender el excedente de energía a la empresa distribuidora, ya que en Ecuador todavía no se fija un valor monetario en la regulación para generación distribuida; por lo tanto, no afecta en la simulación.

Figura 13. Configuración de la red de energía pública.

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

5.1.4.2. Configuración del sistema eólico y fotovoltaico

Para el diseño del sistema eólico y fotovoltaico se tomó como referencia datos de IRENA, en donde se indica una proyección del precio de generación por energía solar y eólica para los próximos años. En la Tabla 13 se muestra la proyección para el año 2025 en el costo de inversión para generación de electricidad según su fuente de energía [45]. Para efectos de diseño se toma el valor de 1000 y 1500 [USD/kW] como costo de inversión para generación fotovoltaica y eólica On-Shore, respectivamente. El costo de reemplazo se toma como referencia el 80% y el costo de O&M el 1% para el sistema fotovoltaico y el 2% para el sistema eólico, del costo total de inversión.

Tabla 13. Costos de inversión en energía solar y eólica.

Tipo de generación	Costos de inversión [USD/kW]		Cambio porcentual
	2015	2025	
Solar Fotovoltaica (PV)	1.810	790	-57%
Eólica On-Shore	1.560	1.370	-12%

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: IRENA (julio 31, 2020)

Figura 14. Configuración del sistema eólico On-Shore.

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

Figura 15. Configuración del sistema fotovoltaico.

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

5.1.4.3. Configuración del sistema de almacenamiento y conversión

Para el diseño del sistema de almacenamiento y conversión se tomó como referencia modelos genéricos del programa, una batería de plomo-ácido de 12 V con 1 kWh de almacenamiento de energía y un inversor genérico. Las configuraciones se muestran en la Figura 16 en donde se muestra que una cadena de baterías está compuesta por 1 batería de 12 V. Y en la Figura 17 se muestra datos del inversor y rectificador del convertidor, 90% y 85%, respectivamente.

Figura 16. Configuración del sistema de almacenamiento.

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

Figura 17. Configuración del sistema de conversión.

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

5.1.5. Simulación y casos de estudio en Sistema On-Grid

La simulación del programa realizó 1500 posibles configuraciones para satisfacer la demanda del proyecto utilizando los datos registrados previamente; sin embargo, el algoritmo de optimización de HOMER considera únicamente 8 posibles casos para el sistema en modo On-Grid, siendo estos los más óptimos desde la perspectiva técnico-económica. En la Tabla 14 se muestra los casos que puede tener el sistema; sin embargo, para el análisis se tomará únicamente los 4 primeros casos, lo que implica que, los casos por generación eólica no son tan competitivos en el mercado frente a la generación fotovoltaica, pero esto no quiere decir que no sean viables.

Tabla 14. Casos de optimización del proyecto en modo On-Grid.

Arquitectura	Costo CDE (\$)	Costo CAN (\$)	Costo Operación (\$)	Costo Inversión inicial (\$)	Costo O&M (\$)
	0,099	76.450	4.236	16.455	4.168
	0,100	76.980	5.435	0	5.435
	0,101	77.392	4.808	9.284	4.749
	0,101	77.689	5.463	310	5.445
	0,126	97.042	4.702	30.442	4.505
	0,127	97.818	5.836	15.156	5.699
	0,141	108.361	6.001	23.365	5.684
	0,143	110.356	6.347	20.453	5.890

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

5.1.5.1. Caso 1. Sistema On-Grid

La configuración del sistema en modo On-Grid, comprende un sistema fotovoltaico, un sistema de conversión y la red pública de energía eléctrica para satisfacer la demanda del proyecto al mínimo costo posible, como se muestra en la arquitectura en la Tabla 15; mientras que, en la Tabla 16 se muestra el CAN que tendrá el sistema durante su funcionamiento, al igual que el LCOE y el costo de operación del sistema.

Tabla 15. Caso 1. Arquitectura del sistema On-Grid.

Componente	Potencia	Unidad
Sistema Fotovoltaico	13.952	kW
Sistema Convertidor	8.34	kW
Red de Energía Pública	∞	kW

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

Tabla 16. Caso 1. Costos del sistema On-Grid.

Tipo de costo	Valor	Unidad
Costo Actual Neto Total	76.450,00	USD
Costo Nivelado de Energía	0,09931	USD/kWh
Costo de Operación	4.235,70	USD/año

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

En la Tabla 17 se muestra la participación que tendrán los sistemas de generación en la producción energética a lo largo del año, en este caso, el sistema fotovoltaico con un 28,6 % y la red de energía pública con un 71,4 %.

Tabla 17. Caso 1. Participación de generación eléctrica On-Grid.

Producción	(kWh/año)	(%)
Sistema PV	16.115	28,6%
Red Pública	40.282	71,4%
Total	56.397	100,0%

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

La Tabla 18 presenta el importe de energía excedente de 485.5 [kWh/año], la cual, con una buena política de generación distribuida se podrá vender el excedente a la red pública de energía eléctrica y recuperar el costo de inversión en menor tiempo.

Tabla 18. Caso 1. Suministro eléctrico al sistema On-Grid.

Cantidad	(kWh/año)	(%)
Exceso de electricidad	485,5	0,9%
Carga eléctrica insatisfecha	0	0,0%
Falta de capacidad	0	0,0%

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

Adicional, en la Tabla 19 se muestra el valor de la fracción y penetración máxima de la energía renovable en el sistema de 25,9% y 237,3%, respectivamente.

Tabla 19. Caso 1. Penetración renovable al sistema On-Grid.

Cantidad	Valor
Fracción renovable	25,9
Penetración renovable máxima	237,3

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

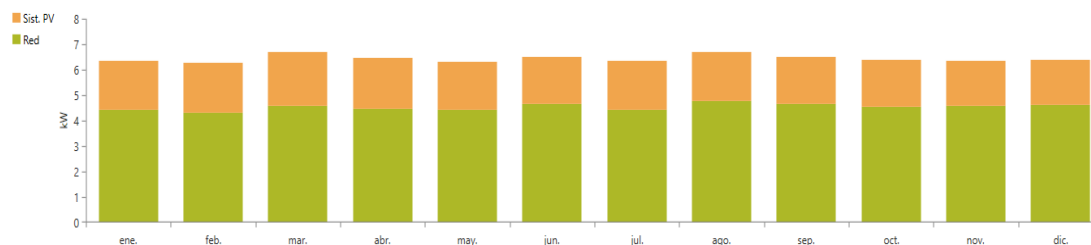


Figura 18. Caso 1. Promedio mensual de producción eléctrica On-Grid.

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

En la Tabla 20 se muestra el resumen por tipo de costos del sistema On-Grid, en el cual se puede ver un rescate de 249 USD finalizada la vida útil de operación del sistema, a los 25 años. El gráfico de barras se puede observar en la Figura 19.

Tabla 20. Caso 1. Resumen de costos del sistema On-Grid.

Componente	Inversión (\$)	Reemplazo (\$)	O&M (\$)	Combustible (\$)	Rescate (\$)	Total (\$)
Sistema PV	13.952	0	1.976	0	0	15.929
Red pública	0	0	57.055	0	0	57.055
Inversor	2.503	1.213	0	0	-249	3.466
Sistema	16.455	1.213	59.032	0	-249	76.450

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

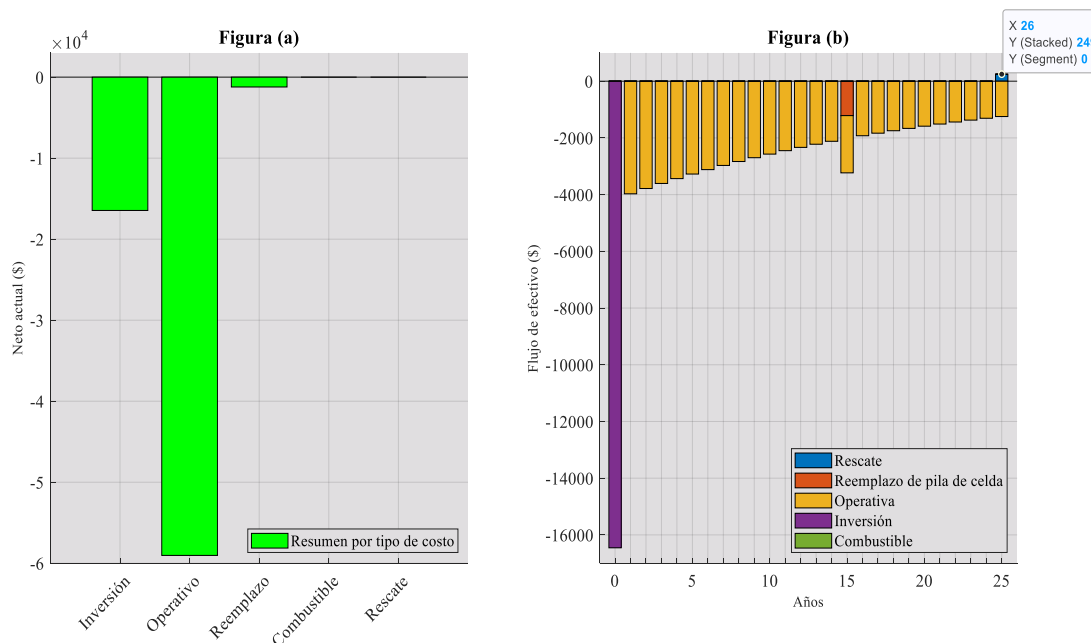


Figura 19. a) Resumen por tipo de costo neto. b) Flujo de efectivo por tipo de costo descontado.

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

5.1.5.2. Caso 2. Sistema On-Grid

La configuración del sistema en modo On-Grid, comprende únicamente el sistema de la red pública para satisfacer la demanda del proyecto al mínimo costo posible, como se muestra en la arquitectura en la Tabla 21; mientras que, en la Tabla 22 se muestra el CAN que tendrá el sistema durante su funcionamiento, al igual que el LCOE y el costo de operación del sistema.

Tabla 21. Caso 2. Arquitectura del sistema On-Grid.

Componente	Potencia	Unidad
Red de Energía Pública	∞	kW

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

Tabla 22. Caso 2. Costos del sistema On-Grid.

Tipo de costo	Valor	Unidad
Costo Actual Neto Total	76.980,00	USD
Costo Nivelado de Energía	0,10	USD/kWh
Costo de Operación	5.435,27	USD/año

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

En la Tabla 23 se muestra la participación que tendrán los sistemas de generación en la producción energética a lo largo del año, en este caso, únicamente el de la red de energía pública con un 100 %.

Tabla 23. Caso 2. Participación de generación eléctrica On-Grid.

Producción	(kWh/año)	(%)
Red Pública	54,348	100.0%
Total	54,348	100.0%

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

En este caso, la cantidad de energía excedente es de 0 [kWh/año], ya que con este sistema solo seríamos consumidores y no existiría penetración renovable al sistema.

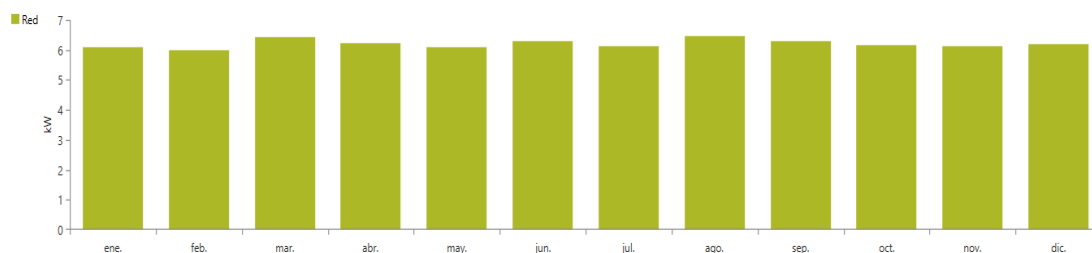


Figura 20. Caso 2. Promedio mensual de producción eléctrica On-Grid.

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

En la Tabla 24 se muestra el resumen por tipo de costos del sistema On-Grid, en el cual se puede ver que no existe un rescate debido a que solo se cubrirá el costo de O&M de la red de energía pública, lo que implica el pago de electricidad a la empresa distribuidora según el pliego tarifario vigente para el 2020. En grafico de barras se puede observar en la Figura 21.

Tabla 24. Caso 2. Resumen de costos del sistema On-Grid.

Componente	Inversión (\$)	Reemplazo (\$)	O&M (\$)	Combustible (\$)	Rescate (\$)	Total (\$)
Red pública	0	0	76.980	0	0	76.980
Sistema	0	0	76.980	0	0	76.980

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

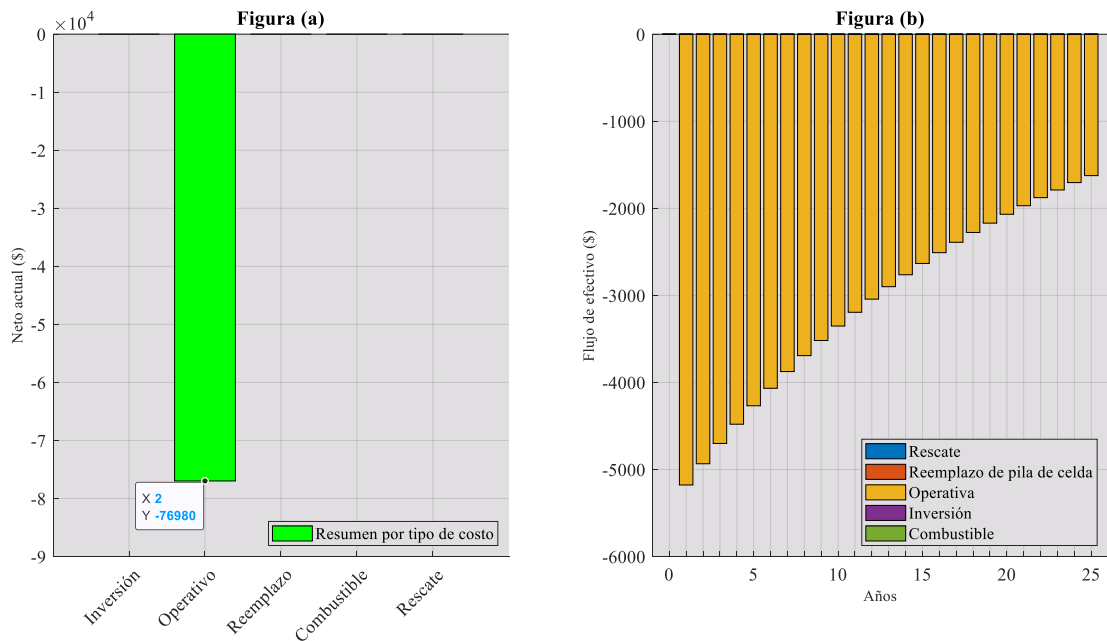


Figura 21. a) Resumen por tipo de costo neto. b) Flujo de efectivo por tipo de costo descontado.

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

5.1.5.3. Caso 3. Sistema On-Grid

La configuración del sistema en modo On-Grid, comprende un sistema fotovoltaico, un sistema de almacenamiento, un sistema de conversión y la red pública de energía eléctrica para satisfacer la demanda del proyecto al mínimo costo posible, como se muestra en la arquitectura en la Tabla 25; mientras que, en la Tabla 26 se

muestra el CAN que tendrá el sistema durante su funcionamiento, al igual que el LCOE y el costo de operación del sistema.

Tabla 25. Caso 3. Arquitectura del sistema On-Grid.

Componente	Potencia	Unidad
Sistema Fotovoltaico	7,4689	kW
Sistema de Almacenamiento	1 cadena	V
Sistema Convertidor	5,05	kW
Red de Energía Pública	∞	kW

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

Tabla 26. Caso 3. Costos del sistema On-Grid.

Tipo de costo	Valor	Unidad
Costo Actual Neto Total	77.392,00	USD
Costo Nivelado de Energía	0,1005	USD/kWh
Costo de Operación	4.808,42	USD/año

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

En la Tabla 27 se muestra la participación que tendrán los sistemas de generación en la producción energética a lo largo del año, en este caso, el sistema fotovoltaico con un 15,61 % y la red de energía pública con un 84,39 %.

Tabla 27. Caso 3. Participación de generación eléctrica On-Grid.

Producción	(kWh/año)	(%)
Sistema PV	8.63	15.6%
Red Pública	46.65	84.4%
Total	55.27	100.0%

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

La Tabla 28 demuestra el importe de energía excedente de 68,9 [kWh/año], la cual, con una buena política de generación distribuida se podrá vender el excedente a la red pública de energía eléctrica y recuperar el costo de inversión en menor tiempo.

Tabla 28. Caso 3. Suministro eléctrico al sistema On-Grid.

Cantidad	(kWh/año)	(%)
Exceso de electricidad	68.9	0.1%
Carga eléctrica insatisfecha	0	0.0%
Falta de capacidad	0	0.0%

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

Adicional, en la Tabla 29 se muestra el valor de la fracción y penetración máxima de la energía renovable en el sistema de 14,2% y 127,1%, respectivamente.

Tabla 29. Caso 3. Penetración renovable al sistema On-Grid.

Cantidad	Valor
Fracción renovable	14.2
Penetración renovable máxima	127.1

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

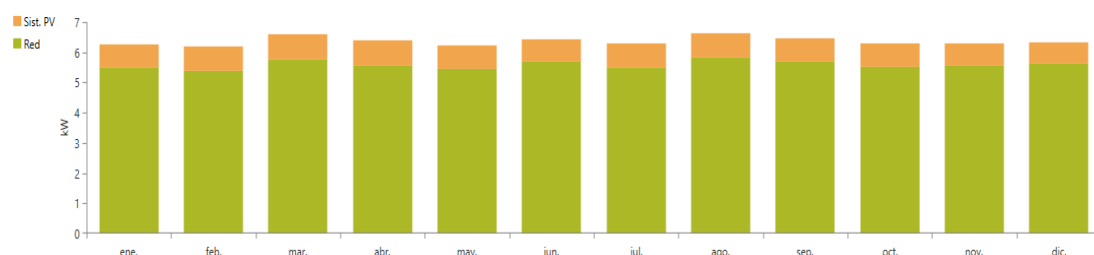


Figura 22. Caso 3. Promedio mensual de producción eléctrica On-Grid.

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

En la Tabla 30 se muestra el resumen por tipo de costos del sistema On-Grid, en el cual se puede ver un rescate de 196 USD finalizada la vida útil de producción del sistema, a los 25 años. En gráfico de barras se puede observar en la Figura 23.

Tabla 30. Caso 3. Resumen de costos del sistema On-Grid.

Componente	Inversión (\$)	Reemplazo (\$)	O&M (\$)	Combustible (\$)	Rescate (\$)	Total (\$)
Sistema PV	7.469	0	1.058	0	0	8.527
Batería	300	299	142	0	-45	696
Inversor	1.515	734	0	0	-151	2.099
Red pública	0	0	66.071	0	0	66.071
Sistema	9.284	1.033	67.270	0	-196	77.392

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

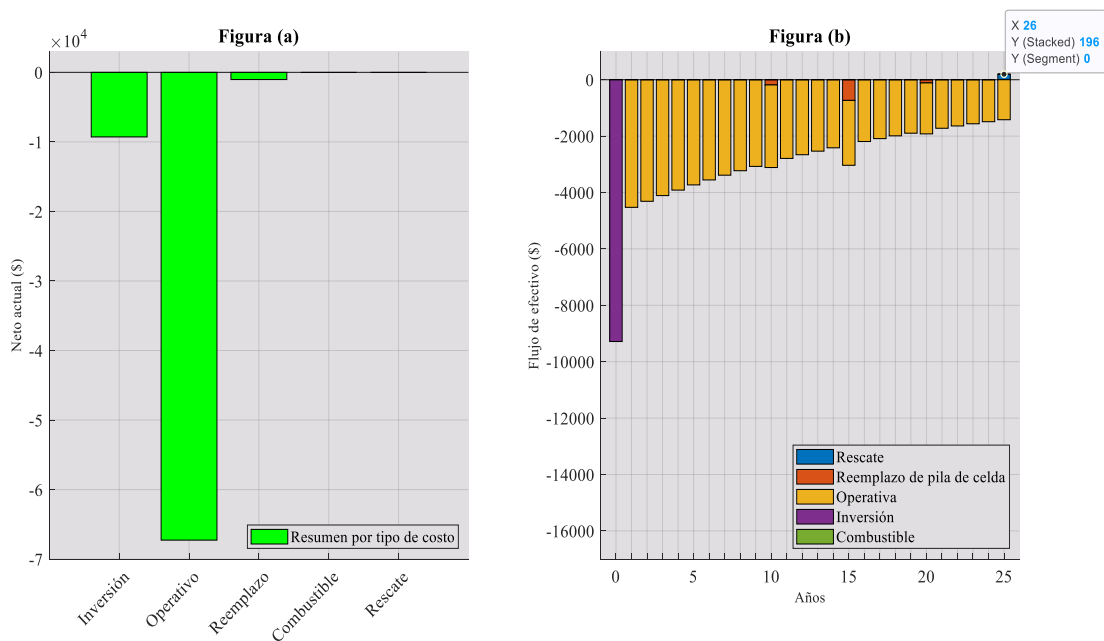


Figura 23. a) Resumen por tipo de costo neto. b) Flujo de efectivo por tipo de costo descontado.
Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

5.1.5.4. Caso 4. Sistema On-Grid

La configuración del sistema en modo On-Grid, comprende un sistema de almacenamiento, un sistema de conversión y la red pública de energía eléctrica para satisfacer la demanda del proyecto al mínimo costo posible, como se muestra en la arquitectura en la Tabla 31; mientras que, en la Tabla 32 se muestra el CAN que tendrá el sistema durante su funcionamiento, al igual que el LCOE y el costo de operación del sistema.

Tabla 31. Caso 4. Arquitectura del sistema On-Grid.

Componente	Potencia	Unidad
Sistema de Almacenamiento	1 cadena	V
Sistema Convertidor	0,0326	kW
Red de Energía Pública	∞	kW

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: Homer Pro.

Tabla 32. Caso 4. Costos del sistema On-Grid.

Tipo de costo	Valor	Unidad
Costo Actual Neto Total	77.392,00	USD
Costo Nivelado de Energía	0,1005	USD/kWh
Costo de Operación	4.808,42	USD/año

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

En la Tabla 33 se muestra la participación que tendrán los sistemas de generación en la producción energética a lo largo del año, en este caso, únicamente el de la red de energía pública con un 100 %.

Tabla 33. Caso 4. Participación de generación eléctrica On-Grid.

Producción	(kWh/año)	(%)
Red Pública	54,348	100.0%
Total	54,348	100.0%

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

En este caso, la cantidad de energía excedente es de 0 [kWh/año], ya que con este sistema solo seríamos consumidores y no existiría penetración renovable al sistema.

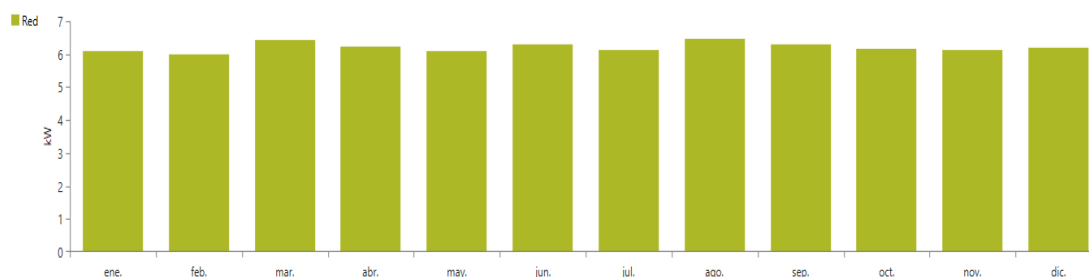


Figura 24. Caso 4. Promedio mensual de producción eléctrica On-Grid.

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

En la Tabla 34 se muestra el resumen por tipo de costos del sistema On-Grid, en el cual se puede ver un rescate de 45,79 USD al final de la vida útil de producción del sistema, a los 25 años. En grafico de barras se puede observar en la Figura 25.

Tabla 34. Caso 4. Resumen de costos del sistema On-Grid.

Componente	Inversión (\$)	Reemplazo (\$)	O&M (\$)	Combustible (\$)	Rescate (\$)	Total (\$)
Batería	300	299	142	0	-45	696
Inversor	9,77	4,73	0	0	-0,97	13,52
Red pública	0	0	76.980	0	0	76.980
Sistema	309,77	303,91	77.121	0	-45,79	77.689

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

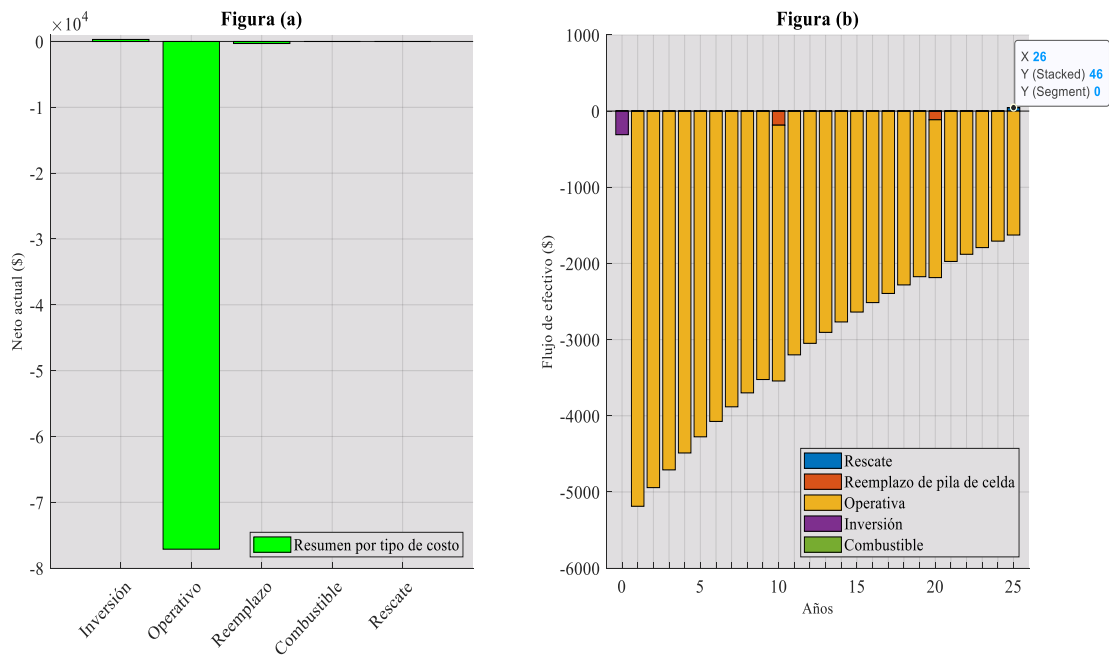










Figura 25. a) Resumen por tipo de costo neto. b) Flujo de efectivo por tipo de costo descontado.
Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

5.1.6. Simulación y casos de estudio en Sistema Off-Grid

La simulación realizó 712 posibles configuraciones para satisfacer la demanda del proyecto utilizando los datos registrados previamente; sin embargo, el algoritmo de HOMER considera únicamente 2 posibles casos para el sistema en modo On-Grid, siendo estos los más óptimos desde el punto de vista técnico-económico.

Tabla 35. Casos de optimización del proyecto en modo Off-Grid.

Arquitectura	Costo CDE (\$)	Costo CAN (\$)	Costo Operación (\$)	Costo Inversión inicial (\$)	Costo O&M (\$)
   	0,391	289.153	7.353	185.002	2.892
   	0,423	313.288	7.822	202.502	3.181

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

5.1.6.1. Caso 1. Sistema Off-Grid

La configuración del sistema en modo Off-Grid, comprende un sistema fotovoltaico, un sistema de almacenamiento y un sistema de conversión para satisfacer la demanda del proyecto al mínimo costo posible, como se muestra en la Tabla 36 en

la arquitectura; mientras que, en la Tabla 37 se muestra el CAN que tendrá el sistema durante su funcionamiento, al igual que el LCOE y el costo de operación del sistema.

Tabla 36. Caso 1. Arquitectura del sistema Off-Grid.

Componente	Potencia	Unidad
Sistema Fotovoltaico	120,19	kW
Sistema de Almacenamiento	169 cadenas	V
Sistema Convertidor	47	kW

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

Tabla 37. Caso 1. Costos del sistema Off-Grid.

Tipo de costo	Valor	Unidad
Costo Actual Neto Total	289.153,00	USD
Costo Nivelado de Energía	0,3909	USD/kWh
Costo de Operación	7.353,00	USD/año

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

En la Tabla 38 se muestra la participación que tendrán los sistemas de generación en la producción energética a lo largo del año, en este caso, únicamente el sistema fotovoltaico con un 100 %.

Tabla 38. Caso 1. Participación de generación eléctrica Off-Grid.

Producción	(kWh/año)	(%)
Sistema PV	138,826	100.0%
Total	138,826	100.0%

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

La Tabla 39 muestra el importe de energía excedente de 77.241 [kWh/año] que no podrá utilizarse para servir una carga o para cargar el sistema de almacenamiento; por lo que, se tiene 2.126,6 [kWh/año] de carga insatisfecha; es decir, carga eléctrica que el sistema de energía es incapaz de servir.

Tabla 39. Caso 1. Suministro eléctrico al sistema Off-Grid.

Cantidad	(kWh/año)	(%)
Exceso de electricidad	77.241,0	55,6%
Carga eléctrica insatisfecha	2.126,6	3,9%
Falta de capacidad	2.751,5	5,1%

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

Adicional, en la Tabla 40 se muestra el valor de la fracción y penetración máxima de la energía renovable en el sistema de 100% y 2.044,5%, respectivamente.

Tabla 40. Caso 1. Penetración renovable al sistema Off-Grid.

Cantidad	Valor
Fracción renovable	100
Penetración renovable máxima	2.044,5

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

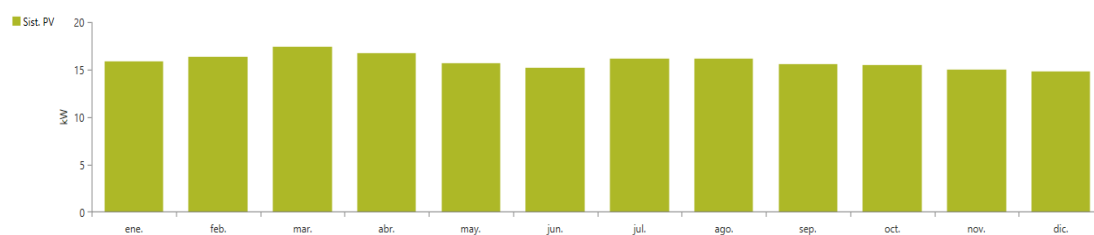


Figura 26. Caso 1. Promedio mensual de producción eléctrica Off-Grid.

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

En la Tabla 41 se muestra el resumen por tipo de costos del sistema Off-Grid, en el cual se puede ver un rescate de 15.980 USD finalizada la vida útil de producción del sistema, a los 25 años. En grafico de barras se puede observar en la Figura 27.

Tabla 41. Caso 1. Resumen de costos del sistema Off-Grid.

Componente	Inversión (\$)	Reemplazo (\$)	O&M (\$)	Combustible (\$)	Rescate (\$)	Total (\$)
Sistema PV	120.193	0	17.024	0	0	137.218
Batería	50.700	72.335	23.937	0	-14.575	132.397
Inversor	14.108	6.835	0	0	-1.405	19.538
Sistema	185.002	79.169	40.962	0	-15.980	289.153

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

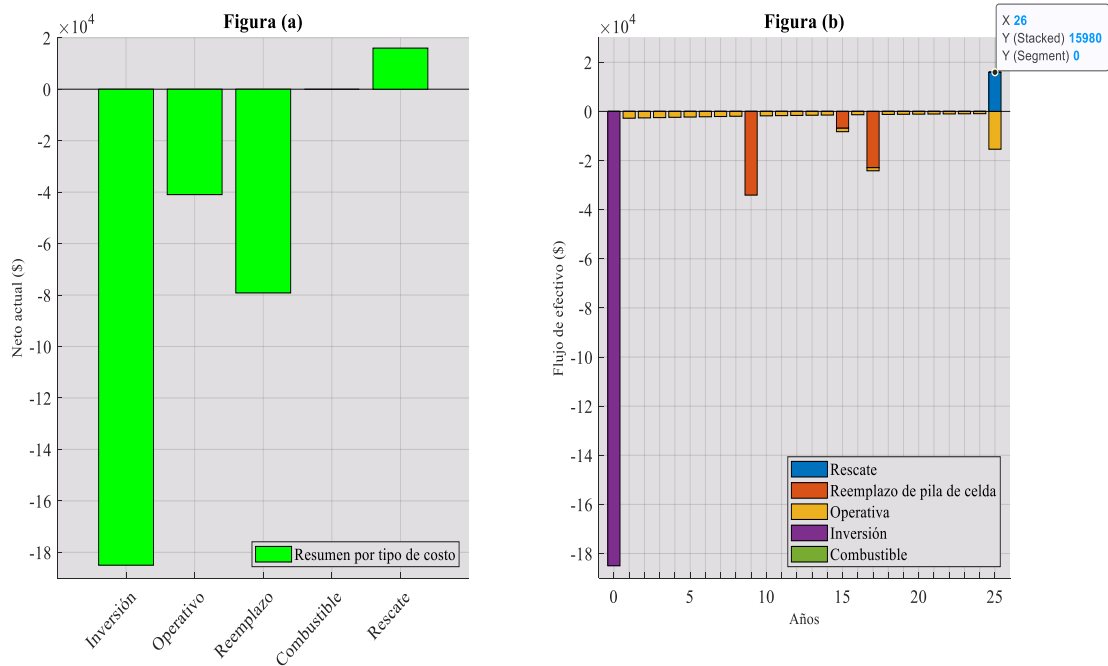


Figura 27. a) Resumen por tipo de costo neto. b) Flujo de efectivo por tipo de costo descontado.

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

5.1.6.2. Caso 2. Sistema Off-Grid

La configuración del sistema en modo Off-Grid, comprende un sistema fotovoltaico, un sistema eólico, un sistema de almacenamiento y un sistema de conversión para satisfacer la demanda del proyecto al mínimo costo posible, como se muestra en la arquitectura en la Tabla 42; mientras que, en la Tabla 43 se muestra el CAN que tendrá el sistema durante su funcionamiento, al igual que el LCOE y el costo de operación del sistema.

Tabla 42. Caso 2. Arquitectura del sistema Off-Grid.

Componente	Potencia	Unidad
Sistema Fotovoltaico	119,08	kW
Sistema Eólico	10 x 1	kW
Sistema de Almacenamiento	169 cadenas	V
Sistema Convertidor	59,1	kW

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

Tabla 43. Caso 2. Costos del sistema Off-Grid.

Tipo de costo	Valor	Unidad
Costo Actual Neto Total	313.288,00	USD
Costo Nivelado de Energía	0,4234	USD/kWh

Costo de Operación	7.821,00	USD/año
--------------------	----------	---------

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

En la Tabla 44 se muestra la participación que tendrán los sistemas de generación en la producción energética a lo largo del año, en este caso, el sistema fotovoltaico con un 99,67 % y el sistema eólico On-Shore con un 0.33 %.

Tabla 44. Caso 2. Participación de generación eléctrica Off-Grid.

Producción	(kWh/año)	(%)
Sistema PV	137.544	99,67%
Sistema On-Shore	457	0,33%
Total	138.001	100,00%

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

La Tabla 45 demuestra el importe de energía excedente de 76,421 [kWh/año] que no podrá utilizarse para servir una carga o para cargar el sistema de almacenamiento; por lo que, se tiene 2.105,7 [kWh/año] de carga insatisfecha; es decir, carga eléctrica que el sistema de energía es incapaz de servir.

Tabla 45. Caso 2. Suministro eléctrico al sistema Off-Grid.

Cantidad	(kWh/año)	(%)
Exceso de electricidad	76.421,0	55,4%
Carga eléctrica insatisfecha	2.105,7	3,9%
Falta de capacidad	2.733,1	5,0%

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

Adicional, en la Tabla 46 se muestra el valor de la fracción y penetración máxima de la energía renovable en el sistema de 100% y 2.025,6%, respectivamente.

Tabla 46. Caso 2. Penetración renovable al sistema Off-Grid.

Cantidad	Valor
Fracción renovable	100,0
Penetración renovable máxima	2.025,6

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

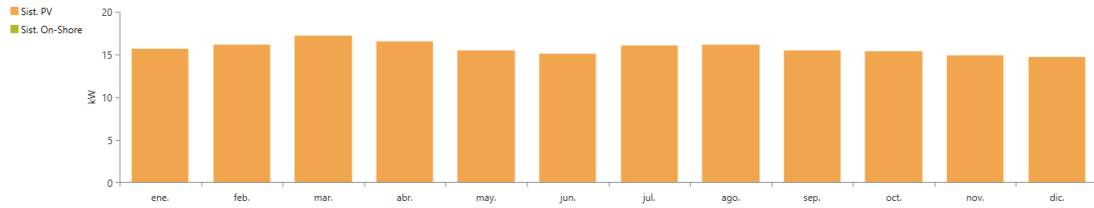


Figura 28. Caso 2. Promedio mensual de producción eléctrica Off-Grid.

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

En la Tabla 47 se muestra el resumen por tipo de costos del sistema Off-Grid, en el cual se puede ver un rescate de 19.370 USD al finalizar la vida útil de producción del sistema, a los 25 años. En grafico de barras se puede observar en la Figura 29.

Tabla 47. Caso 2. Resumen de costos del sistema Off-Grid.

Componente	Inversión (\$)	Reemplazo (\$)	O&M (\$)	Combustible (\$)	Rescate (\$)	Total (\$)
Sistema PV	119.084	0	16.867	0	0	135.951
Aerogenerador	15.000	4.566	4.249	0	-2.689	21.126
Batería	50.700	71.958	23.937	0	-14.920	131.675
Inversor	17.718	8.583	0	0	-1.765	24.537
Sistema	202.502	85.106	45.054	0	-19.370	313.288

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

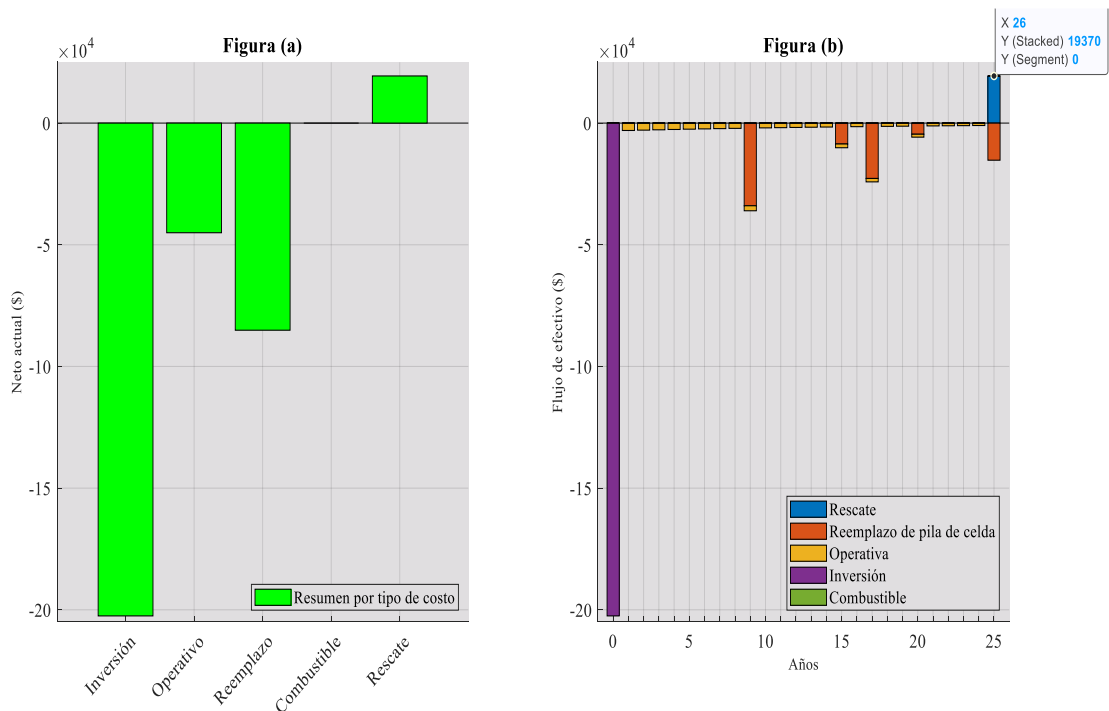








Figura 29. a) Resumen por tipo de costo neto. b) Flujo de efectivo por tipo de costo descontado.

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: HOMER Pro.

A continuación, en la Tabla 48 se presenta un extracto de las derivaciones emanadas de los distintos casos de estudio para este proyecto, en donde se analizará la mejor opción para satisfacer la demanda eléctrica construida en el perfil de carga bajo un criterio técnico-económico, analizando su tipo de costo, el nivel de producción, características eléctricas y la penetración de energías renovables que tendrá el sistema.

Tabla 48. Análisis de resultados de los casos de estudio.

Casos de estudio Arquitectura del sistema	TIPO DE COSTO					PRODUCCIÓN			SISTEMA			PENETRACIÓN RENOVABLES
	Costo CDE (\$)	Costo CAN (\$)	Costo Operación (\$)	Costo Inversión (\$)	Costo O&M (\$)	Sist. PV (%)	Sist. Eólico (%)	Red Pública (%)	Exceso de electricidad (%)	Carga Insatisfecha (%)	Falta de capacidad (%)	Fracción Renovable (%)
	Caso 1 On-Grid 	0,099	76.450	4.236	16.455	4.168	28,6%	0,0%	71,4%	0,9%	0,0%	0,0%
Caso 2 On-Grid 	0,100	76.980	5.435	0	5.435	0,0%	0,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Caso 3 On-Grid 	0,101	77.392	4.808	9.284	4.749	15,6%	0,0%	84,4%	0,1%	0,0%	0,0%	14,2%
Caso 4 On-Grid 	0,101	77.689	5.463	310	5.445	0,0%	0,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Caso 1 Off-Grid 	0,391	289.153	7.353	185.002	2.892	100,0%	0,0%	0,0%	55,6%	3,9%	5,1%	100,0%
Caso 2 Off-Grid 	0,423	313.288	7.822	202.502	3.181	99,7%	0,3%	0,0%	55,4%	3,9%	5,0%	100,0%

Elaborado por: Hernán Saragozín Armas. Fuente: Homer Pro.

5.1.7. Análisis de resultados de los casos de estudio en modo Off-Grid

En el caso 1 y 2 el costo nivelado de energía (LCOE) en [kWh] producido por el sistema es 0,391 [USD/kWh] y 0,423 [USD/kWh], respectivamente, lo que resulta un costo muy elevado en comparación al precio establecido en el pliego tarifario en Ecuador para el 2020, con una relación de 4:1, aproximadamente. En el precio de producción neto hay una diferencia de 24.135 USD; sin embargo, por el porcentaje de producción del sistema eólico de 0,3%, no representa realizar dicha inversión. En cuanto al sistema, si bien, existe un exceso de electricidad que se podría comercializar con la empresa distribuidora, por el momento no existe una ley de GD que establezca un precio de reventa de energía eléctrica a la red; por lo tanto, sería un excedente que debería ser vertido porque no puede utilizarse para suplir una carga o para el almacenamiento en baterías. Por otro lado, la falta de capacidad del 5% hace que exista una carga insatisfecha de 3,9% para ambos casos. Por lo tanto, por criterio técnico-económico se descarta los casos de estudio 1 y 2 del sistema en modo aislado de la red de energía pública, a pesar de tener una penetración renovable del 100%.

5.1.8. Análisis de resultados de los casos de estudio en modo On-Grid

En los casos 2 y 4 por tener como fuente de generación la red de energía pública, el costo nivelado de energía (LCOE) en [kWh] producido por el sistema es de 0,10 [USD/kWh], precio establecido en el pliego tarifario en Ecuador para el 2020. Sin embargo, el hecho de incluir un sistema de almacenamiento y de conversión en estos modelos tradicionales, no representa tanto técnica como económicamente viable por sus altos costos de inversión y baja participación en el sistema de generación, por lo tanto, se descarta el caso 4 en modo conectado a la red de energía pública.

En el caso 1 y 3 la configuración que tienen ambos modelos son muy similares, con la diferencia de la potencia instalada en el sistema fotovoltaico del caso 1 de 13.952 kW que es mayor a la del caso 3 con 7,469 kW, como se detalla en la Tabla 15 y 25, respectivamente; lo que provoca un acrecentamiento en el costo de inversión del sistema y un exceso de energía no consumida; por lo tanto, al igual que en el análisis de los casos de estudio en modo Off-Grid, no se podría comercializar esa energía excedente, así que el costo de inversión adicional de 7.171 USD no sería viable en la parte técnica ni económica; sin embargo, el sistema del caso 1 tiene mayor penetración de energías renovables que el caso 3. Por último, en relación al costo nivelado de energía (LCOE) en [kWh] producido por el sistema es de 0,10 [USD/kWh],

aproximadamente, el cual es similar al precio establecido en el pliego tarifario en Ecuador para el 2020.

5.1.9. Resultado final de los casos de estudio

Con lo expuesto anteriormente se demuestra que, el caso 2 y el caso 3 son las mejores opciones para suplir la demanda eléctrica del proyecto, esto sucede porque el precio de electricidad que se tiene en Ecuador, que es de 0.10 [USD/kWh], aproximadamente, la hace muy competitiva en el mercado frente a otros tipos de generación. Por lo tanto, si bien, el costo de inversión es de 9.984 USD y tiene una diferencia de 412 USD en el costo anual neto, el caso 3 tiene un valor relativamente bajo en comparación al caso 2 en el costo de operación y el costo de O&M de 627 USD y 686 USD, respectivamente. Por lo que, hace que ambas opciones sean viables. Sin embargo, para tener un modelo agroecológico y apostar por las energías renovables, se recomienda para el proyecto el modelo del caso 3, con una penetración de energías renovables del 14.2%, el cual incluye un sistema fotovoltaico, un sistema de almacenamiento de energía y un sistema de conversión conectados a la red de energía pública. En ambos casos no existe falta de capacidad ni carga insatisfecha. Por último, en relación al costo nivelado de energía (LCOE) en [kWh] producido por el sistema es de 0,10 [USD/kWh], aproximadamente, el cual es similar al precio establecido en el pliego tarifario en Ecuador para el 2020.

Observación:

En términos generales, el LCOE es cuánto cuesta la electricidad producida por el modelo propuesto; este costo se calcula como la relación entre todos los costos descontados durante la vida útil de funcionamiento del sistema, y la sumatoria de los importes de energía reales entregadas. El LCOE se utiliza para comparar diferentes métodos de generación de electricidad de manera consistente.

CAPÍTULO VI

6. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

Mediante el algoritmo de optimización que utiliza HOMER Energy en su software, se pudo evaluar de manera óptima los recursos energéticos disponibles en el lugar de estudio (parroquia rural Ayora, cantón Cayambe), evidenciando que, el recurso eólico es muy bajo con un promedio de 2,49 [m/s] y un pico de 2,99 [m/s] en el mes de agosto como se muestra en la Tabla 10; lo que representa que, este recurso no es viable para el uso en generación eólica en el lugar de estudio por sus altos costos de inversión y O&M, paralelo al recurso solar que se tiene, con un promedio de 3,96 [kWh/m²/día] y un pico de 4,35 [kWh/m²/día] en el mes de marzo como se muestra en la Tabla 9.

El algoritmo de optimización de HOMER Pro determinó que la solución más óptima para satisfacer la demanda cumpliendo con criterios de calidad y eficiencia de la energía eléctrica al menor costo posible, es un sistema híbrido con dos fuentes de alimentación: generación fotovoltaica y la red de energía pública, el cual, tiene un costo nivelado de energía (LCOE) de 10 [USD/kWh], aproximadamente, que resulta similar al precio establecido en el pliego tarifario en Ecuador para el 2020. Además, el sistema cuenta con una capacidad de almacenamiento en baterías y un sistema de conversión para la corriente, mitigando de esta manera la carga insatisfecha del proyecto.

A pesar de la ubicación privilegiada que tiene Ecuador por encontrarse en una zona tropical del planeta, los recursos energéticos (solar y eólico) no son tan óptimos comparados con otros países de la Región 9 (Latinoamérica y el Caribe) para implementar proyectos particulares de generación distribuida; sin embargo, en un futuro y con buenas políticas de GD, se podrá implementar este tipo de proyectos en el país, y sus costos nivelados de energía podrían reducirse en gran medida frente al LCOE que tiene la generación hidráulica en la matriz energética de Ecuador.

6.2. RECOMENDACIONES

Se recomienda implementar el modelo del sistema del caso 3 (Sistema fotovoltaico, Sistema de almacenamiento, Sistema de conversión y Red pública de energía eléctrica) para satisfacer la demanda del proyecto y cumplir con criterios técnicos-económicos enfocados a la sostenibilidad energética, habiéndose demostrado que es la mejor alternativa para generación distribuida con recursos renovables no convencionales y, que funcione en modo conectado a la red pública de energía eléctrica (On-Grid).

Se recomienda el uso del programa HOMER Pro para simular y evaluar sistemas híbridos con distintos recursos renovables para generación distribuida; por lo que, gracias a los algoritmos de estudio y optimización que presenta el programa, facilitan en gran medida la toma de decisiones en la valoración de distintos posibles casos, permitiendo optimizar escenarios basados en varios factores como recursos energéticos, variación de costos de inversión, producción y mantenimiento en el lugar de estudio.

Se recomienda incentivar el estudio sobre la integración de energías renovables en sistemas tradicionales, para que cada vez sean más eficientes y viables instalaciones para este tipo de proyectos. Demostrando que, los consumidores están en la capacidad de producir, almacenar y administrar de manera eficiente y ecológica su propia energía, sustituyendo parcial o totalmente la filiación a las empresas distribuidoras de energía eléctrica locales; por lo tanto, este tipo de tecnologías de generación que en la actualidad están exiguamente desarrolladas, podrían ser usuales en pocos años alcanzando su objetivo fundamental: optimar recursos aprovechables en el lugar de estudio.

REFERENCIAS

- [1] IEA International Energy Agency, “Key World Energy Statistics (KWES),” *BP Energy Outlook 2019*. p. 81, 2019, [Online]. Available: <https://webstore.iea.org/key-world-energy-statistics-2019>.
- [2] L. Montuori, M. Alcázar-Ortega, C. Álvarez-Bel, and A. Domijan, “Integration of renewable energy in microgrids coordinated with demand response resources: Economic evaluation of a biomass gasification plant by Homer Simulator,” *Appl. Energy*, vol. 132, pp. 15–22, 2014, doi: 10.1016/j.apenergy.2014.06.075.
- [3] H. S. Farmad and S. Biglar, “Integration of demand side management, distributed generation, renewable energy sources and energy storages,” *CIREW Work.*, no. 0166, p. 4, 2012, doi: 10.1049/cp.2012.0784.
- [4] Naciones Unidas, “Energía asequible y no contaminante: ¿Por qué es importante?,” *Objetivos de Desarrollo Sostenible*, 2012. https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/wp-content/uploads/sites/3/2016/10/7_Spanish_Why_it_Matters.pdf.
- [5] Asamblea General de las Naciones Unidas, *Asamblea General*, no. 1. 2011, pp. 4–6.
- [6] SEforALL Sustainable Energy for All, “The recover better with sustainable energy guide for african countries,” 2020. doi: 10.1017/CBO9781107415324.004.
- [7] IRENA Agency International Renewable Energy, “Country Rankings,” *Data & Statistics*, 2020. <https://www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Country-Rankings>.
- [8] E. Alborno Veintimilla and R. Poveda Bonilla, “Atlas Eólico del Ecuador,” *MEER Minist. Electr. y Energía Renov.*, p. 56, 2012, [Online]. Available: http://biblioteca.olade.org/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=9727&shelfbrowse_itemnumber=10434.
- [9] Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR), *Plan Maestro de Electricidad 2019-2027*. Ecuador, 2019, p. 390.
- [10] Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), *Plan Maestro de Electricidad 2016-2025*. Media Naranja Publicidad, 2017, p. 439.
- [11] F. Moncayo Correa, “Plan General de Desarrollo de Pichincha 2002-2022,” El Colegio de Arquitectos Provincial de Pichincha, 2002.
- [12] Kayakama Consultores, “Actualización del plan de desarrollo y ordenamiento territorial de la parroquia San José de Ayora, cantón Cayambe, provincia de Pichincha.” p. 180, 2015, [Online]. Available: <http://www.gadpsanjosedeyora.gob.ec/inicio/>.
- [13] INEC Instituto Nacional de Estadística y Censos, “Resultados del censo 2010 de

- población y vivienda en el Ecuador,” *Fascículo Prov. Pichincha*, p. 8, 2010, [Online]. Available: <https://www.ecuadorencifras.gob.ec/censo-de-poblacion-y-vivienda/>.
- [14] Climate-Data.org, “Cayambe Clima (Ecuador),” *Climate-Data.org*, 2012. <https://es.climate-data.org/america-del-sur/ecuador/provincia-de-pichincha/cayambe-12716/#climate-graph>.
- [15] M. Catucuamba, C. Chiluzza, and D. Muñoz, “Implementación del complejo agroecológico de investigación y desarrollo productivo San José de Ayora, cantón Cayambe, 2018 – 2020,” Cayambe, 2018. [Online]. Available: <http://www.gadpsanjosedeyora.gob.ec/inicio/>.
- [16] A. Águila Téllez, G. López, I. Isaac, and J. W. González, “Optimal reactive power compensation in electrical distribution systems with distributed resources. Review,” *Heliyon*, vol. 4, no. 8, p. e00746, Aug. 2018, doi: 10.1016/j.heliyon.2018.e00746.
- [17] M. A. Velasquez, J. Barreiro-gomez, N. Quijano, A. I. Cadena, and M. Shahidehpour, “Distributed model predictive control for economic dispatch of power systems with high penetration of renewable energy resources,” *Electr. Power Energy Syst.*, vol. 113, pp. 607–617, 2019, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.05.044.
- [18] D. S. Kirschen, “Demand-side view of electricity markets,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 18, no. 2, pp. 520–527, 2003, doi: 10.1109/TPWRS.2003.810692.
- [19] S. K. Venkatachary, J. Prasad, and R. Samikannu, “Cost optimization of micro grids using homer: A case study in Botswana,” *Int. J. Energy Econ. Policy*, vol. 7, no. 5, pp. 323–339, 2017.
- [20] Y. Du, J. Wu, S. Li, C. Long, and S. Onori, “Coordinated energy dispatch of autonomous with Distributed MPC optimization,” *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 15, no. 9, pp. 5289–5298, 2019, doi: 10.1109/TII.2019.2899885.
- [21] S. Ruester, S. Schwenen, C. Batlle, and I. Pérez-Arriaga, “From distribution networks to smart distribution systems: Rethinking the regulation of European electricity DSOs,” *Util. Policy*, vol. 31, no. 1, pp. 229–237, 2014, doi: 10.1016/j.jup.2014.03.007.
- [22] H. Farhangi, “The path of the smart grid,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 8, no. 1, pp. 18–28, 2010.
- [23] L. Ortiz, R. Orizondo, A. Aguila, J. W. Gonz, I. Isaac, and J. L. Gabriel, “Heliyon Hybrid AC / DC microgrid test system simulation : grid-connected mode,” *Heliyon*, vol. 5, no. August, p. 21, 2019, doi: 10.1016/j.heliyon.2019.e02862.
- [24] D. Zhao, Y. Li, and Y. Liu, “Optimal design and sensitive analysis of distributed generation system with renewable energy sources,” in *2014 China International Conference on Electricity Distribution, (CICED 2014)*, 2014, pp. 456–460, doi: 10.1109/CICED.2014.6991749.
- [25] A. Jamalalah, C. P. Raju, and R. Srinivasarao, “Optimization and operation of a

- renewable energy based pv-fc- micro grid using homer,” in *International Conference on Inventive Communication and Computational Technologies, ICICCT 2017*, 2017, pp. 450–455, doi: 10.1109/ICICCT.2017.7975238.
- [26] İ. Çetinbaş, B. Tamyürek, and M. Demirtaş, “Design, analysis and optimization of a hybrid microgrid system using HOMER software: Eskişehir Osmangazi University example,” *Int. J. Renew. Energy Dev.*, vol. 8, no. 1, pp. 65–79, 2019, doi: 10.14710/ijred.8.1.65-79.
- [27] E. Plasencia, L. Matos, A. Posadas, and C. Cabrera, “Estimación horaria de la irradiancia solar total extraterrestre,” *Rev. del Inst. Investig. la Fac. Ing. Geológica, Minera, Metal. y Geográfica*, vol. 10, no. 19, pp. 72–77, 2007.
- [28] A. Mahajan, S. Chatterji, and S. L. Shimi, “Modification in the design of small wind turbine to increase power output,” *Proc. - Power Eng. Autom. Conf. PEAM 2012*, 2012, doi: 10.1109/PEAM.2012.6612482.
- [29] IEA International Energy Agency, “World energy balances: An Overview,” *BP Energy Outlook*. p. 23, 2019, doi: 10.1017/CBO9781107415324.004.
- [30] IEA International Energy Agency, “Electricity information: Overview,” *J. Chem. Inf. Model.*, vol. 53, no. 9, pp. 1689–1699, 2019, doi: 10.1017/CBO9781107415324.004.
- [31] IRENA International Renewable Energy Agency, “Investment opportunities in Latin America. Suitability maps for Grid-Connected and Off-Grid solar and wind projects,” p. 24, 2016, [Online]. Available: <https://www.irena.org/publications/2016/Jan/Investment-Opportunities-in-Latin-America-Global-Atlas>.
- [32] Asamblea Nacional República del Ecuador, *Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica*. Ecuador, 2015, pp. 1–28.
- [33] IIGE Insituto de Investigación Geológico y Energético, “Balance Energético Nacional 2017,” Quito, 2017.
- [34] IIGE Insituto de Investigación Geológico y Energético, *Plan Estratégico Institucional 2018-2021*. Quito, 2021, p. 56.
- [35] ARCONEL Agencia de Regulación de Electricidad, *Regulacion Nro. ARCONEL - 003/18*. Ecuador, 2018, p. 42.
- [36] ARCONEL Agencia de Regulación de Electricidad, *Resolucion Nro. ARCONEL - 057/18*. Ecuador, 2018, p. 3.
- [37] M. M. Rienecker *et al.*, “MERRA: NASA’s modern-era retrospective analysis for research and applications,” *J. Clim.*, vol. 24, no. 14, pp. 3624–3648, 2011, doi: 10.1175/JCLI-D-11-00015.1.
- [38] R. Müller, U. Pfeifroth, C. Träger-Chatterjee, J. Trentmann, and R. Cremer, “Digging the METEOSAT treasure-3 decades of solar surface radiation,” *Remote Sens.*, vol. 7,

- no. 6, pp. 8067–8101, 2015, doi: 10.3390/rs70608067.
- [39] I. Staffell and S. Pfenninger, “Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output,” *Energy*, vol. 114, pp. 1224–1239, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.08.068.
- [40] S. Pfenninger and I. Staffell, “Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data,” *Energy*, vol. 114, pp. 1251–1265, 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.08.060.
- [41] U. Sureshkumar, P. S. Manoharan, and A. P. S. Ramalakshmi, “Economic cost analysis of hybrid renewable energy system using HOMER,” *IEEE-International Conf. Adv. Eng. Sci. Manag. ICAESM-2012*, vol. 8, pp. 94–99, 2012.
- [42] Y. Liu, C. Yuen, H. Naveed UI, S. Huang, R. Yu, and S. Xie, “Electricity cost minimization for a microgrid with distributed energy resource under different information availability,” *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 62, no. 4, pp. 2571–2583, 2015, doi: 10.1109/TIE.2014.2371780.
- [43] INEC Instituto Nacional de Estadística y Censos, “Ecuador: Reporte Mensual de Inflación,” *Banco Central del Ecuador*. p. 43, 2020, [Online]. Available: <https://www.bce.fin.ec/index.php/component/k2/item/317-informe-de-inflacion>.
- [44] ARCONEL Agencia de Regulación de Electricidad, “Pliego tarifario para las empresas eléctricas de distribución. Periodo 2020,” vol. 19. p. 35, 2020, [Online]. Available: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/resoluciones-pliegos-tarifarios/>.
- [45] IRENA International Renewable Energy Agency, *The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025*, no. June. 2016.

ANEXOS

1. Factura de la licencia del programa HOMER Pro.

HOMER Energy, LLC
1790 30th St
Suite 100
Boulder, CO 80301
United States
Phone: (720) 565-4046
Email: bookkeeper@homerenergy.com

Invoice

Invoice # 12865
Billed On Aug 5, 2020
Terms On-Receipt
Due On Aug 5, 2020

Bill To
Hernan Saragozin
FRANCISCO JAVIER LIZARAZU
AV. LA GASCA
Quito, Pichincha 170521
Ecuador

PAID on Aug 5, 2020
\$10.00 USD

Date	Description	Qty	Price	Subtotal
Aug 5 - Sep 5, 2020	Monthly license subscription	1	\$10.00	\$10.00

Subtotal \$10.00
Total \$10.00
Paid (\$10.00)
Amount Due \$0.00

Payments
Aug 5, 2020 \$10.00 Payment from MasterCard --- 1784

Notes
Subscriptions invoiced: (1) HOMER Pro Student monthly license (Order 34602)

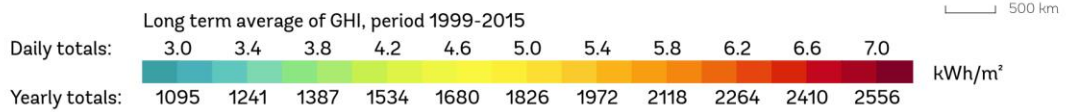
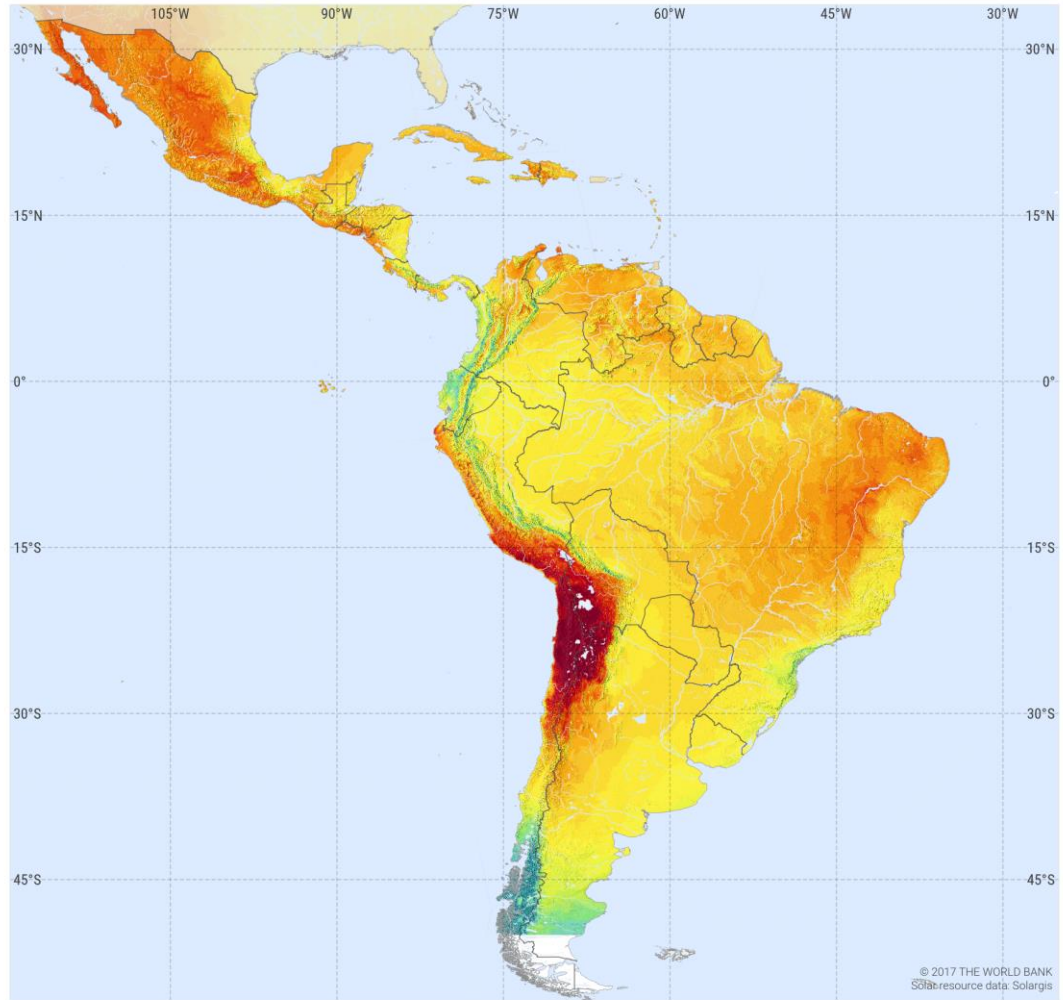
All amounts in United States Dollars (USD)

Terms and Conditions: All prices are in US Dollars. Prices do not include Tax/VAT. Taxes are the responsibility of the customer.

2. Recurso solar a nivel de Latinoamérica y el Caribe.

SOLAR RESOURCE MAP

GLOBAL HORIZONTAL IRRADIATION LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN



This map is published by the World Bank Group, funded by ESMAP, and prepared by Solargis. For more information and terms of use, please visit <http://globalsolaratlas.info>.

3. Recurso solar a nivel de Ecuador.

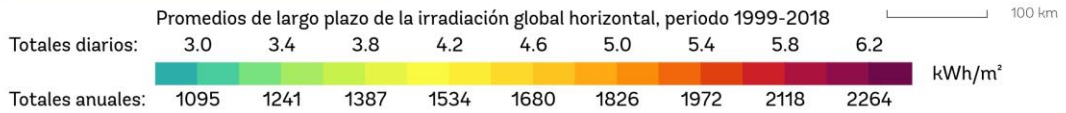
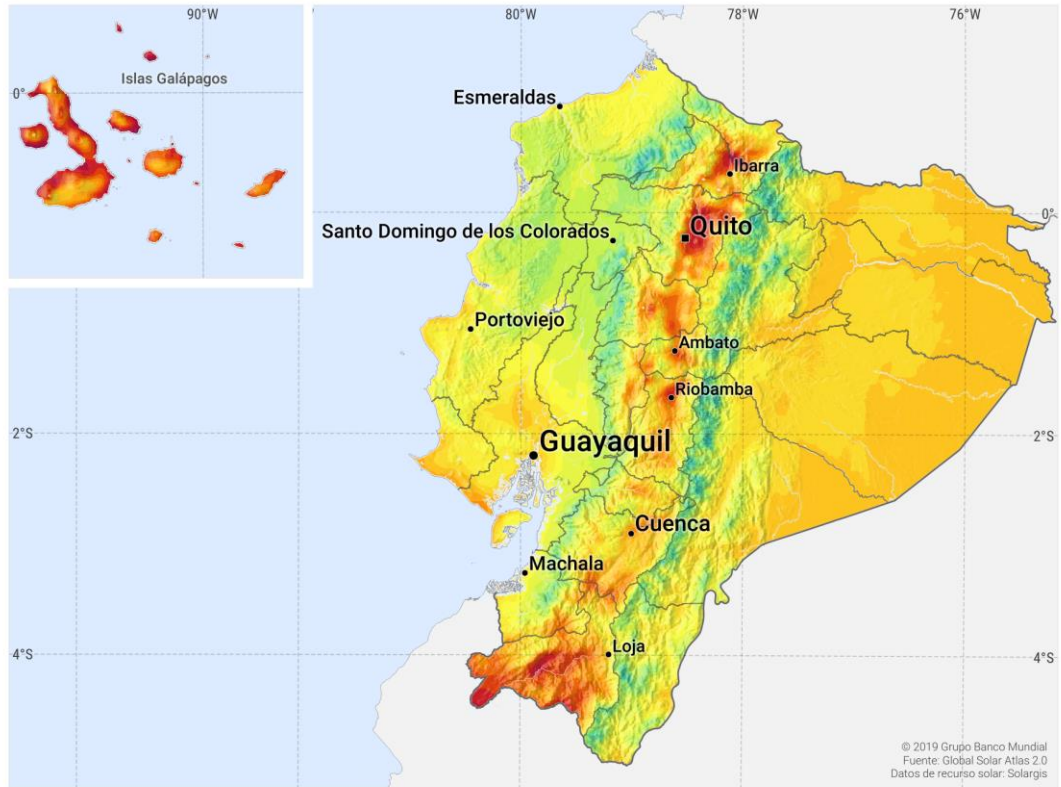
MAPA DE RECURSO SOLAR

IRRADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL ECUADOR



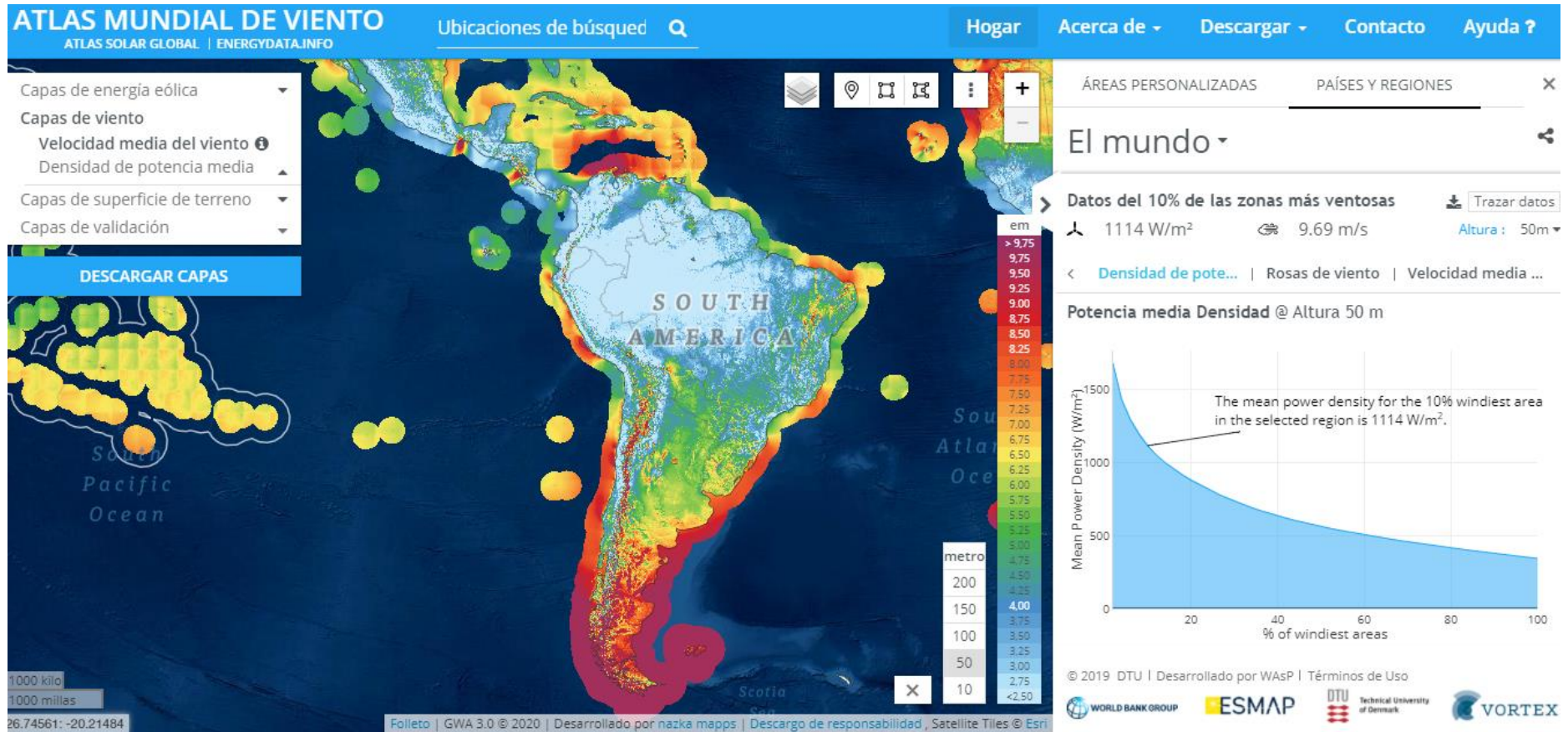
ESMAP

SOLARGIS

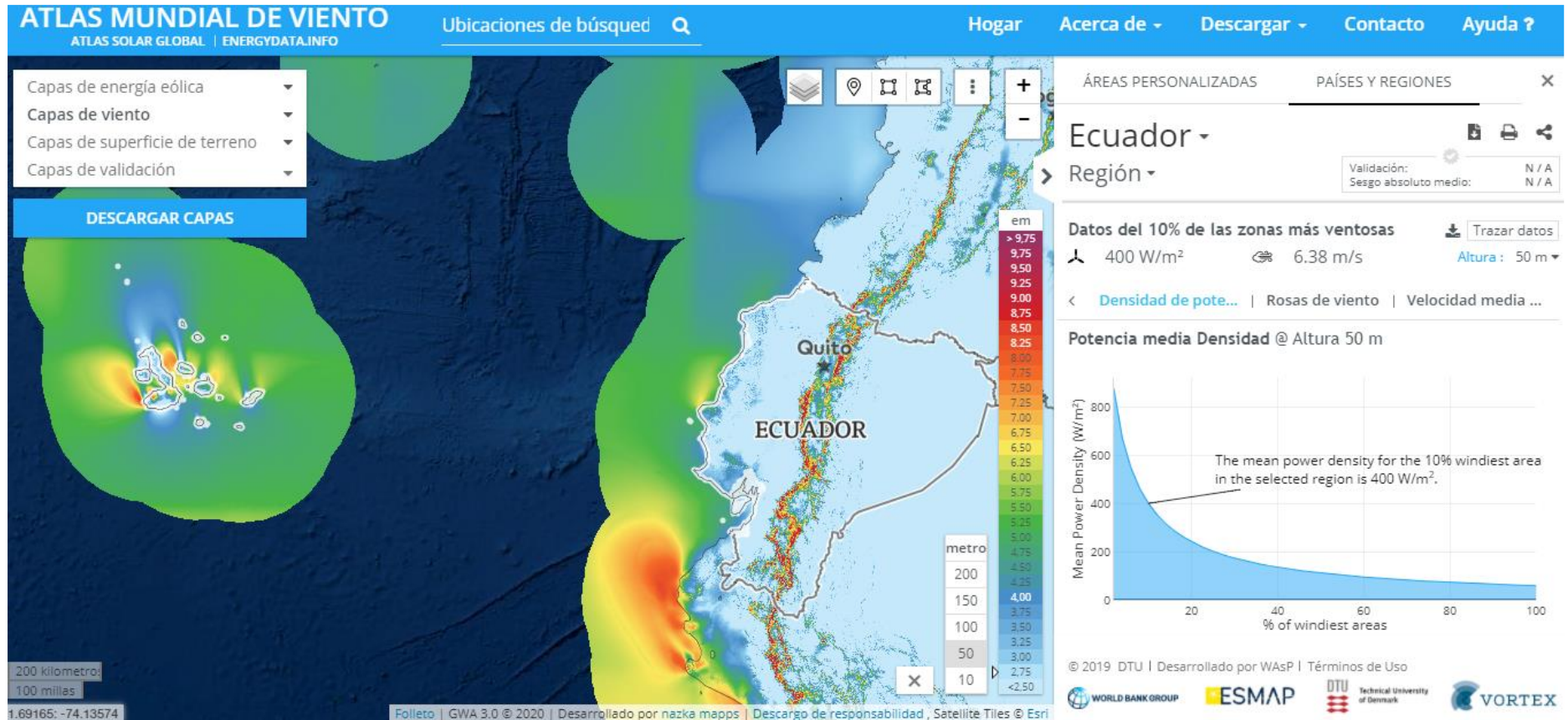


Este mapa está publicado por el Grupo Banco Mundial, financiado por ESMAP, y preparado por Solargis. Para más información y términos de uso, por favor visite <http://globalsolaratlas.info>

4. Recurso eólico a nivel de Latinoamérica y el Caribe.



5. Recurso eólico a nivel de Ecuador.



6. Recurso eólico a nivel de Ayora, Cayambe (lugar de estudio).

