

Trabajo Fin de Máster

Máster en Sistemas de Energía Eléctrica

Análisis de la viabilidad económica del desarrollo de
la generación renovable en Ecuador

Autor: Ronnie Israel Guevara Arias

Tutor: Juan Manuel Roldán Fernández

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2024



Trabajo Fin de Máster
Máster en Sistemas de Energía Eléctrica

Análisis de la viabilidad económica del desarrollo de la generación renovable en Ecuador

Autor:

Ronnie Israel Guevara Arias

Tutor:

Juan Manuel Roldán Fernández

Profesor titular

Dpto. Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2024

Proyecto Fin de Máster: Análisis de la viabilidad económica del desarrollo de la generación renovable en Ecuador

Autor: Ronnie Israel Guevara Arias

Tutor: Juan Manuel Roldán Fernández

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

El Secretario del Tribunal

Fecha:

Agradecimientos

A mi amada novia Kathy la cual ha estado junto a mí en esta época de mi vida en la que juntos nos hemos apoyado en los días buenos pero sobre todo en los más difíciles, sin ella hubiera sido imposible recorrer este nuevo camino.

Agradezco principalmente a mi familia que tanto quiero, a mi mami Susy que siempre me ha apoyado para conseguir todas mis metas y que es la responsable de haber forjado mi carácter y de inculcarme los mejores valores, a mi papi Klever que siempre me alegra con sus chistes y me motiva a ser un hombre trabajador y que nunca se rinde con nada, a mi tía Mila que siempre me ha cuidado como a un hijo más y me ha dado todo su apoyo, a mis hermanos Said y Alisson por siempre apoyarme y creer en mí.

A todos mis amigos de Ecuador y a los nuevos que conocí en España que siempre tenían palabras de apoyo y creyeron en mí.

También quiero agradecer a mi tutor por brindarme su tiempo y apoyo para poder realizar este trabajo.

Ronnie Israel Guevara Arias

Sevilla, 2024

Resumen

Ecuador es un país con limitadas opciones de generación de energía, ya que la prioridad histórica ha sido la creación de centrales hidroeléctricas debido a la abundancia de ríos a lo largo de su superficie. Sin embargo, el cambio climático y la irregularidad en las lluvias hacen necesario un análisis sobre la conveniencia de añadir otras fuentes de generación eléctrica para reducir la dependencia de la hidráulica y a su vez conseguir una transición energética hacia un modelo más sostenible. Por ese motivo, este trabajo tiene como objetivo evaluar la viabilidad económica del desarrollo de la generación renovable en Ecuador.

Para ello, se llevará a cabo una comparativa entre el actual modelo de generación eléctrica renovable, principalmente basado en energía hidráulica, y otros modelos como la integración de energía eólica y fotovoltaica. Se busca determinar si la implementación de estos modelos energéticos podría ofrecer ventajas económicas o de generación eléctrica significativas en comparación con el modelo actual.

Para este análisis se va a comenzar por identificar los lugares más adecuados para implementar proyectos de generación renovable. En el caso de la energía fotovoltaica, se llevarán a cabo análisis de irradiación y temperatura en toda la geografía ecuatoriana con ayuda de "PVsyst". En cuanto a la energía eólica, se utilizará el software "OpenWind" para determinar los lugares apropiados para la instalación de parques eólicos, empleando datos como latitud y velocidad del viento, entre otros. Para estudiar el comportamiento de dichas tecnologías en el país se realizarán simulaciones energéticas con ayuda de "EnergyPlan". De esta manera, se obtendrá una estimación aproximada de la capacidad energética del territorio ecuatoriano en caso de implementar estas tecnologías.

Abstract

Ecuador is a country with limited energy generation options, as the historical priority has been the creation of hydroelectric power plants due to the abundance of rivers along its surface. However, climate change and irregular rainfall make it necessary to analyze the convenience of adding other sources of electricity generation to reduce dependence on hydropower and in turn achieve an energy transition to a more sustainable model. For this reason, the objective of this work is to evaluate the economic feasibility of developing renewable generation in Ecuador.

To this end, a comparison will be made between the current model of renewable electricity generation, mainly based on hydropower, and other models such as the integration of wind and photovoltaic energy. The aim is to determine whether the implementation of these energy models could offer significant economic, or electricity generation advantages compared to the current model.

For this analysis, we will start by identifying the most suitable locations to implement renewable generation projects. In the case of photovoltaic energy, irradiation and temperature analyses will be carried out throughout the Ecuadorian geography with the help of "PVsyst". As for wind energy, "OpenWind" software will be used to determine the appropriate locations for the installation of wind farms, using data such as latitude and wind speed, among others. In order to study the behavior of these technologies in the country, energy simulations will be carried out with the help of "EnergyPlan". In this way, an approximate estimate of the energy capacity of the Ecuadorian territory in case of implementing these technologies will be obtained.

Índice

Agradecimientos	vii
Resumen	ix
Abstract	xi
Índice	xii
Índice de Tablas	xiv
Índice de Figuras	xvi
Notación	¡Error! Marcador no definido.
1 Introducción	1
1.1 <i>Objetivos</i>	2
1.1.1 Objetivo General	2
1.1.2 Objetivos Específicos	2
1.2 <i>Justificación</i>	2
2 Evolución energética del Ecuador	3
2.1 <i>Focalización en la Generación Hidráulica</i>	3
2.2 <i>Situación Energética Actual</i>	4
2.2.1 Generación Eléctrica no Renovable	4
2.2.2 Generación Eléctrica Renovable	6
2.2.3 Producción de Energía Eléctrica	7
3 Generación solar fotovoltaica	11
3.1 <i>Funcionamiento</i>	11
3.1.1 Componentes	11
3.2 <i>Recurso Solar Fotovoltaico en Ecuador</i>	13
3.2.1 Actualidad	13
3.2.2 Centrales Fotovoltaicas en Ecuador	14
3.3 <i>Explotación Fotovoltaica en Ecuador</i>	16
3.3.1 Estudio del Terreno	16
3.3.2 Localización	17
3.3.3 Componentes Fotovoltaicos	18
3.3.4 Sistema Fotovoltaico	20
3.3.5 Simulaciones en PVsyst	21
4 Generación Eólica	23
4.1 <i>Funcionamiento</i>	23
4.1.1 Componentes	23
4.2 <i>Recurso Eólico en Ecuador</i>	24
4.2.1 Actualidad	24
4.2.2 Centrales Eólicas en Ecuador	25
4.3 <i>Explotación Eólica en Ecuador</i>	27
4.3.1 Estudio del Terreno	27
4.3.2 Localización	28
4.3.3 Componentes Eólicos	28

4.3.4	Sistema Eólico	30
4.3.5	Simulaciones en OpenWind	30
5	Metodología de la Investigación	33
5.1	<i>EnergyPlan 16.3</i>	33
5.1.1	Tipos de Análisis de Sistemas Energéticos de EnergyPlan	34
5.1.2	Análisis de Sistemas Energéticos con el modelo de EnergyPlan	34
5.2	<i>Especificación de las Entradas para el Análisis de EnergyPlan</i>	36
5.2.1	Demanda	36
5.2.2	Generación	37
5.2.3	Equilibrio y Almacenamiento	38
5.2.4	Costes	38
5.2.5	Estrategias de Simulación	39
6	Análisis de los Resultados	41
6.1	<i>Variables de Entrada</i>	41
6.1.1	Energía Generada en Ecuador en el Año 2022 Mediante Fuentes No Renovables	41
6.1.2	Energía Generada en Ecuador en el Año 2022 Mediante Fuentes Renovables	42
6.2	<i>Condiciones de Simulación</i>	43
6.3	<i>Resultados del Estudio Energético de Ecuador</i>	44
6.3.1	Primer Caso: Sistema Energético Ecuador 2022	44
6.3.2	Segundo Caso: Potencial Fotovoltaico de Ecuador	47
6.3.3	Tercer Caso: Potencial Eólico de Ecuador	50
6.3.4	Cuarto Caso: Potencial Fotovoltaico y Eólico Combinado de Ecuador	54
6.3.5	Quinto Caso: Restricción Hidráulica en Ecuador	58
6.3.6	Análisis de viabilidad mediante el cálculo del VAN y TIR	62
6.3.7	Tabla de resumen de los resultados	63
7	Conclusiones	65
	Referencias	67
	Anexo 1: Ficha Técnica Panel Fotovoltaico	71
	Anexo 2: Ficha Técnica Inversor	73

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1 Potencia nominal y efectiva a nivel nacional (MW) [2].	4
Tabla 2-2 Potencia de centrales de generación con fuentes de energía no renovable (MW) [2].	5
Tabla 2-3 Potencia de centrales de generación renovable hidráulica (MW) [2].	7
Tabla 2-4 Energía generada 2022 (GWh) [2].	7
Tabla 3-1 Potencia de centrales de generación renovable fotovoltaica (MW) [2].	14
Tabla 3-2 Características de funcionamiento módulo Longi Solar Hi-MO 4 de 450 Wp [21].	18
Tabla 3-3 Características de funcionamiento inversor Sungrow SG2500HV-MV-20 [22].	19
Tabla 3-4 Número de strings, paneles y potencia instalada aproximada por terreno.	21
Tabla 3-5 Parámetros considerados en las simulaciones de PVsyst.	21
Tabla 3-6 Resultados de las Simulaciones en PVsyst.	22
Tabla 4-1 Potencia de centrales de generación renovable eólica (MW) [2].	25
Tabla 4-2 Características de funcionamiento aerogenerador Alstom ECO 80 1.67 Class 2ª [31].	29
Tabla 4-3 Número de aerogeneradores y potencia instalada aproximada en el terreno.	30
Tabla 4-4 Parámetros considerados en las simulaciones de OpenWind.	31
Tabla 4-5 Resultados de las Simulaciones en OpenWind.	32
Tabla 6-1 Energía generada en Ecuador en el año 2022 mediante fuentes no renovables [39].	41
Tabla 6-2 Consumo de combustibles líquidos en Ecuador en el año 2022 [39].	42
Tabla 6-3 Consumo de gas natural en Ecuador en el año 2022 [39].	42
Tabla 6-4 Energía generada en Ecuador en el año 2022 mediante fuentes renovables [39].	43
Tabla 6-5 Consumo de biogás y bagazo para centrales de biomasa en Ecuador en el año 2022 [39].	43
Tabla 6-6 Caso base: resultados de la simulación en EnergyPlan.	45
Tabla 6-7 Caso base: costes anuales Ecuador 2022 EnergyPlan.	46
Tabla 6-8 Caso base: Interconexiones internacionales Ecuador 2022.	47
Tabla 6-9 Segundo caso - Introducción de FV: resultados de la simulación en EnergyPlan.	47
Tabla 6-10 Segundo caso - Introducción de FV: Estimación de la variación de costes del sistema eléctrico en Ecuador.	49
Tabla 6-11 Segundo caso - Introducción de FV: Resumen mensual de los precios e ingresos de exportación de energía.	50
Tabla 6-12 Segundo caso - Introducción de FV: Estimación de la variación de costes de inversión del sistema eléctrico en Ecuador.	50
Tabla 6-13 Tercer caso - Introducción de Eólica: resultados de la simulación en EnergyPlan.	51
Tabla 6-14 Tercer caso - Introducción de Eólica: Estimación de la variación de costes del sistema eléctrico en Ecuador.	53
Tabla 6-15 Tercer caso - Introducción de Eólica: Resumen mensual de los precios e ingresos de exportación de energía.	54
Tabla 6-16 Tercer caso - Introducción de Eólica: Estimación de la variación de costes de inversión del sistema	

eléctrico en Ecuador.	54
Tabla 6-17 Cuarto caso - Introducción de FV y Eólica: resultados de la simulación en EnergyPlan.	55
Tabla 6-18 Cuarto caso - Introducción de FV y Eólica: Estimación de la variación de costes del sistema eléctrico en Ecuador.	57
Tabla 6-19 Cuarto caso - Introducción de FV y Eólica: Resumen mensual de los precios e ingresos de exportación de energía.	58
Tabla 6-20 Cuarto caso - Introducción de FV y Eólica: Estimación de la variación de costes de inversión del sistema eléctrico en Ecuador.	58
Tabla 6-21 Quinto caso – Restricción Hidráulica: resultados de la simulación en EnergyPlan.	59
Tabla 6-22 Quinto caso – Restricción Hidráulica: Estimación de la variación de costes del sistema eléctrico en Ecuador.	61
Tabla 6-23 Quinto caso – Restricción Hidráulica: Resumen mensual de los precios e ingresos de exportación de energía.	61
Tabla 6-24 Quinto caso – Restricción Hidráulica: Estimación de la variación de costes de inversión del sistema eléctrico en Ecuador.	62
Tabla 6-25 Resumen de resultados	64

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1 Mapa eléctrico Ecuador [2].	1
Figura 2-1 Potencia nominal de centrales de generación con fuentes de energía renovable (MW) [2].	6
Figura 2-2 Producción energética anual (%) [2].	8
Figura 2-3 Producción energética con fuentes de generación renovable, 2022 (%) [2].	9
Figura 3-1 Componentes de una central fotovoltaica [11].	12
Figura 3-2 Mapa de irradiación global horizontal (IGH) del Ecuador [17].	13
Figura 3-3 Mapa de centrales fotovoltaicas en Ecuador [18].	15
Figura 3-4 Comparativa de generación hidráulica y fotovoltaica.	15
Figura 3-5 Ubicación del terreno para instalación de huertos fotovoltaicos.	16
Figura 3-6 Vista del terreno bajo estudio.	17
Figura 3-7 Módulo fotovoltaico Longi Solar Hi-MO 4 de 450 Wp [21].	18
Figura 3-8 Inversor Sungrow SG2500HV-MV-20 [22].	19
Figura 3-9 Distribución de los módulos fotovoltaicos por parcela en AutoCad.	20
Figura 4-1 Componentes principales de una central eólica [27].	24
Figura 4-2 Atlas eólico del Ecuador, velocidad media anual del viento [29].	25
Figura 4-3 Mapa de centrales eólicas en Ecuador [18].	26
Figura 4-4 Comparativa de generación hidráulica y eólica.	26
Figura 4-5 Ubicación del terreno para instalación de centrales eólicas.	27
Figura 4-6 Vista del terreno bajo estudio.	28
Figura 4-7 Aerogenerador Alstom ECO 80 1.67 Class 2ª [31].	29
Figura 4-8 Datos geográficos extraídos usando el software "QGIS".	30
Figura 4-9 Disposición de los aerogeneradores en OpenWind.	31
Figura 5-1 Modelo de entradas y salidas de EnergyPlan [35]	33
Figura 5-2 Pasos para la ejecución del modelo energético de EnergyPlan [35].	34
Figura 5-3 Curva de demanda de potencia Ecuador 2022 usada en Energy Plan [36], [37], [38].	36
Figura 5-4 Perfil de demanda de potencia diaria Ecuador 2022 usada en Energy Plan [38].	37
Figura 5-5 Estructura de suministros del modelo EnergyPlan [35].	38
Figura 5-6 Estrategias de simulación de EnergyPlan [35].	39
Figura 6-1 Caso base: producción de energía Ecuador 2022 EnergyPlan.	45
Figura 6-2 Caso base: demanda y producción diaria y mensual Ecuador 2022 EnergyPlan.	45
Figura 6-3 Caso base: demanda y producción anual Ecuador 2022 EnergyPlan.	46
Figura 6-4 Segundo caso - Introducción de FV: producción estimada de energía en Ecuador con EnergyPlan.	48
Figura 6-5 Segundo caso - Introducción de FV: demanda y producción estimada diaria y mensual en Ecuador con EnergyPlan.	48

Figura 6-6 Segundo caso - Introducción de FV: demanda y producción estimada anual en Ecuador con EnergyPlan.	49
Figura 6-7 Tercer caso - Introducción de Eólica: producción estimada de energía en Ecuador con EnergyPlan.	52
Figura 6-8 Tercer caso - Introducción de Eólica: demanda y producción estimada diaria y mensual en Ecuador con EnergyPlan.	52
Figura 6-9 Tercer caso - Introducción de Eólica: demanda y producción estimada anual en Ecuador con EnergyPlan.	53
Figura 6-10 Cuarto caso - Introducción de FV y Eólica: producción estimada de energía en Ecuador con EnergyPlan.	56
Figura 6-11 Cuarto caso - Introducción de FV y Eólica: demanda y producción estimada diaria y mensual en Ecuador con EnergyPlan.	56
Figura 6-12 Cuarto caso - Introducción de FV y Eólica: demanda y producción estimada anual en Ecuador con EnergyPlan.	57
Figura 6-13 Quinto caso – Restricción Hidráulica: producción estimada de energía en Ecuador con EnergyPlan.	59
Figura 6-14 Quinto caso – Restricción Hidráulica: demanda y producción estimada diaria y mensual en Ecuador con EnergyPlan.	60
Figura 6-15 Quinto caso – Restricción Hidráulica: demanda y producción estimada anual en Ecuador con EnergyPlan.	60
Figura 6-16 Tasa interna de retorno para cada caso.	63
Figura 6-17 Costes y Ahorro de Combustibles.	63
Figura 6-18 Precios e Ingresos Mensuales por Exportación de Energía.	64

NOTACIÓN

INECEL	Instituto Ecuatoriano de Electrificación
MCI	Motores de Combustión Interna
IPCC	Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático
INAMHI	Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología
CC	Corriente Continua
CA	Corriente Alterna
IGH	Irradiación Global Horizontal
PV	Energía Fotovoltaica
MPPT	Tecnología Avanzada de Seguimiento de Punto de Máxima Potencia
STRING	Conjunto de Paneles Solares Fotovoltaicos Conectados en Serie
ONSHORE	Parques Eólicos en Tierra
OFFSHORE	Parques Eólicos en Mar
CO ₂	Emisiones de Dióxido de Carbono
CEEP	Exceso Crítico de Producción de Electricidad
CPP	Capacidad Total Combinada de Central Eléctrica y Cogeneración
PP	Planta de Energía
CHP	Plantas de Energía de Ciclo Combinado
LPG	Gas Licuado de Petróleo
RES	Plantas de Energía Renovable
VAN	Valor Actual Neto
TIR	Tasa Interna de Retorno
INECEL	Instituto Ecuatoriano de Electrificación
MCI	Motores de Combustión Interna
IPCC	Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático
INAMHI	Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología
CC	Corriente Continua
CA	Corriente Alterna

1 INTRODUCCIÓN

La República del Ecuador es un país situado en la región noroccidental de América del Sur. Sus fronteras incluyen Colombia al norte, Perú al sur y al este, y el océano Pacífico al oeste, separándolo de las islas Galápagos por 972 kilómetros entre la península de Santa Elena y la isla San Cristóbal. Además, a través de su mar territorial que abarca las Islas Galápagos, mantiene límites marítimos con Costa Rica. En términos de superficie, el Ecuador abarca un área de 256370 km² [1].

Actualmente Ecuador ha emergido como una potencia energética, enfocándose en el desarrollo de fuentes de energía sostenible. Además, destaca por tener una de las concentraciones más elevadas de ríos por kilómetro cuadrado a nivel mundial [1]. Gracias a la abundancia de recursos hídricos en Ecuador, el país ha optado predominantemente por la generación de energía renovable a través de centrales hidroeléctricas, las cuales se encuentran distribuidas estratégicamente para llegar a todos los rincones del país, la infraestructura eléctrica de Ecuador se observa en la Figura 1-1.

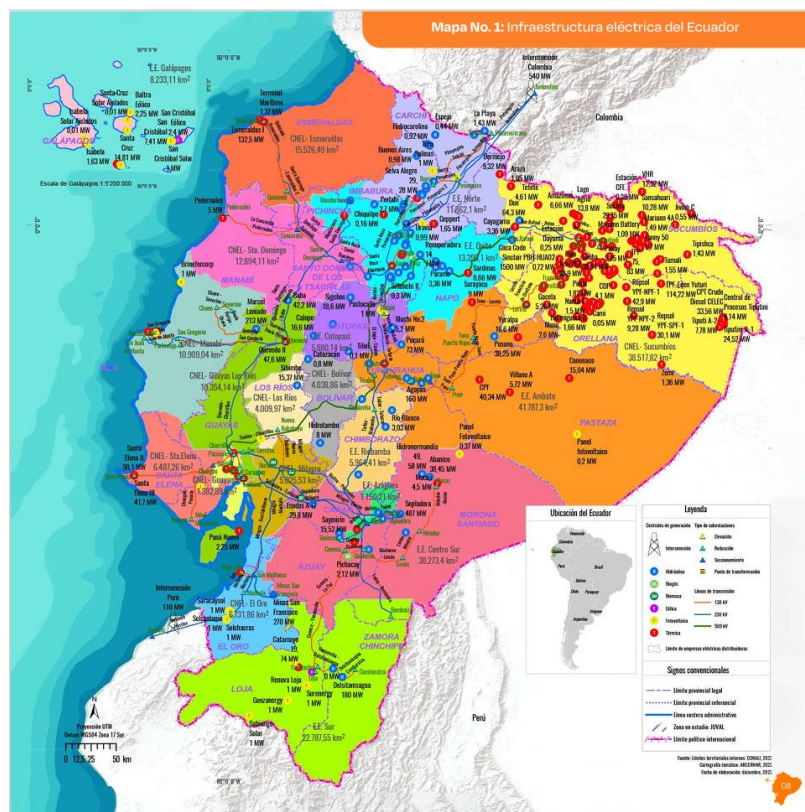


Figura 1-1 Mapa eléctrico Ecuador [2].

Debido al considerable potencial hidroeléctrico que posee el país, otras fuentes de energía renovable, como la eólica o la fotovoltaica, han sido escasamente exploradas y su presencia en el territorio ecuatoriano es casi inexistente. Dada la significativa evolución tecnológica en el ámbito de la energía renovable, este es un momento propicio para investigar a fondo estos modelos de generación y evaluar su viabilidad económica en comparación con el modelo energético hidroeléctrico.

A pesar de la significativa presencia de centrales hidroeléctricas en el país, en ocasiones la generación de energía no es suficiente, dando como resultado periodos con múltiples apagones. A pesar de que el país dispone de centrales de generación eléctrica no renovable, esta fuente de generación no es suficiente para compensar el déficit resultante en la generación hidroeléctrica, originado en años secos o por efecto de fenómenos naturales.

Teniendo en cuenta que cada modelo de generación renovable tiene sus desventajas, a menudo condicionadas por factores externos no controlables, resulta ideal contar con múltiples modelos de generación para lograr un equilibrio energético. De esta manera, alternativas de generación renovable, como la fotovoltaica o la eólica, podrían compensar el déficit en generación hidroeléctrica provocado por la sequía.

1.1 Objetivos

1.1.1 Objetivo General

Analizar la viabilidad económica del desarrollo de la generación renovable en Ecuador a través del estudio de alternativas energéticas. Con la finalidad de proporcionar al país diversas opciones de generación, reduciendo así su dependencia exclusiva de generación hidroeléctrica y generación no renovable.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Analizar el estado actual de la generación fotovoltaica y eólica en el país.
- Encontrar los puntos con mayor potencial fotovoltaico en el país y simular una planta solar mediante el software PVsyst.
- Realizar una simulación de un parque eólico instalado en Ecuador mediante el software OpenWind.
- Realizar comparativas entre los modelos de generación estudiados con el modelo hidráulico actual del país con ayuda de EnergyPlan.

1.2 Justificación

En 2009, una prolongada sequía resultó en un racionamiento de electricidad que se extendió por aproximadamente dos meses, generando pérdidas calculadas en alrededor de 1200 millones de dólares en el sector productivo. Diecisiete años antes, en 1992, los apagones llevaron al entonces presidente Sixto Durán Ballén a tomar la decisión de adelantar una hora en el reloj para iniciar las actividades más temprano [3]. Sin embargo, esta medida no fue una solución al problema del déficit en la generación eléctrica.

Actualmente Ecuador afronta nuevamente un estiaje, situación que ha generado múltiples cortes de energía en todo el territorio, esta situación se debe principalmente al efecto climático causado por el conocido "Fenómeno Del Niño" [3]. Dado que la mayor parte de la generación eléctrica en Ecuador proviene de centrales hidroeléctricas, resulta desafiante mantener una generación constante de energía eléctrica que pueda satisfacer la demanda del país.

Debido a esto, se propone analizar la viabilidad económica de otros modelos energéticos renovables en Ecuador. El país cuenta con extensos valles y áreas propicias donde se podrían instalar centrales fotovoltaicas o eólicas, proporcionando así un suministro adicional de energía que ayudaría a hacer frente al déficit energético ocasionado por las sequías.

2 EVOLUCIÓN ENERGÉTICA DEL ECUADOR

El comienzo de la industria eléctrica en Ecuador se remonta a la década de los 90, cuando se estableció la primera central hidráulica en la ciudad de Loja. En 1897, se fundó la empresa "Luz y Fuerza" en Loja, la cual adquirió dos turbinas de 12 kW cada una, instalándolas en las cercanías de una caída del río Malacatos [4]. La capital Quito, desde 1911, contaba con alumbrado público, mientras que en Cuenca se estableció una planta de 37.5 kW en 1914, la cual se amplió a 102 kW en 1922 [5].

Hacia 1940, las municipalidades asumieron la responsabilidad del servicio eléctrico, impulsando la instalación masiva de pequeñas centrales hidroeléctricas, que alcanzaron una capacidad total de aproximadamente 120 MW para 1961. Hasta los años cincuenta del siglo pasado, el servicio eléctrico en Ecuador estaba fragmentado en numerosas empresas municipales, con infraestructuras aisladas, limitadas y en algunos casos obsoletas, cubriendo solo el 17 % de la población [4].

La creación del Instituto Ecuatoriano de Electrificación (INECEL) en mayo de 1961, mediante el Decreto Ley de Emergencia No. 24, le asignó la tarea de integrar el sistema eléctrico nacional y elaborar un Plan Nacional de Electrificación alineado con el Plan de Desarrollo Económico y Social de Ecuador [4].

2.1 Focalización en la Generación Hidráulica

La importante inversión realizada en el desarrollo de infraestructuras hidroeléctricas que se lleva a cabo desde el año 2006 ha marcado un hito trascendental en la configuración de la política energética nacional. Este enfoque estratégico no solo ha permitido disminuir considerablemente la dependencia del país de fuentes de energía no renovables, sino que también ha generado impactos positivos en la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero. Además, se ha traducido en un incremento notable de los recursos exportables de petróleo, fortaleciendo así la posición económica de la nación [6].

A pesar de este logro significativo, es importante abordar de manera detallada algunas limitaciones asociadas a este cambio en la matriz energética. Este análisis crítico se enfoca en aspectos que incluyen, entre otros, la variabilidad climática, los retos en la gestión de recursos hídricos y la necesidad de abordar de manera sostenible los posibles impactos ambientales. Estos desafíos, aunque presentes, resaltan la importancia de continuar explorando y perfeccionando estrategias para consolidar y optimizar aún más la transición hacia fuentes de energía más limpias y sostenibles.

En un primer plano, la estrategia energética adoptada en Ecuador ha focalizado la inversión en proyectos de gran envergadura, destacando especialmente Coca-Codo Sinclair. Estos proyectos, en ocasiones, han evidenciado cierta susceptibilidad. Tanto en el caso de Paute Amaluza, la central hidroeléctrica más extensa del país, como en Daule-Peripa, se han enfrentado a desafíos significativos relacionados con la sedimentación de partículas sólidas y el asolvamiento de los embalses, comprometiendo la eficiencia y la durabilidad de dichos proyectos [6].

El rápido proceso de erosión en las cuencas superiores de los ríos se debe a la deforestación y prácticas agrícolas inapropiadas en terrenos con pendiente. Esto destaca la necesidad urgente de adoptar una política integral de gestión de cuencas antes de continuar con proyectos hidroeléctricos a gran escala. Es esencial abordar la deforestación, especialmente en las áreas de transición de la cordillera de los Andes, para asegurar el éxito de estos proyectos. Sin embargo, Ecuador carece de una estrategia sólida para detener la deforestación.

En segundo lugar, la estrategia de electrificación ha pasado por alto la priorización de la construcción de minicentrales hidroeléctricas, las cuales, por lo general, no requieren embalses, ofrecen una diversificación en el suministro eléctrico y generan impactos positivos en la economía local, así mismo la construcción de centrales de agua fluyente es una alternativa que actualmente se está considerando, este tipo de centrales no embalsan agua y adaptan su funcionamiento al régimen natural de caudales de los ríos [7]. La tecnología para implementar centrales hidroeléctricas a pequeña escala ha avanzado considerablemente, y Ecuador cuenta con condiciones óptimas para llevar a cabo este tipo de inversiones [6].

Como tercer aspecto crítico, se puede observar que la inversión se encuentra desequilibradamente enfocada en recursos hidroeléctricos, mientras que otras fuentes de energía, como la eólica, solar y geotérmica, han recibido poca atención, a pesar del significativo potencial presente en el país. Una estrategia más diversificada podría establecer una base energética menos vulnerable ante los impactos del cambio climático en la pluviosidad, especialmente en la vertiente amazónica de la cordillera. Además, aprovecharía la marcada disminución de los costos unitarios asociados a estas fuentes de energía, especialmente en el caso de los paneles fotovoltaicos.

2.2 Situación Energética Actual

Para el año 2022, se reportó una capacidad de generación a nivel nacional que ascendió a 8864.37 MW de potencia nominal y 8219.55 MW de potencia efectiva, como se detalla en la Tabla 2-1. Este cálculo comprende tanto a las empresas generadoras, autoconsumo y distribuidoras con capacidad de generación [2].

Tabla 2-1 Potencia nominal y efectiva a nivel nacional (MW) [2].

Tipo de Fuente	Tipo de Central	Tipo de Unidad	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
No renovable	Térmica	MCI	2033.18	1625.11
		Turbogás	943.85	790.55
		Turbovapor	461.63	431.50
<i>Total no renovable</i>			3438.65	2847.16
Renovable	Biomasa	Turbovapor	144.30	136.40
	Eólica	Eólica	53.15	49.72
	Hidráulica	Embalse	1733.20	1749.60
		Pasada	3458.10	3401.71
	Fotovoltaica	Fotovoltaica	28.65	27.76
Biogás	MCI	8.32	7.20	
<i>Total renovable</i>			5425.72	5372.40
Total general			8864.37	8219.55

2.2.1 Generación Eléctrica no Renovable

Dada las desventajas asociadas al uso de energías no renovables, respaldada por estudios científicos que demuestran su impacto negativo en el medio ambiente y en la salud humana, es esencial reducir progresivamente la dependencia de ellas. Según informes del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC), el uso continuo de combustibles fósiles contribuye significativamente al calentamiento global y al cambio climático, exacerbando fenómenos climáticos extremos como sequías e inundaciones [8].

El hecho de que la única alternativa de generación energética del Ecuador se base en fuentes no renovables debe ser considerado como una preocupación legítima, especialmente cuando la energía hidroeléctrica, que es una fuente renovable, enfrenta déficits. Datos recopilados por instituciones científicas, como el Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI), señalan la importancia de diversificar las fuentes de energía para garantizar la resiliencia del sistema energético ante eventos climáticos extremos [9].

Al recurrir a fuentes de generación no renovables como única alternativa a la generación hidráulica, el país opta por una práctica poco sostenible que contradice las recomendaciones de la comunidad científica internacional. Por lo tanto, es imperativo reducir la dependencia de la energía no renovable y avanzar hacia un modelo energético más sostenible, en línea con los objetivos establecidos en acuerdos internacionales como el Acuerdo de París sobre el cambio climático.

En Ecuador, las centrales de generación no renovable emplean combustibles fósiles, como derivados del petróleo y gas natural, como su principal fuente de energía para la producción de electricidad. Hasta el año 2022, se registró una capacidad total de 3438.68 MW de potencia nominal a nivel nacional. Las instalaciones de generación que utilizan fuentes de energía no renovable están distribuidas en las cuatro regiones del país: costa (que comprende 6 provincias), sierra (con 6 provincias), amazonía (que incluye 5 provincias) e islas Galápagos.

En cuanto a la tecnología utilizada, las centrales térmicas equipadas con motores de combustión interna (MCI) representaron una capacidad nominal de 2033.20 MW para el año 2022. Les siguieron las centrales de turbogás, con 943.85 MW, y las centrales de turbovapor, con 461.63 MW [2]. En la Tabla 2-2 se presenta una comparación entre la potencia instalada y la potencia efectiva de los diversos tipos de centrales que utilizan fuentes de energía no renovable, así como las provincias de Ecuador donde están ubicadas.

Tabla 2-2 Potencia de centrales de generación con fuentes de energía no renovable (MW) [2].

Tipo de Unidad	Provincia	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
MCI	Cañar	19.20	17.20
	Esmeraldas	112.42	94.22
	Galápagos	24.29	21.14
	Guayas	40.37	36.43
	Imbabura	29.28	24.30
	Loja	19.74	17.17
	Los Ríos	47.60	40.50
	Manabí	201.62	170.52
	Morona Santiago	4.50	4.00
	Napo	77.08	54.01
	Orellana	657.57	503.53
	Pastaza	61.10	50.97
	Pichincha	109.34	101.32
	Santa Elena	131.80	105.03
	Sucumbíos	492.29	381.19
Tungurahua	5.00	3.60	
<i>Total MCI</i>		2033.20	1625.13
Turbogás	El Oro	275.36	249.60
	Guayas	451.34	379.00
	Manabí	22.00	19.00
	Orellana	77.00	57.20
	Pichincha	71.10	51.00
	Sucumbíos	47.05	34.75
<i>Total Turbogás</i>		943.85	790.55
Turbovapor	Cañar	3.63	2.50
	Esmeraldas	132.50	125.00
	Guayas	313.50	293.00
	Orellana	12.00	11.00
<i>Total Turbopapor</i>		461.63	431.50
Total general		3438.68	2847.18

2.2.2 Generación Eléctrica Renovable

En el año 2022, la capacidad nominal total de generación eléctrica en Ecuador alcanzó los 8,864.37 MW, evidenciando el crecimiento continuo del sector energético del país. De esta cifra, el 61.21 % proviene de fuentes de energía renovable, mientras que el 39.79 % restante corresponde a fuentes no renovables [2].

Las fuentes de energía renovable utilizadas para la generación eléctrica incluyen hidroeléctrica, biomasa, fotovoltaica, eólica y biogás. No obstante al observar la Figura 2-1 se puede apreciar como la generación hidroeléctrica predomina sobre las demás, el aporte de otras fuentes renovables es relativamente bajo. Esto destaca la importancia de diversificar aún más la matriz energética para reducir la dependencia de una única tecnología y fortalecer la resiliencia del sistema.

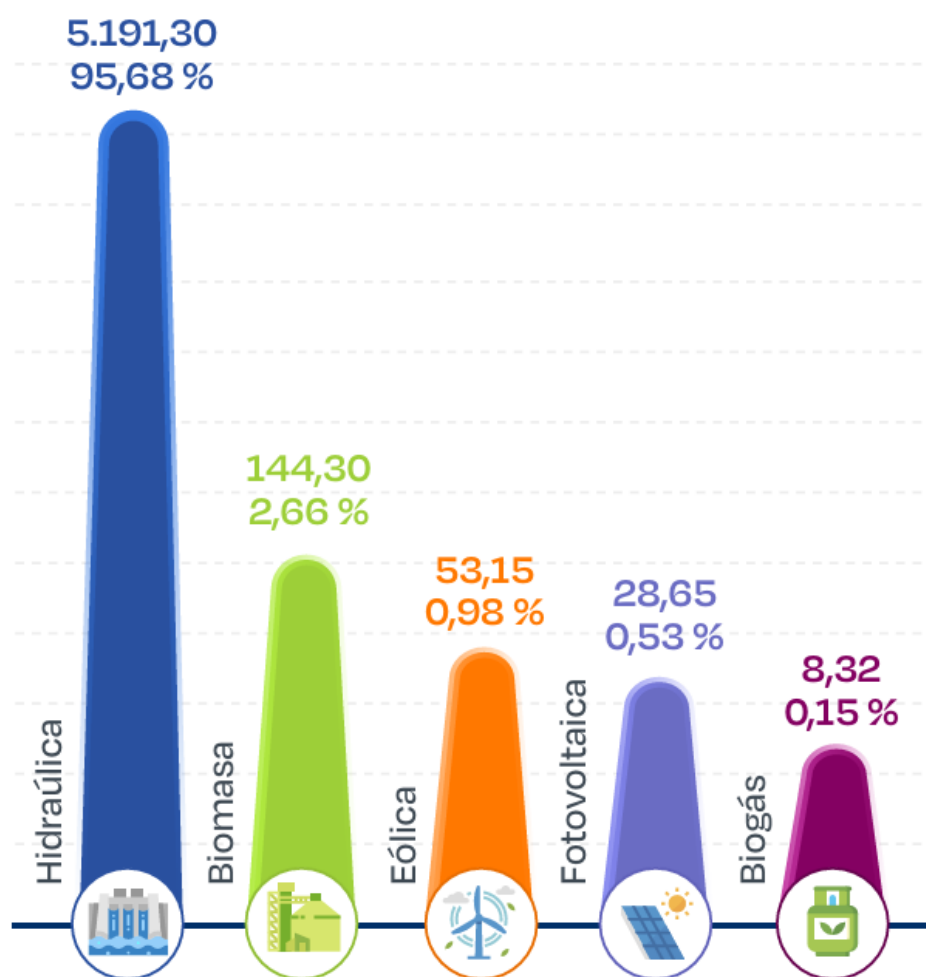


Figura 2-1 Potencia nominal de centrales de generación con fuentes de energía renovable (MW) [2].

Las centrales hidroeléctricas juegan un papel crucial en la generación renovable, representando el 95.68 % del total de fuentes renovables. Con una capacidad instalada de 5191.30 MW, estas centrales están estratégicamente ubicadas en las regiones costa, sierra y amazonía, aprovechando los recursos hídricos locales [2].

Como se observa en la Tabla 2-3, la provincia de Azuay destaca como líder en capacidad instalada, con 2042.49 MW, principalmente gracias a la central hidroeléctrica Molino. En segundo lugar se encuentra Napo, con 1565.60 MW, impulsada por la central Coca Codo Sinclair, que contribuye con 1500 MW de potencia nominal [2].

Tabla 2-3 Potencia de centrales de generación renovable hidráulica (MW) [2].

Tipo de Unidad	Provincia	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Hidráulica	Azuay	2042.49	2067.39
	Bolívar	8.00	8.00
	Cañar	32.33	32.33
	Carchi	5.82	5.14
	Chimborazo	16.33	16.04
	Cotopaxi	47.39	45.27
	Guayas	213.00	213.00
	Imbabura	75.45	76.61
	Los Ríos	57.57	56.20
	Morona Santiago	138.02	137.52
	Napo	1565.60	1540.75
	Pichincha	201.30	199.00
	Sucumbíos	64.30	64.30
	Tungurahua	505.30	476.76
	Zamora Chinchipe	218.40	213.00
Total Hidráulica		5191.30	5151.31

2.2.3 Producción de Energía Eléctrica

La producción de energía eléctrica en Ecuador, correspondiente al año 2022, se presenta detalladamente en la Tabla 2-4. Este conjunto de datos ofrece una visión integral del rendimiento energético del país, mostrando la contribución de diversas fuentes de generación a la red eléctrica nacional.

Tabla 2-4 Energía generada 2022 (GWh) [2].

Tipo de Fuente	Tipo de Central	Energía Generada 2022 (GWh)	Composición (%)
No renovable	Térmica MCI	5366.38	16.26
	Turbovapor	1496.46	4.53
	Turbogás	1021.54	3.09
<i>Total no renovable</i>		<i>7884.38</i>	<i>23.88</i>
Renovable	Hidráulica	24635.16	74.64
	Biomasa	348.08	1.05
	Eólica	60.60	0.18
	Biogás	41.59	0.13
	Fotovoltaica	38.50	0.12
<i>Total renovable</i>		<i>25123.93</i>	<i>76.12</i>
Total general		33008.31	100.00

Según los registros recopilados, la producción total de energía eléctrica alcanzó la cifra de 33008.31 GWh. La mayor parte de esta producción, equivalente al 76.12 %, proviene de centrales de energía renovable, mientras que el restante 23.88 % es aportado por centrales de energía no renovable [2].

Como se ha mencionado previamente, la distribución de la generación de energía en el país muestra un desequilibrio notable, como se detalla en la Figura 2-2. En el año analizado, las centrales hidroeléctricas representaron la mayor parte de la generación eléctrica, contribuyendo con un impresionante 74.64 %. Les siguieron las centrales térmicas MCI, que aportaron con un 16.26% del total. En tercer lugar, se encontraron las centrales de turbovapor con un 4.53 % y las de turbogás con un 3.09 %. Las demás categorías de centrales generaron una cantidad de energía insignificante en comparación con estas principales fuentes de generación.

Producción energética anual porcentual, 2022.

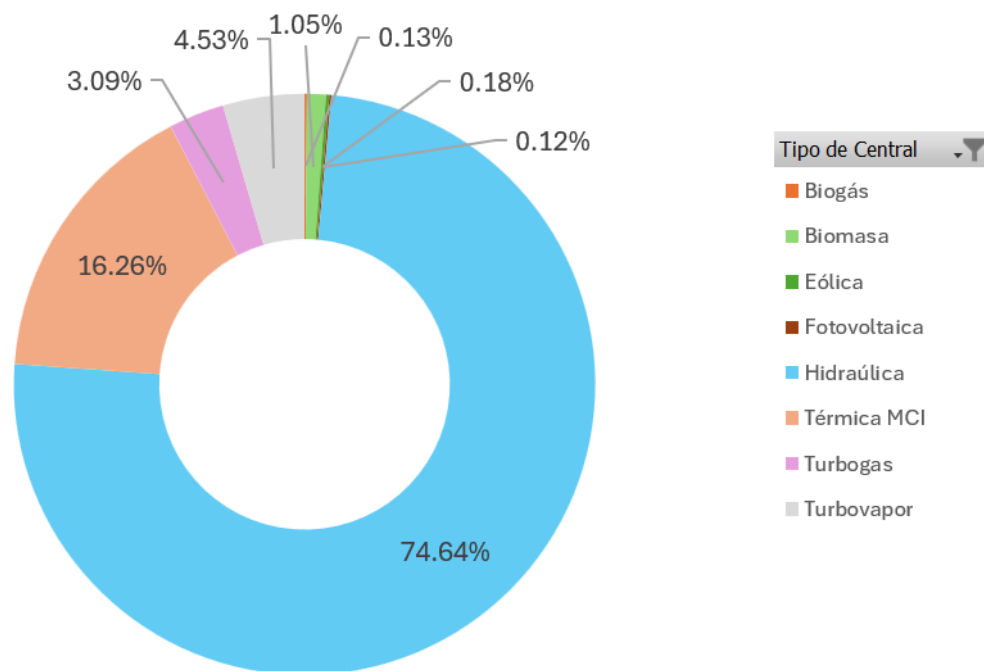


Figura 2-2 Producción energética anual (%) [2].

Cuando se analizan la producción de energía netamente de las fuentes de energía renovable, se evidencia un desequilibrio aún más marcado en la generación eléctrica, como se muestra en la Figura 2-3. Las centrales hidroeléctricas dominan la escena, contribuyendo con un 98.06 % de toda la energía renovable generada en el país. Esto confirma claramente la notable carencia en la generación de energía renovable proveniente de otras fuentes en el país. En particular, las centrales eólicas y fotovoltaicas apenas aportan un 0.18 % y un 0.12 %, respectivamente, lo que resalta aún más la disparidad en la contribución de estas tecnologías a la matriz energética nacional.

Producción energética renovable anual porcentual, 2022.

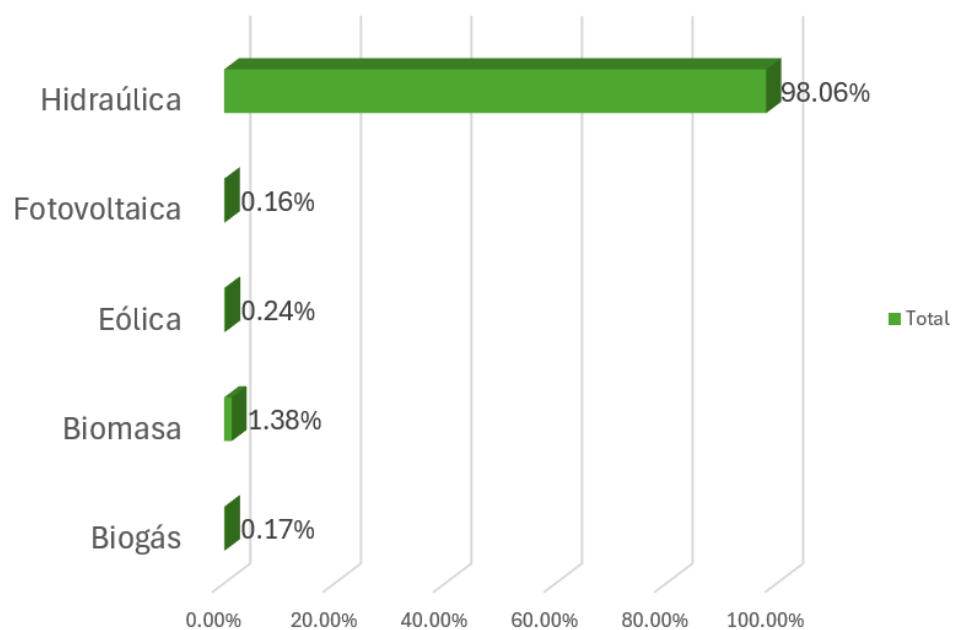


Figura 2-3 Producción energética con fuentes de generación renovable, 2022 (%) [2].

3 GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

3.1 Funcionamiento

En la búsqueda de soluciones energéticas sostenibles y respetuosas con el medio ambiente, las centrales fotovoltaicas se han posicionado como una opción prominente en el panorama energético mundial. Estas instalaciones aprovechan la radiación solar para generar electricidad de manera limpia y renovable, representando un paso significativo hacia la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y la dependencia de combustibles fósiles.

El principio fundamental de las centrales fotovoltaicas radica en el efecto fotovoltaico, descubierto por primera vez en 1839 por Alexandre-Edmond Becquerel, que describe la capacidad de ciertos materiales, como el silicio, para generar corriente eléctrica cuando son expuestos a la luz solar. Este fenómeno ha sido refinado y aprovechado en la tecnología moderna de células solares, que conforman los paneles fotovoltaicos utilizados en estas centrales [10].

Las centrales fotovoltaicas varían en escala, desde pequeñas instalaciones en techos residenciales hasta grandes parques solares en terrenos extensos. Independientemente de su tamaño, todas comparten el objetivo común de convertir la energía solar en electricidad de manera eficiente y rentable.

A lo largo de las últimas décadas, los avances tecnológicos en la fabricación de células solares, así como en la ingeniería de sistemas fotovoltaicos, han mejorado significativamente la eficiencia y la rentabilidad de estas instalaciones. Esto ha llevado a una rápida expansión del uso de la energía solar en todo el mundo, con las centrales fotovoltaicas desempeñando un papel cada vez más importante en la transición hacia una matriz energética más limpia y diversificada.

Previo a la construcción de una planta fotovoltaica, es imprescindible llevar a cabo una evaluación del área donde se planea instalar. Esta evaluación no solo implica la medición de la radiación solar, sino también un análisis topográfico detallado del sitio para determinar la ubicación óptima de la futura planta solar. Es importante considerar que una instalación de alrededor de 50 MW requiere aproximadamente 100 hectáreas de terreno en promedio (siempre sujeto a la tecnología específica utilizada) [11].

3.1.1 Componentes

Como se observa en la Figura 3-1 las centrales fotovoltaicas constan de una serie de componentes interconectados que trabajan en conjunto para capturar, convertir y distribuir la energía solar de manera eficiente. A continuación, se detallan los principales componentes de las centrales fotovoltaicas [12]:

- **Paneles Solares Fotovoltaicos:** Los paneles solares son el corazón de una central fotovoltaica. Estos dispositivos están compuestos por células solares fabricadas generalmente de silicio cristalino o materiales semiconductores similares. Cuando la luz solar incide sobre las células solares, los electrones en el material semiconductor se excitan, generando una corriente eléctrica que fluye a través del panel. Los paneles solares pueden estar dispuestos en diversas configuraciones, desde módulos individuales hasta matrices de paneles interconectados [12]. La eficiencia y la capacidad de generación de energía de una central fotovoltaica dependen en gran medida del tipo y la calidad de los paneles solares utilizados [13].
- **Estructuras de Montaje:** Los paneles solares se instalan en estructuras de montaje, que pueden ser fijas o con capacidad de seguimiento solar. Las estructuras de montaje están diseñadas para sostener los paneles en la posición adecuada y orientarlos hacia el sol para maximizar la captación de radiación solar [13]. Estas estructuras pueden ser montadas en tierra, en tejados o en estructuras elevadas especialmente diseñadas.

- **Inversores:** Los inversores son dispositivos electrónicos esenciales en una central fotovoltaica. Su función principal es convertir la corriente continua (CC) producida por los paneles solares en corriente alterna (CA), que es la forma de electricidad utilizada en la mayoría de los sistemas de distribución eléctrica y en los hogares [13]. Los inversores también controlan y optimizan el rendimiento de los paneles solares, ajustando la tensión y la frecuencia de salida según las condiciones de carga y la radiación solar.
- **Sistema de Montaje y Estructuras de Soporte:** Las centrales fotovoltaicas requieren sistemas de montaje y estructuras de soporte para fijar los paneles solares en su lugar [13]. Estos sistemas están diseñados para soportar los paneles de manera segura y resistir las condiciones climáticas adversas. Pueden incluir postes, rieles, soportes y anclajes adecuados para la instalación en diferentes tipos de terreno y ubicaciones.
- **Sistema de Almacenamiento de Energía:** Algunas centrales fotovoltaicas pueden incluir sistemas de almacenamiento de energía, como baterías, para almacenar el exceso de electricidad producida durante el día y utilizarla en momentos de baja radiación solar o alta demanda de energía. Los sistemas de almacenamiento de energía mejoran la fiabilidad y la estabilidad del suministro eléctrico, permitiendo la integración de energía solar en la red eléctrica de manera más eficiente [12].
- **Sistema de Monitoreo y Control:** Los sistemas de monitoreo y control supervisan el rendimiento de la central fotovoltaica, recopilando datos sobre la producción de energía, el estado de los paneles solares y otros parámetros relevantes para garantizar un funcionamiento óptimo y detectar cualquier problema o anomalía. Estos sistemas pueden incluir sensores, medidores y software de gestión remota que permiten a los operadores monitorear y controlar la central desde una ubicación centralizada [12].

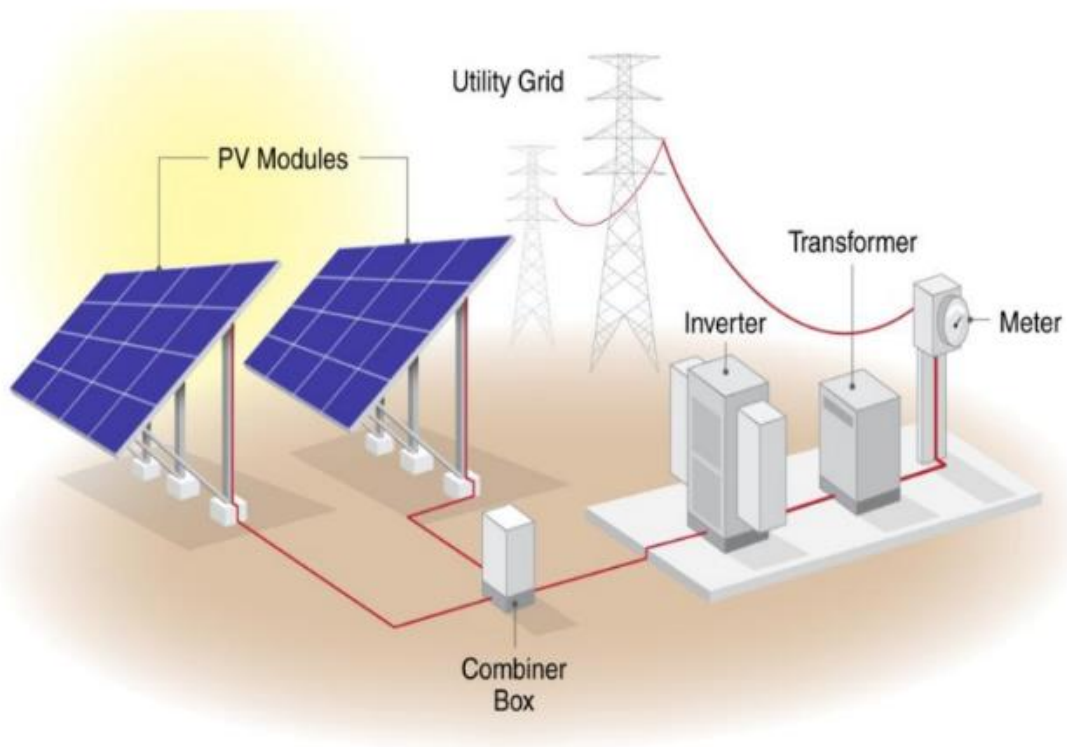


Figura 3-1 Componentes de una central fotovoltaica [11].

3.2 Recurso Solar Fotovoltaico en Ecuador

3.2.1 Actualidad

La situación actual de los sistemas fotovoltaicos en Ecuador experimenta un crecimiento notable en su adopción de energía solar, respaldado tanto por políticas gubernamentales favorables como por avances tecnológicos significativos. Sin embargo, también enfrenta desafíos considerables relacionados con su integración en la red eléctrica y su sostenibilidad financiera, así como con la oferta limitada de fabricantes de paneles solares, entre otros aspectos. El país posee características geográficas y climáticas únicas que pueden influir en la implementación efectiva de sistemas fotovoltaicos [14].

Ecuador cuenta con un potencial solar excepcionalmente alto debido a su ubicación en la zona intertropical. En recientes estudios se ha registrado un promedio de radiación solar diaria de 4.4 kWh/m^2 [15]. La región andina del país, en particular, experimenta los niveles más altos de radiación solar, gracias a su elevada altitud, lo que le permite recibir una irradiación solar intensa a lo largo de todo el año.

La ubicación geográfica del Ecuador, en la línea ecuatorial, garantiza un recurso solar prácticamente constante a lo largo del año, lo que representa una ventaja significativa en la planificación de proyectos fotovoltaicos al evitar la necesidad de equipos adicionales para compensar la variabilidad estacional del recurso. Sin embargo, la presencia de la cordillera de los Andes crea microclimas diversos que pueden influir en el potencial solar de ciertas áreas [14].

Tal como se observa en la Figura 3-2, la irradiación global horizontal (IGH) anual varía considerablemente, desde $2.9 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ hasta $6.3 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ a lo largo del territorio ecuatoriano. En términos generales, las regiones de mayor altitud tienden a experimentar niveles de radiación más elevados debido a la menor presencia de nubes y al menor espesor de la atmósfera, mientras que las áreas cercanas a la costa u oriente pueden presentar niveles más bajos debido a la formación de nubes causada por la presión atmosférica [16].

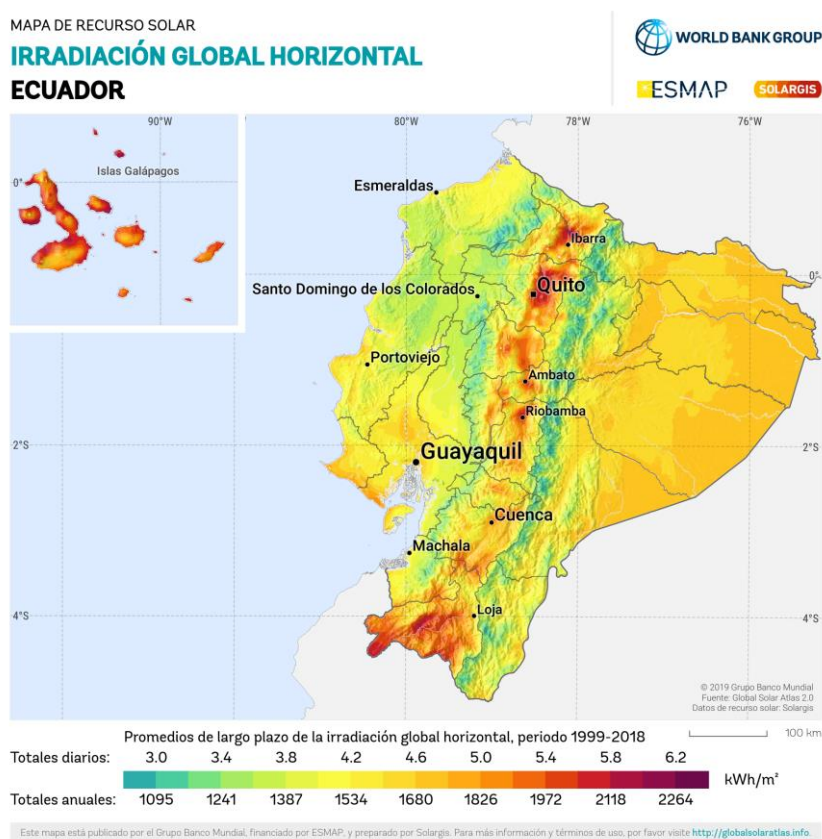


Figura 3-2 Mapa de irradiación global horizontal (IGH) del Ecuador [17].

Los niveles de radiación solar en Ecuador son lo suficientemente altos como para permitir la implementación generalizada de tecnologías solares térmicas y fotovoltaicas. Según estudios como el de Cevallos-Sierra y Ramos-Martín, un valor de 3.8 kWh/m² día se considera un umbral adecuado para la viabilidad de proyectos fotovoltaicos [16]. El análisis del mapa de irradiación global horizontal anual muestra que aproximadamente el 75 % del territorio ecuatoriano supera este valor, con especial énfasis en provincias como Pichincha, Imbabura, Loja y Galápagos. Estas regiones exhiben un alto potencial solar, lo que resulta fundamental dado que albergan una parte significativa de la industria y la población del país.

En particular, provincias como Pichincha e Imbabura, con niveles de radiación que oscilan entre 4.5 y 5.7 kWh/m² día, son áreas de gran interés debido a su importancia económica y demográfica. Por otro lado, Loja destaca como la región con el mayor potencial solar en el Ecuador continental, con niveles que van desde 4.2 hasta 5.7 kWh/m² día [16]. A pesar de que la actividad industrial en esta zona aún está en desarrollo, la implementación de proyectos solares podría ser clave para diversificar su matriz productiva y fomentar su crecimiento económico.

Finalmente, las islas Galápagos se destacan por su excepcional potencial solar, con valores de irradiación que alcanzan entre 4.8 y 6.3 kWh/m² día. Esto sugiere una alta viabilidad para la implementación de tecnologías solares en la diversificación de la matriz energética de estas islas, ofreciendo oportunidades significativas para la generación de energía limpia y sostenible [16].

3.2.2 Centrales Fotovoltaicas en Ecuador

En la actualidad, en Ecuador, un total de 10 provincias han implementado sistemas de generación fotovoltaica. Según se muestra en la Tabla 3-1, la potencia instalada efectiva en el año 2022 alcanza los 27.76 MW. Se destaca la notable presencia de instalaciones fotovoltaicas en las provincias de El Oro y Loja, con una potencia instalada de 5.99 MW y 5.12 MW respectivamente.

Tabla 3-1 Potencia de centrales de generación renovable fotovoltaica (MW) [2].

Tipo de Unidad	Provincia	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Fotovoltaica	Cotopaxi	2.00	2.00
	El Oro	5.99	5.99
	Galápagos	3.62	3.62
	Guayas	3.98	3.98
	Imbabura	4.00	3.99
	Loja	5.99	5.12
	Manabí	1.50	1.49
	Morona Santiago	0.37	0.37
	Pastaza	0.20	0.20
	Pichincha	1.00	1.00
Total Fotovoltaica		28.65	27.76

En el panorama energético de Ecuador, caracterizado históricamente por la predominancia de centrales hidroeléctricas en su sistema de generación renovable, se ha observado un crecimiento significativo en la adopción de tecnologías fotovoltaicas en los últimos tiempos. Este cambio se refleja con la presencia de un total de 35 centrales fotovoltaicas operativas a lo largo y ancho del territorio nacional, como se evidencia en la Figura 3-3. Este aumento en la instalación de infraestructuras solares responde a una tendencia global hacia la diversificación de fuentes de energía y a la creciente conciencia sobre la importancia de reducir la dependencia de recursos no renovables [18].

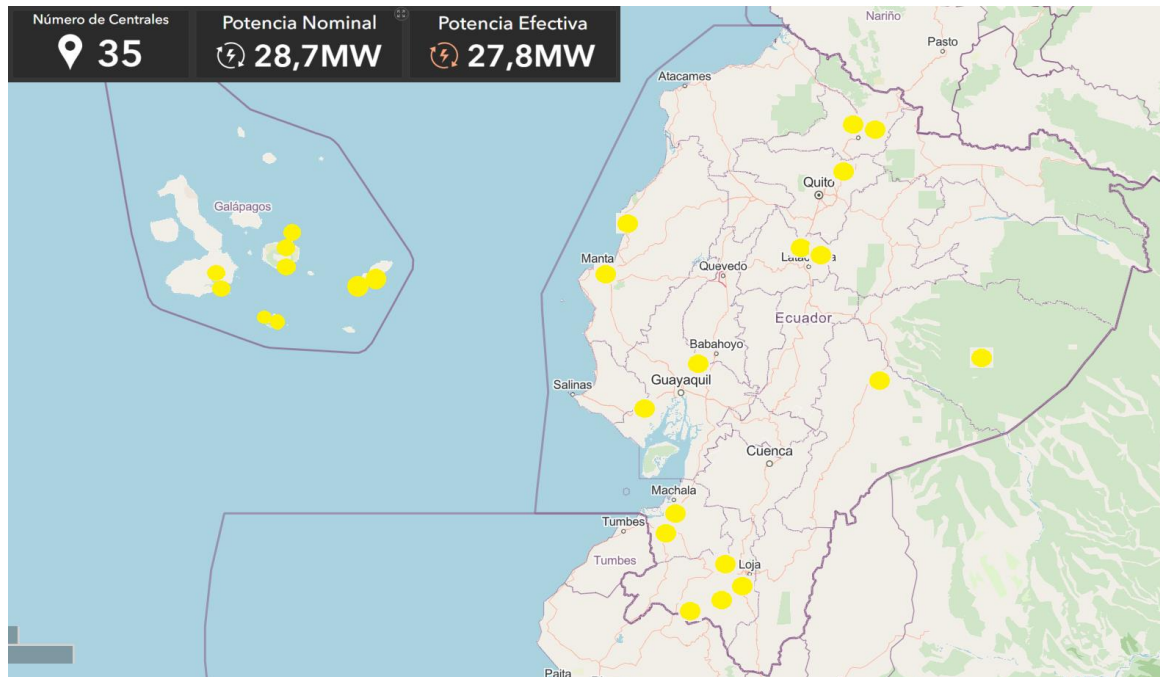


Figura 3-3 Mapa de centrales fotovoltaicas en Ecuador [18].

A pesar de la proliferación de centrales fotovoltaicas en el país, su contribución a la generación eléctrica es significativamente baja, alcanzando apenas 38.50 GWh. En comparación, las centrales hidroeléctricas generaron un total de 24635.16 GWh de energía, como se observa en la Figura 3-4. Esto indica que la energía generada por las centrales fotovoltaicas representa únicamente el 0.16 % del total de la energía generada a partir de fuentes renovables.

Comparativa de generación eléctrica hidráulica y fotovoltaica, 2022.

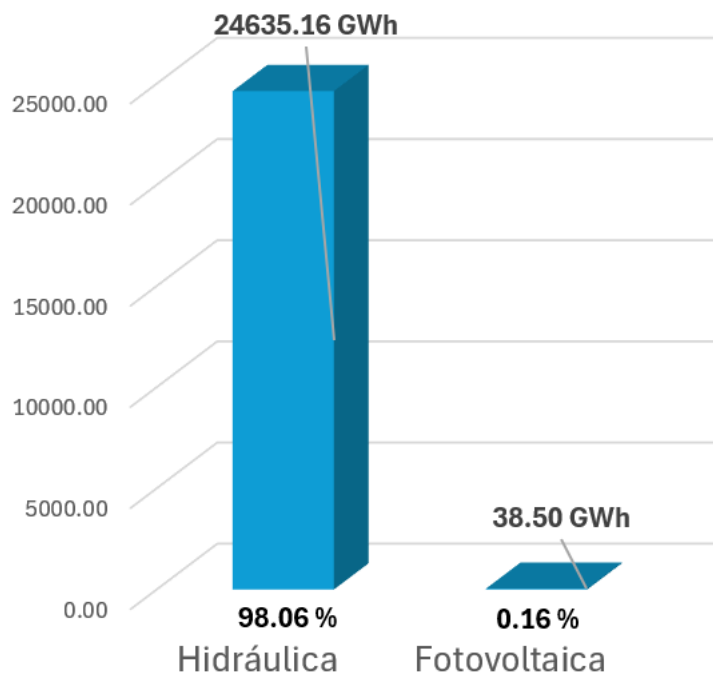


Figura 3-4 Comparativa de generación hidráulica y fotovoltaica.

3.3 Explotación Fotovoltaica en Ecuador

Para estimar la viabilidad de la explotación fotovoltaica en Ecuador, se llevará a cabo la simulación de diferentes tipos de centrales para analizar diversos escenarios. Se estudiarán tres tamaños de huertos fotovoltaicos, clasificados según su potencia instalada: grandes huertos fotovoltaicos, huertos medianos, y pequeños huertos. El objetivo de esta segmentación es evaluar la viabilidad de instalar pocos huertos de gran potencia frente a la opción de implementar múltiples huertos con potencias menores. De esta manera, se obtendrá una perspectiva más precisa de la capacidad de generación de energía fotovoltaica en Ecuador.

3.3.1 Estudio del Terreno

Para el diseño de los huertos fotovoltaicos, se ha elegido una amplia parcela ubicada en la costa ecuatoriana como se observa en la Figura 3-5. Esta elección se basa en el hecho de que el terreno ya ha sido previamente aplanado con miras a proyectos alineados con la energía eléctrica. El área en cuestión es conocida como la "Refinería del Pacífico", nombre que proviene de un proyecto anterior para la construcción de una gran refinería en la zona durante el gobierno del expresidente Rafael Correa. Este proyecto implicó el aplanado de 540 hectáreas de terreno. Sin embargo, debido a diversos contratiempos, el proyecto fracasó, dejando la parcela aplanada sin un uso claro a futuro [19].



Figura 3-5 Ubicación del terreno para instalación de huertos fotovoltaicos.

En la actualidad, se han establecido convenios con empresas europeas para la implementación de futuros proyectos de energía renovable en esta área [20]. Por lo tanto, se considera que este sitio es adecuado para el presente estudio. Se utilizará esta misma ubicación para el diseño de los tres tipos de huertos fotovoltaicos, y los resultados obtenidos servirán como referencia para evaluar el potencial de generación fotovoltaica en el país.

3.3.2 Localización

La ubicación del terreno para el caso de estudio es la siguiente:

- Calle: Vía Operativa Refinería del Pacífico
- Ciudad: Manta
- Provincia: Manabí
- Latitud: -1.068316°
- Longitud: -80.773381°
- Altitud: 267 metros

Para la localización y extracción de los datos geográficos se utilizó el software "Google Earth Pro", como se observa en la Figura 3-6, la parcela se encuentra aplanada y adecuada para la instalación de centrales eléctricas de cualquier tipo, la superficie total del terreno es de 5.40 km^2 , el porcentaje de superficie a utilizar variará dependiendo del tamaño del huerto fotovoltaico a diseñar.



Figura 3-6 Vista del terreno bajo estudio.

Dado el tamaño considerable de la parcela, se realizarán tres diseños correspondientes a centrales de diferentes escalas: pequeña, mediana y grande. Es importante destacar que el terreno se encuentra en una zona con niveles medios de irradiación. Por lo tanto, las estimaciones de potencia instalada y energía generada obtenidas en las simulaciones serán relevantes como referencia para otras áreas geográficas del país con condiciones

climáticas similares.

3.3.3 Componentes Fotovoltaicos

Para el estudio se han seleccionado componentes comerciales de uso frecuente en instalaciones de centrales fotovoltaicas, con el fin de obtener resultados más reales.

Panel Solar

El panel escogido para el diseño de las centrales fotovoltaicas, tanto pequeñas, medianas y grandes que se observa en la Figura 3-7 es el Longi Solar Hi-MO 4 de 450 Wp. Se incluye la ficha técnica en el Anexo 1.

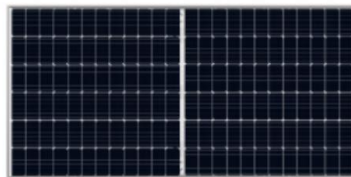


Figura 3-7 Módulo fotovoltaico Longi Solar Hi-MO 4 de 450 Wp [21].

Los paneles fotovoltaicos que se emplearán en todos los diseños de las centrales ya sean pequeñas, medianas o grandes, serán idénticos y tendrán las especificaciones de funcionamiento detalladas en la Tabla 3-2.

Tabla 3-2 Características de funcionamiento módulo Longi Solar Hi-MO 4 de 450 Wp [21].

Características Mecánicas		
Número de células	144 (6x24)	
Caja de Conexiones	IP68, tres diodos	
Vidrio	Vidrio doble, 2.0+2.0mm	
Marco	Marco de aleación de aluminio anodizado	
Peso [Kg]	27.50	
Dimensiones [mm]	2094x1038x35	
Características Eléctricas		
Modelo	LR4-72HBD-450M	
Condiciones de Rendimiento	STC	NOCT
Potencia Máxima (Pmax) [W]	450.00	337.30
Tensión de Circuito Abierto (Voc) [V]	49.60	46.60
Corriente de Cortocircuito (Isc) [A]	11.58	9.34
Tensión a Máxima Potencia (Vmp) [V]	41.40	38.80
Corriente a Máxima Potencia (Imp) [A]	10.87	8.70
Eficiencia del Módulo [%]	20.70	

Inversor

Para el diseño de todas las centrales fotovoltaicas se ha elegido el inversor Sungrow SG2500HV-MV-20 como se observa en la Figura 3-8, esto considerando criterios técnicos y operativos específicos. En primer lugar, la capacidad nominal de 2.5 MW del inversor lo posiciona como una opción idónea para aplicaciones de mediana a gran escala, alineándose con las dimensiones de las centrales en estudio. Esta capacidad asegura una gestión eficiente de la potencia generada, permitiendo una integración óptima con las condiciones del sitio y la carga eléctrica demandada [22].



Figura 3-8 Inversor Sungrow SG2500HV-MV-20 [22].

Otro aspecto relevante es la tecnología avanzada de seguimiento de punto de máxima potencia (MPPT) incorporada en el inversor. Este sistema maximiza la eficiencia de conversión de energía solar en electricidad utilizable, optimizando el rendimiento global de la planta fotovoltaica. Asimismo, la robustez y fiabilidad en su diseño son atributos determinantes, asegurando una operación estable y de larga duración en diversas condiciones ambientales y de carga [22]. Se incluye la ficha técnica en el Anexo 2.

Tabla 3-3 Características de funcionamiento inversor Sungrow SG2500HV-MV-20 [22].

Datos Generales	
Modelo	SG2500HV-MV-20
Dimensiones [mm]	6058x2896x2438
Peso [Tn]	18.00
Grado de Protección	IP54
Rango de Temperatura Ambiente de Operación [° C]	-35 a 60
Método de Enfriamiento	Refrigeración por Aire Forzado
Máxima Altitud de Funcionamiento [m]	1000.00
Características Eléctricas de Entrada (CC)	
Voltaje FV Máximo Absoluto [V]	1500.00
Voltaje MPP Mínimo [V]	800.00
Voltaje MPP Máximo [V]	1300.00
Umbral de Potencia [W]	12500.00
Características Eléctricas de Salida (CA)	
Potencia de CA Nominal [kVA]	2500.00
Corriente de CA Máxima [A]	2886.00
Voltaje de CA Mínimo [kV]	10.00
Voltaje de CA Máximo [kV]	35.00
Eficiencia	
Eficiencia del Inversor Máxima [%]	99.00
Eficiencia del Inversor EURO [%]	98.70
Funciones y Protecciones	
Protección de Entrada CC	Interruptor de Carga + Fusible

Protección de Salida del Inversor	Circuit Breaker
Protección de Salida CA MV	Circuit Breaker
Protección contra Sobretensiones	CC Tipo I + II / AC Tipo II
Monitoreo de Red / Monitoreo de Fallo a Tierra	Incluido
Monitoreo de Aislamiento	Incluido
Protección contra Sobrecalentamiento	Incluido

3.3.4 Sistema Fotovoltaico

Con ayuda del software "AutoCad" se ha determinado la potencia instalada aproximada que se puede implementar en cada central fotovoltaica de acuerdo con su tamaño. Para ello, se han ingresado las dimensiones de la parcela de terreno completa, la cual será utilizada en su totalidad para las centrales grandes. Para el diseño de las centrales medianas y pequeñas, se utilizarán partes más pequeñas de la misma parcela, como se muestra en la Figura 3-9, la división del terreno es de la siguiente forma:

1. Parcela para central fotovoltaica grande.
2. Parcela para central fotovoltaica mediana.
3. Parcela para central fotovoltaica pequeña.

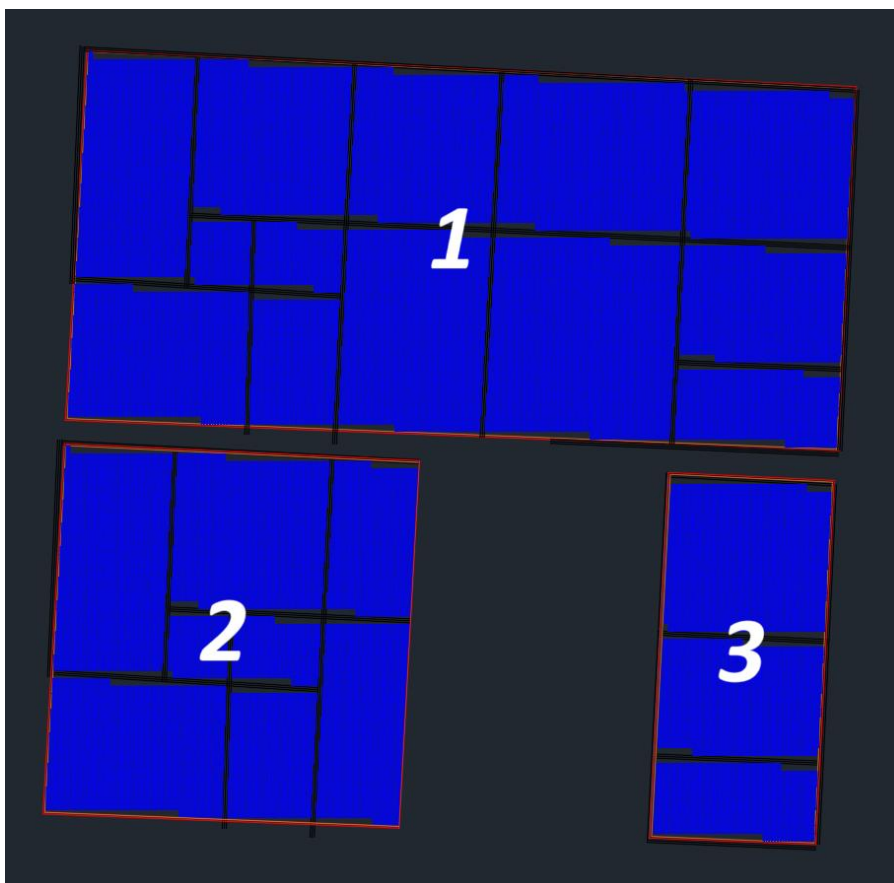


Figura 3-9 Distribución de los módulos fotovoltaicos por parcela en AutoCad.

Después de delimitar las tres parcelas, se llevó a cabo la instalación de los módulos solares "Longi Solar Hi-MO 4 de 450 Wp", que fueron seleccionados previamente. Utilizando el software "AutoCAD" y las

dimensiones proporcionadas en la ficha técnica de los módulos fotovoltaicos, se diseñaron strings de 30 paneles. Además, se consideró un pitch de 6 metros para asegurar una disposición adecuada y eficiente de los paneles solares.

Como se observa en la Figura 3.9 los módulos solares representados en color azul abarcan toda la superficie delimitada de acuerdo con el tamaño del terreno y respetando las restricciones correspondientes, de esta forma se consiguen los resultados que se muestran en la Tabla 3-4.

Tabla 3-4 Número de strings, paneles y potencia instalada aproximada por terreno.

Tamaño de la Central	Strings por Parcela (uds)	Paneles Solares (uds)	Potencia Instalada aproximada (MW)
Central fotovoltaica pequeña	4366	130980	58.94
Central fotovoltaica mediana	10229	306870	138.09
Central fotovoltaica grande	21390	641700	288.77

3.3.5 Simulaciones en PVsyst

PVsyst es una herramienta fundamental en el campo de la energía solar fotovoltaica, reconocida por su precisión y versatilidad en el análisis y diseño de sistemas fotovoltaicos. Este software ofrece una amplia gama de funcionalidades que permiten simular, modelar y optimizar proyectos solares con gran detalle y precisión [23].

Los parámetros empleados en las simulaciones en PVsyst se encuentran especificados en la Tabla 3-5. Para los restantes parámetros y condiciones, se han empleado los valores sugeridos por el software y calculados en base a los componentes eléctricos seleccionados, así como a los datos de temperatura e irradiación correspondientes a la zona estudiada, y los datos geográficos de la parcela.

Tabla 3-5 Parámetros considerados en las simulaciones de PVsyst.

Datos de Entrada	Central Pequeña	Central Mediana	Central Grande
Potencia Instalada Aproximada [MW]	58.94	138.09	288.77
Área Disponible [m ²]	289809.00	676222.00	1400745.00
Módulos por String	30.00		
SISTEMA			
Módulo Fotovoltaico	Longi Solar LR4-72HBD-450M		
Inversor	SG2500HV-MV-20		
ORIENTACIÓN			
Tipo de Campo	Rastreo, eje horizontal N-S		
Inclinación del Eje [°]	0.00		
Backtracking	Si		
Phi max [°]	-60.00		
Phi min [°]	60.00		
Pitch (m)	6.00		
PÉRDIDAS			
Pérdidas por Suciedad [%]	1.00		

Pérdidas por Calidad del Módulo [%]	0.30
Pérdidas por Desajuste del Módulo [%]	2.90
Factor de Sombras	Dibujo lineal de horizonte

Los resultados de las simulaciones se encuentran detallados en la Tabla 3-6. De manera evidente, se aprecia que con una sola central fotovoltaica de tamaño pequeño de unos 60 MW de potencia instalada logra generar aproximadamente 92.92 GWh/año de energía, una cifra considerablemente superior a los 38.50 GWh/año los cuales fueron generados en Ecuador durante el año 2022 mediante fuentes fotovoltaicas. En otras palabras, la instalación de una central fotovoltaica con características similares a la diseñada en este estudio duplicaría por sí sola toda la generación fotovoltaica actual en el país. Además, la implementación progresiva de centrales fotovoltaicas podría plantear escenarios que beneficien la situación energética actual del país.

Tabla 3-6 Resultados de las Simulaciones en PVsyst.

Resumen de Resultados de la Simulación	Central Pequeña (60 MW)	Central Mediana (140 MW)	Central Grande (290 MW)
Producción del Sistema [GWh/año]	92.92	221.38	442.48
Producción Específica [kWh/kWp/año]	1639.00	1640.00	1639.00
Producción de Rendimiento	0.84	0.84	0.84
Producción Normalizada [kWh/kWp/día]	4.49	4.49	4.49
Pérdidas del Conjunto [kWh/kWp/día]	0.79	0.79	0.79
Pérdidas del Sistema [kWh/kWp/día]	0.05	0.05	0.05

4 GENERACIÓN EÓLICA

4.1 Funcionamiento

La energía eólica emerge como una alternativa sostenible y prometedora para el suministro energético a largo plazo. La instalación de parques eólicos ya sea en tierra (onshore) o mar adentro (offshore), requiere la disposición de múltiples aerogeneradores estratégicamente ubicados en el área. Estas estructuras, desempeñan un papel fundamental en la captura y conversión eficiente de la energía eólica en electricidad utilizable [24].

El principio fundamental de operación de una central eólica consiste en transformar la energía cinética del viento en energía eléctrica utilizable. Este proceso se realiza mediante aerogeneradores, estructuras que cuentan con hélices o palas giratorias. Cuando el viento sopla, las palas del aerogenerador capturan la energía cinética del viento y la convierten en energía mecánica mediante su rotación. Esta energía mecánica activa un generador interno que la transforma en energía eléctrica. Posteriormente, esta energía eléctrica se transmite a través de cables hacia una red eléctrica para su distribución. La cantidad de energía eléctrica producida está determinada por la velocidad del viento, así como por las dimensiones y la eficiencia del aerogenerador [25].

El viento surge como resultado del calentamiento desigual de la superficie terrestre debido a la radiación solar. Una de las principales dificultades de los parques eólicos radica en la incertidumbre asociada a la disponibilidad del viento en momentos específicos. Esta situación limita la viabilidad de la energía eólica como única fuente de energía, obligando a complementarla con otras fuentes de energía más regulables, como las térmicas, nucleares o hidroeléctricas [26].

Los avances tecnológicos en la fabricación de turbinas eólicas y la gestión de parques eólicos han mejorado significativamente la eficiencia y la rentabilidad de estas instalaciones en las últimas décadas. Esto ha impulsado una rápida expansión del uso de la energía eólica en todo el mundo, con las centrales eólicas desempeñando un papel cada vez más importante en la transición hacia una matriz energética más limpia y diversificada.

Antes de la construcción de un parque eólico, es crucial llevar a cabo una evaluación del área donde se planea instalar. Esta evaluación implica no solo la medición del recurso eólico disponible, sino también un análisis detallado del terreno y las condiciones climáticas para determinar la ubicación óptima de los aerogeneradores. Es importante tener en cuenta que la selección del sitio adecuado es fundamental para maximizar la producción de energía eólica y garantizar la viabilidad económica del proyecto [26].

4.1.1 Componentes

Al igual que cualquier otra instalación de generación de energía eléctrica, un parque eólico se compone de elementos operativos fundamentales, tal como se ilustra en la Figura 4-1. Los elementos principales de una central eólica son los aerogeneradores, éstos son dispositivo que convierten la energía cinética del viento en electricidad. El viento impulsa las palas del aerogenerador, las cuales, a través de un sistema de engranajes, hacen girar el rotor de un generador eléctrico, produciendo así corriente eléctrica [26], los aerogeneradores están compuestos por los siguientes elementos:

- **Góndola:** Es la carcasa que resguarda los elementos esenciales del aerogenerador [26].
- **Palas del rotor:** Las palas del rotor son responsables de capturar la energía del viento y transmitirla al buje, teniendo una longitud aproximada de 20 metros [26].
- **Buje:** Actúa como un enlace entre las palas del rotor y el eje de baja velocidad, que gira a una velocidad muy lenta de aproximadamente 30 revoluciones por minuto (rpm) [26].
- **Multiplicador:** El objetivo principal del multiplicador es incrementar la velocidad del eje de alta

velocidad en hasta 50 veces en comparación con el eje de baja velocidad. Esta función se logra al colocar el eje de baja velocidad a la izquierda del multiplicador, mientras que el eje de alta velocidad se encuentra en su lado derecho [26].

- **Generador eléctrico:** En los parques eólicos más modernos, la potencia puede variar desde los 500 hasta los 1.500 kilovatios [26].
- **Sistema de Monitoreo y Control:** Es el que supervisa y regula las operaciones de la central eólica. Su función incluye la monitorización de las condiciones del aerogenerador y el control de su mecanismo de orientación [26].

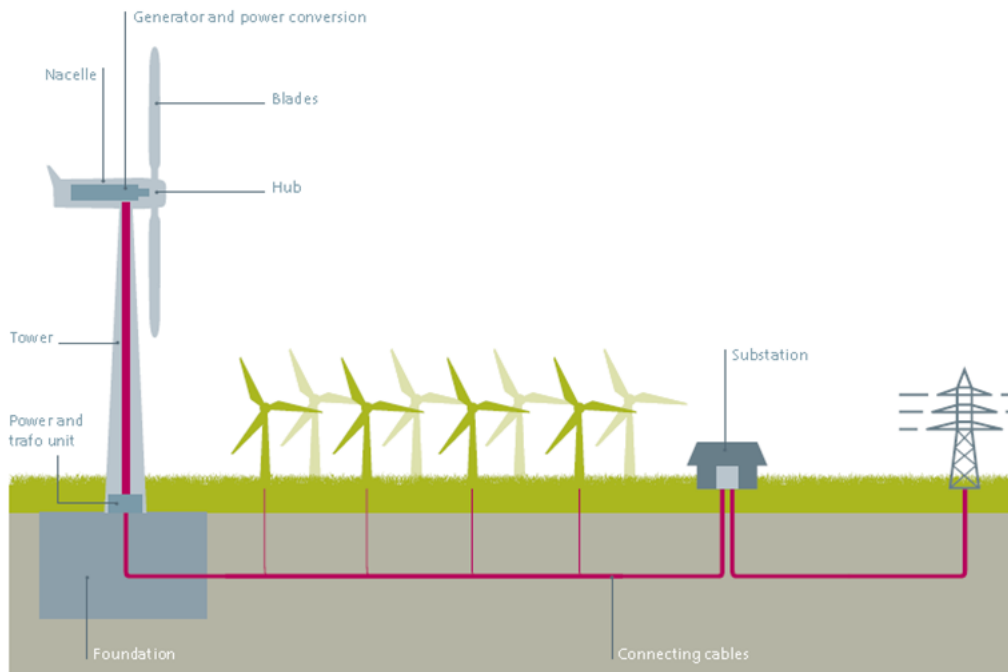


Figura 4-1 Componentes principales de una central eólica [27].

4.2 Recurso Eólico en Ecuador

4.2.1 Actualidad

A diferencia de las centrales fotovoltaicas, en Ecuador el modelo energético eólico ha sido un poco más aprovechado, esto posiciona al país como una nación con un potencial prometedor para la expansión de la energía eólica, lo que enriquecería su infraestructura energética existente, principalmente basada en hidroeléctricas [28].

El potencial eólico de Ecuador se ve respaldado por su ubicación geográfica privilegiada y las condiciones climáticas favorables para la generación de energía eólica [29]. Como se observa en la Figura 4-2 Ecuador tiene una velocidad media anual del viento de entre 5 y 8 m/s en la zona central del país medidos a 80 metros sobre el nivel del suelo.

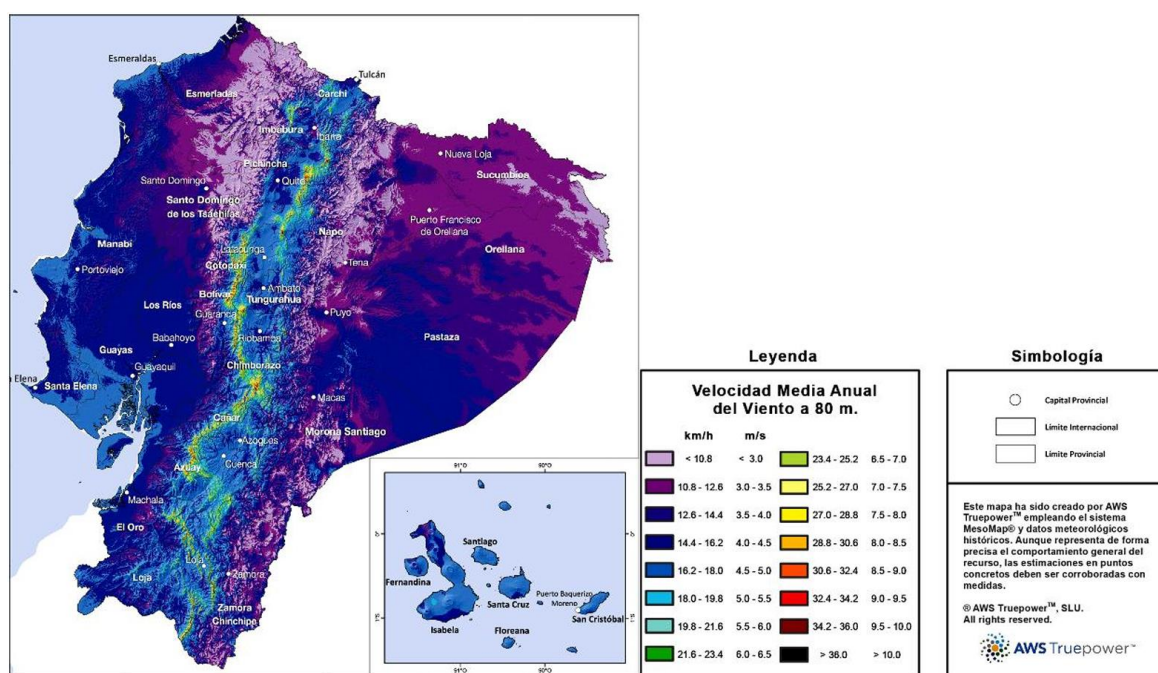


Figura 4-2 Atlas eólico del Ecuador, velocidad media anual del viento [29].

En particular, provincias como Loja y Latacunga destacan por sus velocidades de viento favorables, que oscilan entre 4.5 y 6 m/s en promedio. Estas áreas presentan un gran interés para el desarrollo de la energía eólica, gracias a la presencia de extensos valles que ofrecen condiciones geográficas propicias para la instalación de parques eólicos. Además, la topografía y la altitud de estas regiones contribuyen a la aceleración y estabilidad de los vientos, lo que aumenta aún más su atractivo como ubicaciones óptimas para la generación de energía renovable a través de aerogeneradores [28].

Si bien el país cuenta con un potencial considerable en términos de recursos eólicos, la capacidad instalada de parques eólicos es aún limitada en comparación con otras fuentes de energía renovable, como la hidroeléctrica. La mayoría de los proyectos eólicos se encuentran en fase de desarrollo o planificación, y la generación eólica representa solo una fracción del total de la capacidad energética del país.

4.2.2 Centrales Eólicas en Ecuador

En la actualidad, en Ecuador, la generación eólica está presente solamente en 2 provincias. Según se muestra en la Tabla 4-1, la potencia instalada efectiva en el año 2022 alcanza los 49.72 MW. Se destaca la notable presencia del recurso eólico en la provincia de Loja con 45.07 MW de potencia efectiva instalada.

Tabla 4-1 Potencia de centrales de generación renovable eólica (MW) [2].

Tipo de Unidad	Provincia	Potencia Nominal (MW)	Potencia Efectiva (MW)
Eólica	Galápagos	4.65	4.65
	Loja	48.50	45.07
Total Eólica		53.15	49.72

A diferencia de las centrales fotovoltaicas, hay menos centrales eólicas instaladas en el país, como se observa en la Figura 4-3. Sin embargo, esta menor cantidad se compensa con una mayor potencia instalada por central. A pesar de esto, el incremento con respecto a las centrales fotovoltaicas es relativamente pequeño, con 49.72 MW en comparación con los 27.76 MW de energía fotovoltaica.

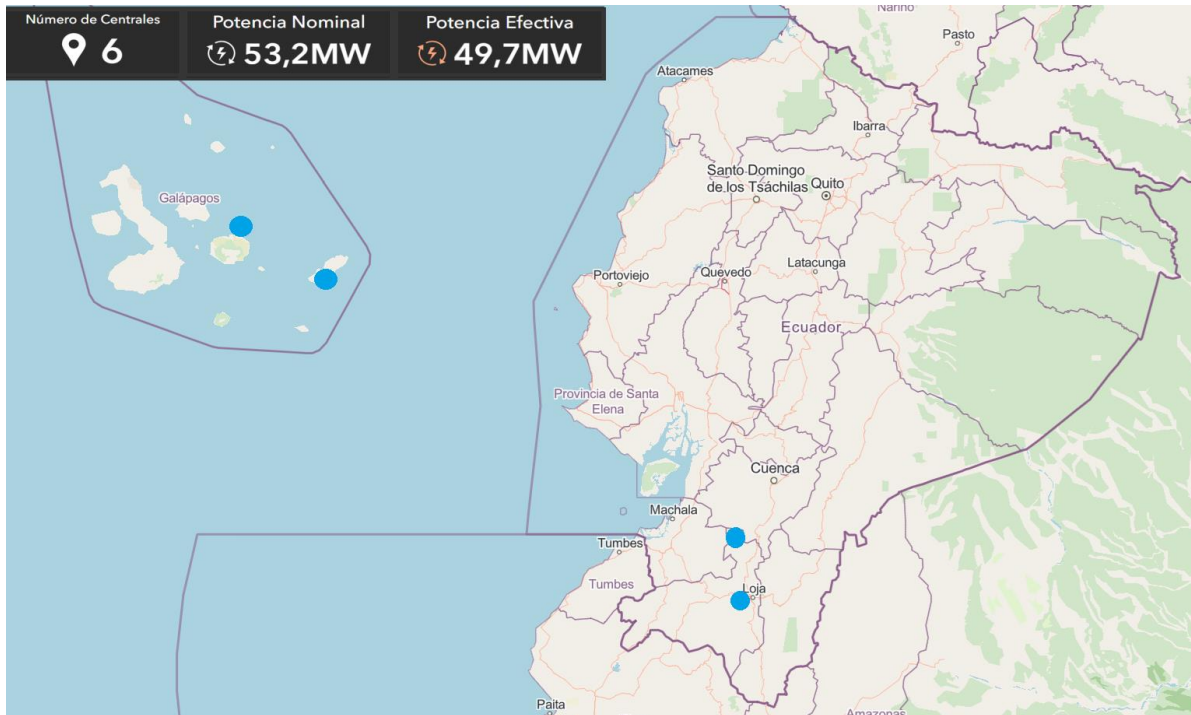


Figura 4-3 Mapa de centrales eólicas en Ecuador [18].

A pesar de este ligero incremento en la potencia instalada de las centrales eólicas, su contribución a la generación eléctrica es significativamente baja, alcanzando apenas 60.60 GWh en el año 2022. En comparación, las centrales hidroeléctricas generaron un total de 24635.16 GWh de energía, como se observa en la Figura 4-4. Esto indica que la energía generada por las centrales eólicas representa únicamente una fracción mínima, aproximadamente el 0.24 %, del total de la energía generada a partir de fuentes renovables.

Comparativa de generación eléctrica hidráulica y eólica, 2022.

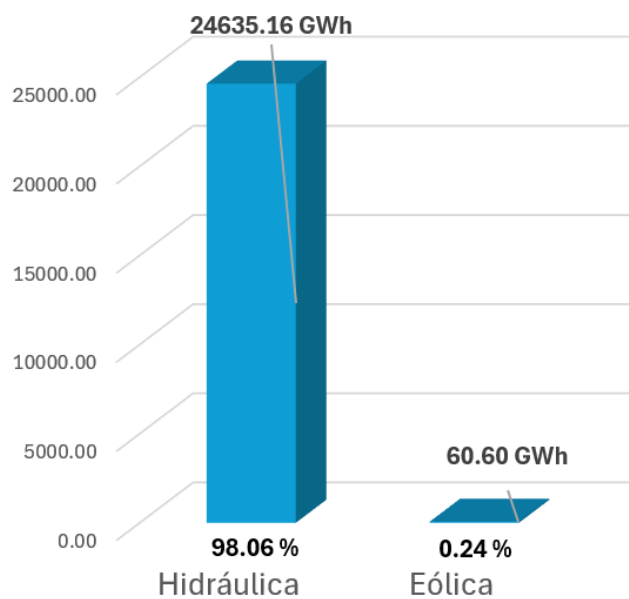


Figura 4-4 Comparativa de generación hidráulica y eólica.

4.3 Explotación Eólica en Ecuador

De manera similar a las centrales fotovoltaicas analizadas previamente, se realizará una evaluación de la viabilidad de la generación eólica en Ecuador mediante la simulación de diferentes tipos de centrales para explorar diversos escenarios. Se contemplarán tres categorías de centrales eólicas, clasificadas según su capacidad instalada y el número de aerogeneradores desplegados por área. El propósito de esta clasificación es examinar la factibilidad tanto de instalar unas pocas centrales eólicas de alta capacidad como de optar por múltiples instalaciones con potencias más reducidas. Esta metodología permitirá obtener una perspectiva más precisa sobre la capacidad de generación de energía eólica en el contexto ecuatoriano.

4.3.1 Estudio del Terreno

Para el diseño de las centrales eólicas, se ha seleccionado una parcela situada estratégicamente en la región central del país, específicamente en la provincia de Cotopaxi como se observa en la Figura 4-5. Esta elección se basa en la distribución actual de las pocas centrales eólicas existentes en Ecuador, las cuales se concentran principalmente en el sur del país y en las Islas Galápagos. Al ubicar nuevas centrales eólicas en la zona central, se lograría una cobertura más amplia del territorio ecuatoriano y una dispersión geográfica más equitativa de estas instalaciones a lo largo del país.

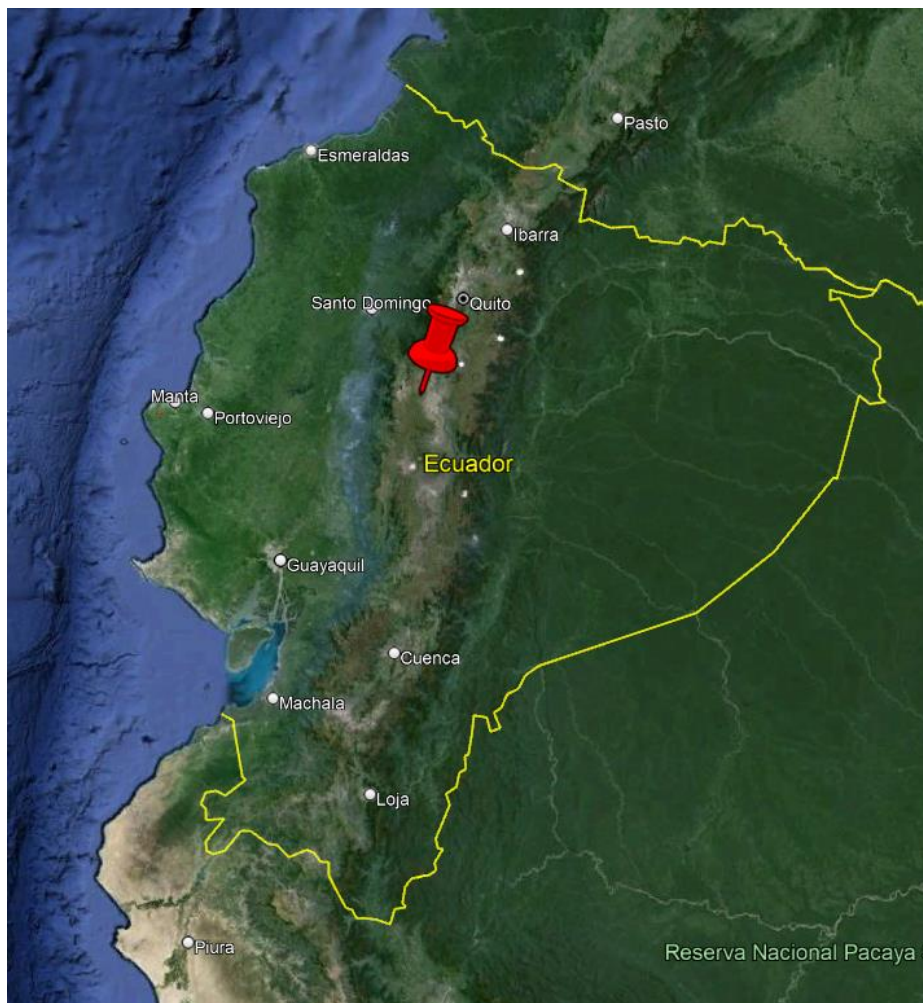


Figura 4-5 Ubicación del terreno para instalación de centrales eólicas.

La zona elegida ha sido objeto de múltiples estudios previos centrados en el potencial de la energía eólica, lo que la convierte en un emplazamiento idóneo para la exploración y diseño de posibles centrales eólicas. La

riqueza de datos recopilados en investigaciones anteriores proporciona una base sólida para comprender las condiciones específicas del viento, la topografía del terreno y otros factores relevantes que influyen en la viabilidad de proyectos eólicos en la región [30].

4.3.2 Localización

La ubicación del terreno para el caso de estudio es la siguiente:

- Calle: Vía La Maná – Pujilí - Latacunga
- Ciudad: Latacunga
- Provincia: Cotopaxi
- Latitud: -0.897518°
- Longitud: -78.738618°
- Altitud: 3891 metros

Para la localización y extracción de los datos geográficos se utilizó el software "Google Earth Pro", como se observa en la Figura 4-6, la parcela se encuentra en una zona elevada con corrientes de viento óptimas, la superficie total del terreno es de 1.74 km^2 , en el mismo terreno se analizarán distintos tamaños de centrales eólicas que van a depender de la cantidad de aerogeneradores ubicados en la zona.



Figura 4-6 Vista del terreno bajo estudio.

Para este caso también se realizarán tres diseños correspondientes a centrales de diferentes escalas: pequeña, mediana y grande. Es importante destacar que el terreno se encuentra en una zona con niveles medios de velocidad de viento. Por lo tanto, las estimaciones de potencia instalada y energía generada obtenidas en las simulaciones serán relevantes como referencia para otras áreas geográficas del país en condiciones similares.

4.3.3 Componentes Eólicos

Para el estudio se han seleccionado componentes comerciales de uso frecuente en instalaciones de centrales eólicas, con el fin de obtener resultados más reales.

Aerogenerador

Para el diseño de las centrales eólicas se ha escogido el aerogenerador Alstom ECO 80 1.67 Class 2ª como se observa en la Figura 4-7. Su tecnología avanzada y diseño aerodinámico optimizado garantizan una operación eficiente, maximizando el rendimiento energético. Además, su bajo costo de operación y mantenimiento, junto con su durabilidad y capacidad para resistir condiciones adversas, aseguran una excelente relación costo-beneficio [31].



Figura 4-7 Aerogenerador Alstom ECO 80 1.67 Class 2ª [31].

Los aerogeneradores que se emplearán en todos los diseños de las centrales ya sean pequeñas, medianas o grandes, serán idénticos y tendrán las especificaciones de funcionamiento detalladas en la Tabla 4-2.

Tabla 4-2 Características de funcionamiento aerogenerador Alstom ECO 80 1.67 Class 2ª [31].

Características Mecánicas	
Diámetro de la Hélice [m]	80.00
Superficie del Rotor [m2]	5027.00
Número de Palas	3.00
Velocidad Punta [m/s]	75.00
Altura del Buje [m]	80.00
Características Eléctricas	
Modelo	Alstom ECO 80 1.67 Class 2A
Potencia Nominal [kW]	1670.00
Velocidad del Viento [m/s]	3.00
Velocidad del Viento de Corte [m/s]	25.00
Voltaje [V]	690.00
Conexión a la Red	IGBT
Fabricante	Alstom

4.3.4 Sistema Eólico

Con la asistencia del software "QGIS", se han obtenido las curvas de nivel y los datos geográficos correspondientes a la parcela de estudio, tal como se aprecia en la Figura 4-8. A partir de esta información, se llevarán a cabo simulaciones que explorarán diversos escenarios, variando el número de aerogeneradores distribuidos en la zona. Esto permitirá obtener estimaciones aproximadas de la generación eléctrica que puede lograrse en función del tamaño de la central.

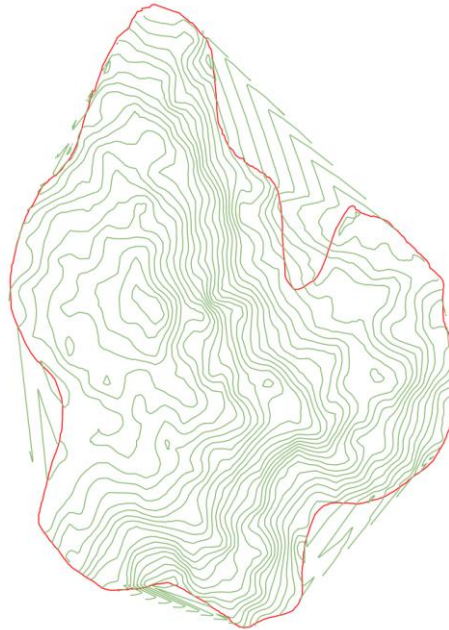


Figura 4-8 Datos geográficos extraídos usando el software "QGIS".

Al igual que en el caso de las centrales fotovoltaicas, en este escenario se simularán tres tamaños diferentes de parques eólicos, los cuales variarán en función del número de aerogeneradores instalados en la parcela. Se comenzará con un parque eólico pequeño que contará con 5 aerogeneradores, seguido de un parque de tamaño mediano con 10 aerogeneradores y finalmente un gran parque con 20 aerogeneradores. Los datos relativos a la potencia instalada aproximada por cada central se encuentran detallados en la Tabla 4-3.

Tabla 4-3 Número de aerogeneradores y potencia instalada aproximada en el terreno.

Tamaño de la Central	Aerogeneradores Instalados (uds)	Potencia Instalada aproximada (MW)
Parque eólico pequeño	5	8.35
Parque eólico mediano	10	16.70
Parque eólico grande	20	33.40

4.3.5 Simulaciones en OpenWind

OpenWind es un software especializado en la simulación y análisis de recursos eólicos, diseñado para la industria de la energía eólica. Utiliza modelos avanzados de flujo de viento y topografía del terreno para calcular la velocidad y dirección del viento en ubicaciones específicas. Permite el diseño y la optimización de parques eólicos mediante análisis detallados de sensibilidad y optimización de diseño. Es ampliamente utilizado por desarrolladores, consultores y empresas para evaluar la viabilidad y el rendimiento de proyectos eólicos [32].

Los parámetros empleados en las simulaciones en OpenWind se encuentran especificados en la Tabla 4-4. Para los restantes parámetros y condiciones, se han empleado los valores sugeridos por el software y calculados en base a los datos geográficos y perfiles de velocidad de viento.

Tabla 4-4 Parámetros considerados en las simulaciones de OpenWind.

Datos de Entrada	Central Pequeña	Central Mediana	Central Grande
Potencia Instalada Aproximada [MW]	8.35	16.70	33.40
Área Disponible [m ²]	1740388.00	1740388.00	1740388.00
Número de Aerogeneradores	5.00	10.00	20.00
SISTEMA			
Modelo de Aerogeneradores	Alstom ECO 80 1.67 Class 2A		
Datos Geográficos	Extraídos de Google Earth y convertidos con QGIS		
Datos de Viento	Rosa de Vientos de Latacunga-Ecuador		
PÉRDIDAS			
Pérdidas por Ajuste de la Curva de Potencia [%]	1.00		
Pérdidas por Histéresis [%]	0.50		
Pérdidas por Cizalladuras del Viento [%]	1.00		
Pérdidas Eléctricas [%]	2.00		

Antes de iniciar las simulaciones, se introdujeron los datos geográficos mencionados previamente, así como los perfiles de viento específicos de la zona [33]. Como se observa en la Figura 4-9, se muestra la preparación de la parcela para la simulación de la central eólica pequeña. Mediante la función de “ubicación óptima de aerogeneradores” en OpenWind, se dispusieron los 5 aerogeneradores en las áreas óptimas de la parcela. Este proceso consideró la altitud del terreno y los datos de viento locales para maximizar la eficiencia de la instalación.

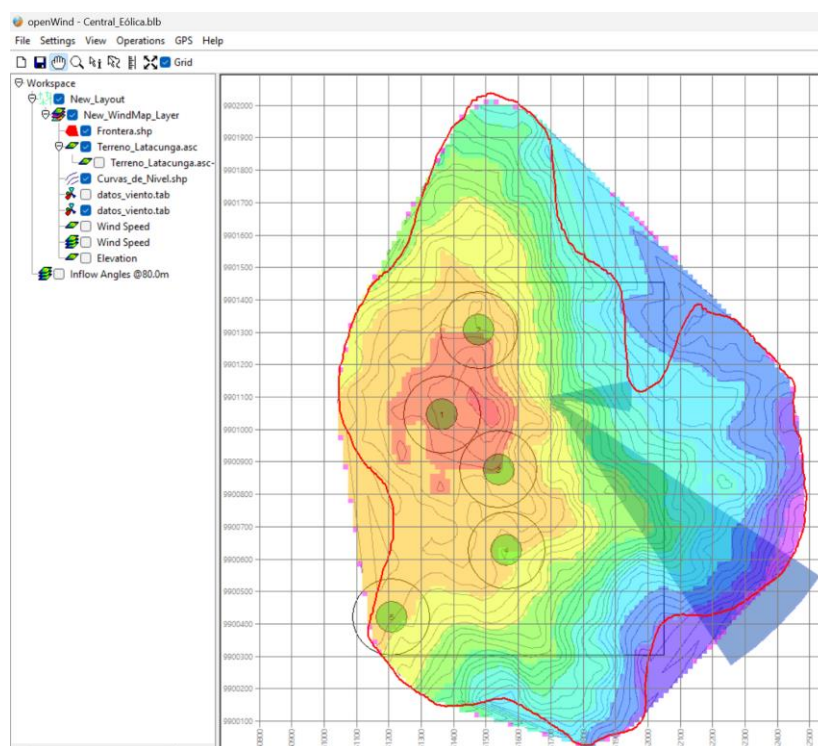


Figura 4-9 Disposición de los aerogeneradores en OpenWind.

Los resultados de las simulaciones se encuentran detallados en la Tabla 4-5. De manera evidente, se aprecia que con una central eólica con 20 aerogeneradores se logra generar aproximadamente 75.69 GWh/año de energía, una cifra superior a los 60.60 GWh/años generados en Ecuador durante el año 2022 mediante fuentes eólicas. Esto indica que la instalación de una central eólica con características similares a la diseñada en este estudio superaría la producción total de energía eólica que existe actualmente en el país. Además, la implementación de medianas y pequeñas centrales eólicas podrían plantear alternativas interesantes para lograr escenarios energéticos que beneficien la situación actual del país. Estos escenarios se analizarán con mayor profundidad en el capítulo 5.

Tabla 4-5 Resultados de las Simulaciones en OpenWind.

Resumen de Resultados de la Simulación	Central Pequeña (9 MW)	Central Mediana (17 MW)	Central Grande (34 MW)
Producción Bruta Total [GWh/año]	21.17	40.75	75.69
Producción Neta Total [GWh/año]	20.16	36.49	62.57
Factor de Capacidad [%]	27.55	24.93	21.37
Eficiencia Topográfica [%]	115.75	111.40	103.47
Pérdidas por Efecto Estela [%]	2.35	4.76	5.61

5 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

5.1 EnergyPlan 16.3

Una vez analizada la situación energética actual de Ecuador y habiendo estudiado su potencial renovable se procede a realizar un estudio más amplio a nivel del sistema energético del país mediante el uso del software EnergyPlan. Esta herramienta facilita la modelación de sistemas eléctricos y permite realizar cálculos detallados sobre cortes de energía, emisiones de CO₂ y fuentes de energía renovable para la generación eléctrica. Además, posibilita el análisis de estrategias de almacenamiento de energía y la exploración de diversos escenarios en el mercado eléctrico nacional [34].

EnergyPlan surgió de una colaboración entre expertos en energía y desarrolladores de software para resolver problemas de planificación eléctrica. Su diseño comenzó en el año 1999 por Henryk Lund para satisfacer la creciente necesidad de herramientas integrales en esta área. Ha evolucionado a lo largo de los años, añadiendo nuevas características y mejoras para adaptarlo a las necesidades de la industria. Ahora es una herramienta ampliamente utilizada para la toma de decisiones energéticas estratégicas en todo el mundo[35].

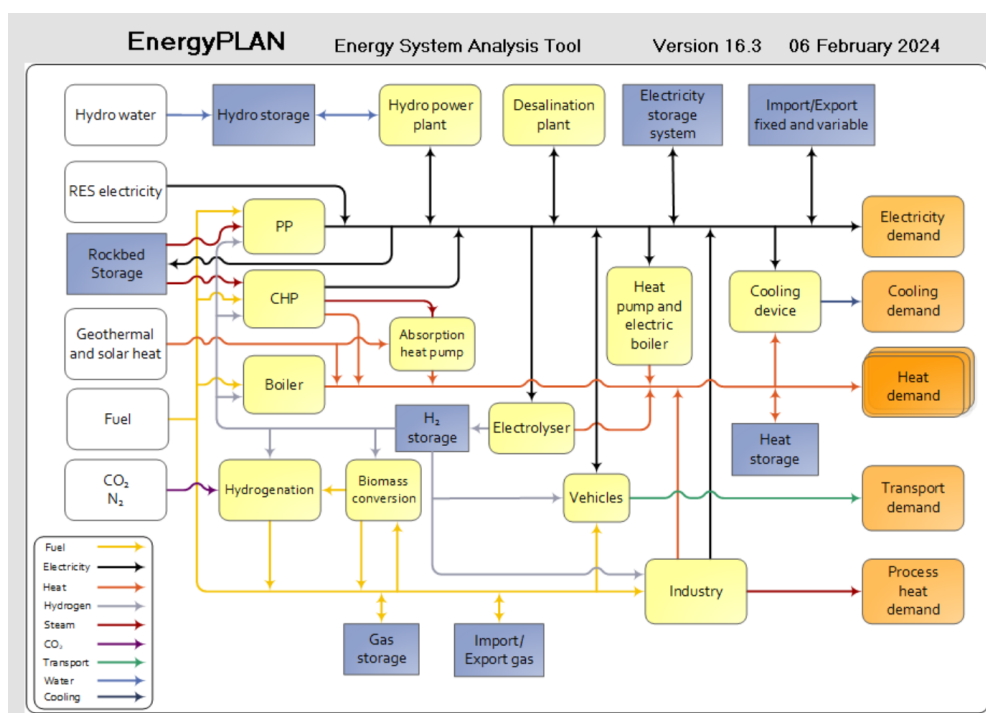


Figura 5-1 Modelo de entradas y salidas de EnergyPlan [35]

El programa maneja un modelo de entrada y salida como se observa en la Figura 5-1. Las entradas generales son demandas, fuentes de energía renovable, capacidades de las plantas de energía, costos y una variedad de estrategias de simulación opcionales que hacen énfasis en la importación/exportación y la producción excedente de electricidad. Los resultados incluyen balances energéticos y las producciones anuales resultantes, el consumo de combustible, importaciones/exportaciones y costos totales, que también consideran los ingresos por el intercambio de electricidad [35].

5.1.1 Tipos de Análisis de Sistemas Energéticos de EnergyPlan

EnergyPlan ofrece una variedad de análisis para evaluar la planificación energética. Estos modelos permiten estimar con precisión el comportamiento energético de los diversos escenarios propuestos en los capítulos anteriores. Al utilizar datos de generación fotovoltaica y eólica, también es posible explorar escenarios que contribuyan a diversificar la generación de energía en el país. A continuación se detallan los tipos de análisis que propone EnergyPlan:

- **Análisis Técnico:** El diseño y la evaluación de sistemas energéticos a gran escala y de alta complejidad a nivel nacional se llevan a cabo mediante diversas estrategias de simulación técnica. Este análisis implica describir las demandas energéticas, las capacidades y eficiencias de producción, así como las fuentes de energía utilizadas. Los resultados de este proceso incluyen balances energéticos anuales, consumo de combustible y emisiones de CO₂ [35].
- **Análisis de Intercambio de Mercado:** Se requiere un análisis más minucioso del comercio y la actividad de intercambio en los mercados eléctricos internacionales. En este contexto, el modelo demanda una mayor cantidad de información para identificar los precios del mercado y prever cómo estos reaccionan ante cambios en la importación y exportación. Además, se necesitan datos adicionales para calcular los costos marginales de producción de las diversas unidades generadoras de electricidad [35].
- **Estudio de Viabilidad:** Se realiza un análisis de la viabilidad del sistema, considerando los costos totales anuales en distintos escenarios de diseño y simulación. Para ello, se incluyen factores como los costos de inversión, los gastos fijos de operación y mantenimiento, así como los periodos de vida útil y una tasa de interés. El modelo evalúa las implicaciones socioeconómicas de la producción energética, dividiendo los costos en categorías como combustible, operativos variables, inversión, operativos fijos, intercambio de electricidad y posibles pagos relacionados con emisiones de CO₂ [35].

5.1.2 Análisis de Sistemas Energéticos con el modelo de EnergyPlan

El proceso de análisis del sistema energético se representa en la Figura 5-2. Se llevan a cabo cálculos mediante operaciones matemáticas que consideran los indicadores energéticos actuales del mercado. Estos cálculos se realizan simultáneamente al introducir los datos en las hojas de entrada y costos. Posteriormente, se ejecutan algunos cálculos iniciales que no incluyen el balance eléctrico. Luego, el proceso se divide en una simulación técnica y una simulación económica de mercado. La simulación técnica se centra en minimizar la importación/exportación de electricidad y busca la solución que requiera menos combustible. Por otro lado, la simulación económica de mercado busca la solución más económica considerando los costos asociados a cada unidad de producción [35].

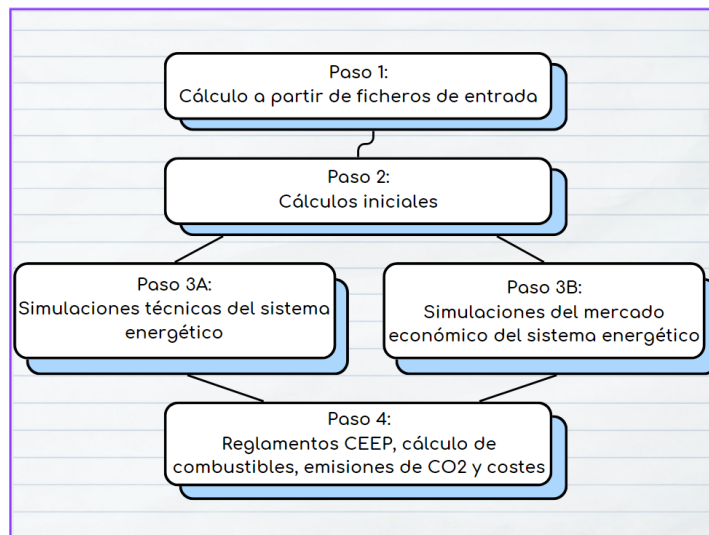


Figura 5-2 Pasos para la ejecución del modelo energético de EnergyPlan [35].

EnergyPlan tiene en cuenta diversos factores cruciales para llevar a cabo cada uno de los pasos indicados en el diagrama anterior. Muchos de estos factores pueden ser ingresados manualmente utilizando datos asociados al modelo energético en evaluación. Para este estudio en particular, se utilizarán los datos de demanda energética, potencia instalada y producción de energía correspondientes a Ecuador en el año 2022, los cuales fueron examinados anteriormente en el capítulo 2, a continuación se detallan todas las variables que el programa considera para cada uno de los pasos [35]:

Paso 1: Cálculo a partir de las fichas de entrada.

- Demanda de electricidad.
- Energía solar fotovoltaica.
- Energía eólica.
- Energía de centrales térmicas.
- Energía hidráulica.
- Energía nuclear y geotérmica.
- Precios del mercado exterior.

Paso 2: Cálculos iniciales que no implican el equilibrio de la electricidad.

- Importaciones / Exportaciones fija de electricidad especificada en la ficha de demanda de electricidad.
- Producción de electricidad.

Paso 3A: Análisis técnico del sistema energético.

- La cogeneración, las bombas de calor y las calderas.
- Demanda de electricidad flexible.
- Energía hidráulica.
- Sistemas individuales de cogeneración y bombas de calor.
- Almacenamiento de calor.
- Almacenamiento de electricidad.

Paso 3B: Análisis del sistema energético desde el punto de vista económico y de mercado.

- Importación neta y precio de mercado exterior resultante.
- Simulación económica de mercado.
- Producción de electricidad a partir de plantas de cogeneración y centrales eléctricas.
- Almacenamiento de electricidad.

Paso 4: Regulación del CEEP, Combustible, CO₂ y Cálculo de costes.

- La producción de calderas fijas se añade a las calderas.
- Regulación del exceso crítico.
- Estabilización de la red.
- Consumo de combustibles.
- Emisiones de CO₂.
- Cuota de energía renovable.
- Costes.

5.2 Especificación de las Entradas para el Análisis de EnergyPlan

El modelo EnergyPlan se compone de una estructura general que incluye elementos como demanda, oferta, equilibrio, almacenamiento, costes, simulaciones y salidas. Para el presente estudio se van a definir ciertos parámetros clave para el análisis, como la demanda, la oferta, el equilibrio, el almacenamiento y los costes. Los cálculos iniciales se ejecutan de manera simultánea con la introducción de los valores de entrada.

Para el análisis del sistema energético, ya sea técnico o económico, se requieren datos en las secciones de demanda y oferta. En el análisis técnico, el modelo no necesita datos adicionales ya que cuenta con información basada en el estado actual del sistema energético global.

5.2.1 Demanda

La demanda eléctrica es un componente esencial para el análisis del sistema energético mediante EnergyPlan. En el año 2022, la demanda anual en Ecuador rondó los 33560 GWh/año. Para este estudio, se emplea un archivo horario de un año de datos, mostrado en la Figura 5-3, para examinar cómo varía la demanda a lo largo de los 12 meses. La electricidad demandada se cuantifica en términos de su valor anual en GWh/año. Además, se utiliza un archivo de distribución horaria, representado en la Figura 5-4, que se guarda como un archivo de texto y contiene 8784 valores de hora, correspondientes a 366 días para tener en cuenta los años bisiestos.

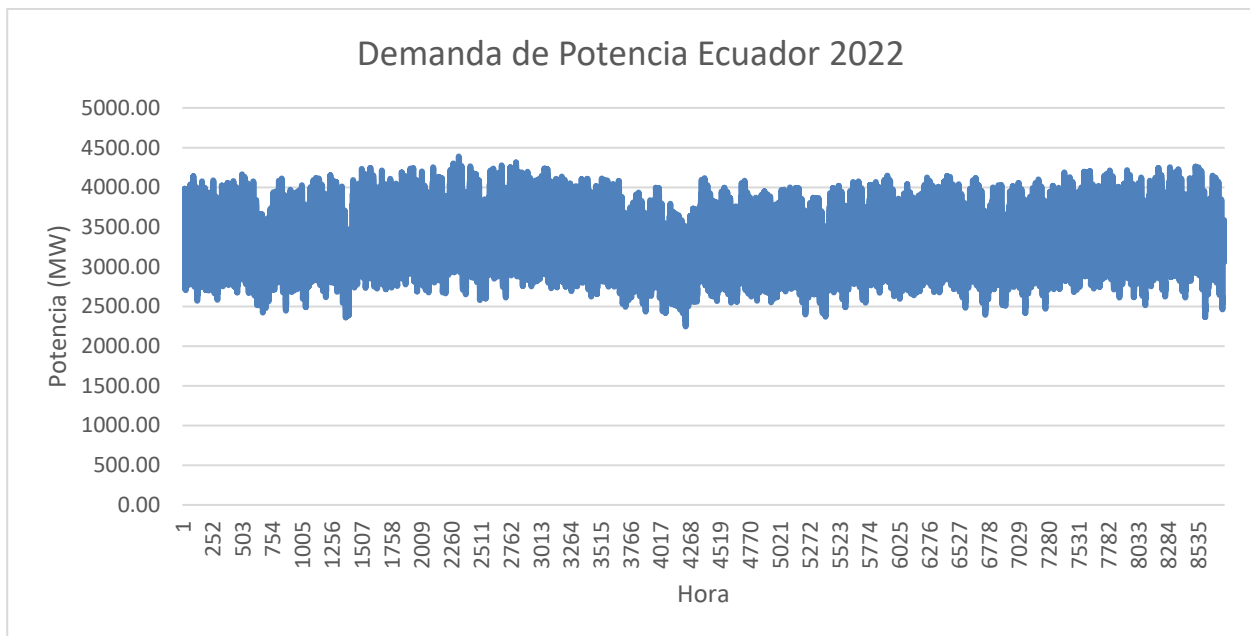


Figura 5-3 Curva de demanda de potencia Ecuador 2022 usada en Energy Plan [36], [37], [38].

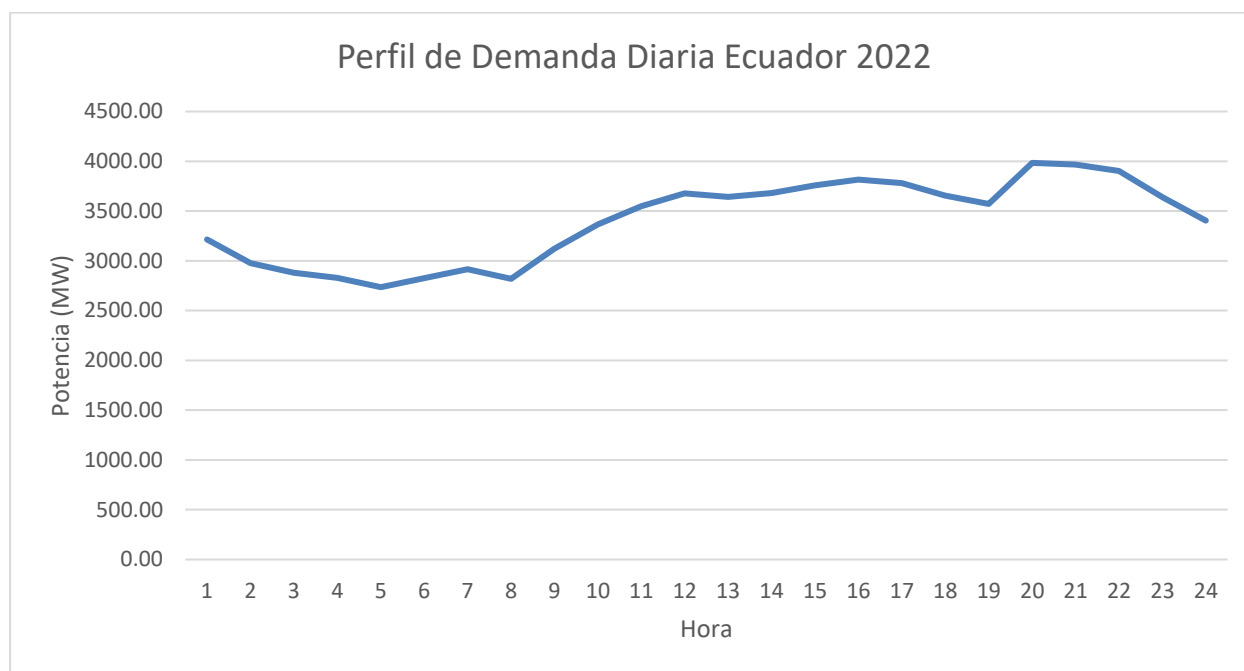


Figura 5-4 Perfil de demanda de potencia diaria Ecuador 2022 usada en Energy Plan [38].

5.2.2 Generación

Una vez establecido el parámetro de la demanda eléctrica, es necesario configurar la oferta del sistema energético. Esto implica diseñar una variedad de sistemas de generación eléctrica, cada uno con sus propias especificaciones técnicas, capacidades y eficiencias. Además, será necesario contar con un archivo que contenga los datos de distribución horaria para cada sistema de producción [35]. A continuación se detallan algunos de los suministros que propone EnergyPlan:

- **Electricidad y Calor:** Los datos de entrada incluyen las capacidades y eficiencias de operación de diversas unidades como cogeneradores, centrales eléctricas, calderas y bombas de calor, así como el tamaño de las capacidades de almacenamiento térmico. En el grupo 3, la CPP representa la capacidad total combinada de la central eléctrica y la cogeneración. En situaciones donde no hay demanda de calefacción urbana en el grupo 3, la capacidad de cogeneración puede transformarse en capacidad exclusiva de la central eléctrica de condensación. Las centrales de cogeneración en áreas urbanas suelen estar integradas en las centrales de extracción [35].
- **Producción de las Centrales de Energía:** En esta sección, se pueden detallar unidades adicionales de generación de electricidad además de las unidades CHP3 y PP, que ya están definidas en la pestaña de producción de electricidad y calor. La inclusión de PP2 ofrece una alternativa para tener otra central eléctrica aparte del PP, especialmente útil si existen diferencias en los combustibles o los costos operativos [35].
- **Electricidad Renovable y Variable:** La producción anual de electricidad a partir de fuentes renovables se calcula multiplicando la capacidad por la distribución horaria especificada. Esto permite configurar el sistema de energía renovable de diversas maneras para lograr una producción más baja o alta. Es necesario definir un factor de corrección para ajustar el valor en los datos de distribución y, de este modo, incrementar la producción anual [35].

La estructura de bloques que propone EnergyPlan para el cálculo de los apartados de Electricidad y Calor, así como para la Producción de las Centrales de Energía se puede apreciar en la Figura 5-5.

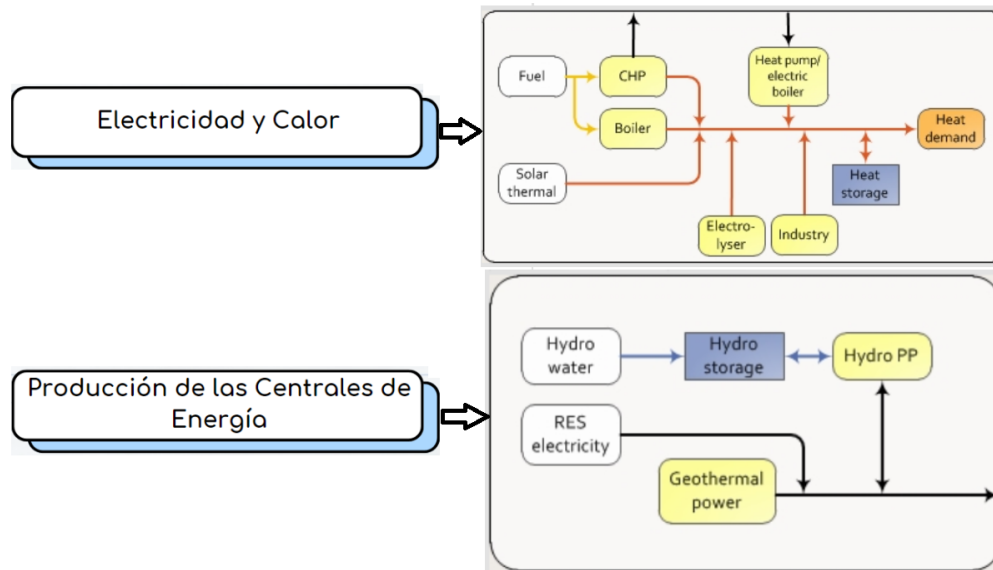


Figura 5-5 Estructura de suministros del modelo EnergyPlan [35].

5.2.3 Equilibrio y Almacenamiento

El almacenamiento de energía eléctrica desempeña un papel fundamental en la estabilidad y eficiencia de los sistemas energéticos, especialmente en el contexto de la creciente integración de fuentes de energía renovable intermitentes. Permite equilibrar la oferta y la demanda, gestionar los picos de carga y mejorar la resiliencia del sistema frente a fallos. EnergyPlan aborda esta necesidad al ofrecer herramientas para modelar y analizar diferentes estrategias de almacenamiento de energía, permitiendo evaluar el impacto de la implementación de sistemas de almacenamiento en la operación y planificación energética [34]. A continuación se detallan las estrategias de equilibrio y almacenamiento que ofrece EnergyPlan:

- **Almacenamiento Eléctrico:** El modelo establece una conexión eléctrica con los mercados exteriores, limitada por la capacidad de las líneas de transmisión. A partir de esta restricción, se identifica el Exceso Crítico de Producción de Electricidad (CEEP) como la exportación que excede dicha capacidad. En la práctica, esta producción excedente no es factible ya que conllevaría interrupciones en el suministro eléctrico [35].
- **Almacenamiento Térmico:** En este apartado se puede calcular las opciones de almacenamiento de calor, como las capacidades de calor incorporadas al material de los edificios. En caso de activar esta función, el modelo separará la demanda de calor para agua caliente de la demanda de calor para calefacción. La demanda de calor para agua caliente se define simplemente como el valor mínimo de la distribución horaria de la demanda de calor. Además, se pueden definir limitaciones a la carga y descarga del acumulador en función de la carga del acumulador [35].
- **Combustibles:** El modelo facilita la definición de la capacidad de almacenamiento del sistema de gas, lo cual incide en los cálculos de importación/exportación de gas natural. Además, se puede establecer una capacidad de almacenamiento para el petróleo y el metanol, aunque no afectan directamente al equilibrio de la red de gas. Sin embargo, estos datos son importantes para calcular los costos totales del sistema energético [35].

5.2.4 Costes

El apartado de costos en EnergyPlan desempeña un papel fundamental al evaluar la viabilidad económica de diversos escenarios energéticos. Permite la inserción de datos relacionados con los costos de inversión, operativos y de mantenimiento de las distintas unidades de producción de energía, así como los costos asociados al almacenamiento y transporte de combustible. También brinda la posibilidad de especificar los

costos vinculados al intercambio de electricidad y los posibles pagos por emisiones de CO₂. Esta sección ofrece una visión completa de los costos asociados al sistema energético, lo que facilita la realización de análisis detallados y la toma de decisiones informadas en la planificación energética [35]. Para este estudio, se empleará una combinación de datos proporcionados por el programa junto con información económica y de emisiones de CO₂ registrada en Ecuador durante el año 2022 [38].

A continuación se especifican los tipos de costes que el programa puede incluir en las simulaciones:

- Precios de Combustibles.
- Costes de Manejo de Combustible.
- Costes de Emisiones de Dióxido de Carbono.
- Costes Variables de Operación y Mantenimiento.
- Costes de Inversión.

5.2.5 Estrategias de Simulación

El inicio de las simulaciones en EnergyPlan se centra en calcular la demanda eléctrica de cada hora, así como la generación proveniente de fuentes térmicas, fotovoltaicas y eólicas. Este enfoque permite optimizar los recursos disponibles mediante estrategias de simulación específicas para los escenarios analizados en este estudio [35].

Figura 5-6 Estrategias de simulación de EnergyPlan [35].

Esta opción ofrece la posibilidad de elegir entre dos estrategias de simulación: técnica o económica-mercantil, como se muestra en la Figura 5-6. La simulación técnica se centra en la minimización del consumo de combustibles fósiles y se detallan cuatro estrategias, estas estrategias incluyen el equilibrio de la demanda de calor, el equilibrio de las demandas de calor y electricidad, y la reducción de la cogeneración cuando sea necesario para estabilizar la red. Por otro lado, las simulaciones económicas-mercantiles se enfocan en minimizar los costos de operación del sistema y ofrecen tres estrategias en relación con los vehículos conectados a la red.

6 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Para simular el sistema energético ecuatoriano, se han definido cuatro casos principales de análisis, teniendo en cuenta las entradas y estrategias descritas en el capítulo 5. Con los resultados obtenidos de los distintos casos, se podrá obtener una estimación de la capacidad de generación y los beneficios relacionados con la adopción de los modelos energéticos renovables propuestos en los capítulos 3 y 4.

6.1 Variables de Entrada

Para llevar a cabo el presente estudio, los datos de entrada a considerar es la demanda de energía eléctrica del año 2022 en Ecuador. De acuerdo con la Agencia de Regulación y Control de Energía de Ecuador la demanda total de energía eléctrica, incluyendo clientes regulados, no regulados, interconexiones y pérdidas, alcanzó la cifra de 33560 GWh/año [39]. La mayor parte de esta demanda, equivalente al 76.12 %, se abasteció mediante centrales de energía renovable principalmente hidráulicas, mientras que el restante 23.88 % es aportado por centrales de energía no renovable [2].

6.1.1 Energía Generada en Ecuador en el Año 2022 Mediante Fuentes No Renovables

La Tabla 6-1 presenta datos sobre la energía generada a través de fuentes no renovables en Ecuador en el año 2022, proporcionada por la Agencia de Regulación y Control de Energía. Esta información refleja la producción mensual por tipo de generación y tecnología instalada en el país, Ecuador dispone de las siguientes tecnologías de generación térmica [39]:

- **Centrales Térmicas MCI:** Estas centrales emplean motores de combustión interna que funcionan con diésel, gas natural o biogás para generar energía. Estos motores queman el combustible dentro de una cámara de combustión, convirtiendo el calor generado en energía mecánica, la cual se convierte luego en electricidad mediante un generador [40].
- **Centrales Térmicas de Turbogás:** Estas centrales queman combustibles como gas natural o diésel en una cámara de combustión para crear gases de alta presión y temperatura. Estos gases se expanden a través de una turbina de gas, haciendo girar un generador y produciendo así electricidad [40].
- **Centrales Térmicas de Turbopapor:** Estas centrales generan vapor de agua a alta presión y temperatura mediante la combustión de combustibles líquidos o gaseosos en una caldera. Este vapor se dirige luego a las turbinas, donde se expande, haciendo girar un generador eléctrico y produciendo electricidad como resultado [40].

Tabla 6-1 Energía generada en Ecuador en el año 2022 mediante fuentes no renovables [39].

CENTRALES DE GENERACIÓN CON FUENTES DE ENERGÍA NO RENOVABLES ECUADOR 2022														
Tipo de Central	Potencia Nominal (MW)	Enero (GWh)	Febrero (GWh)	Marzo (GWh)	Abril (GWh)	Mayo (GWh)	Junio (GWh)	Julio (GWh)	Agosto (GWh)	Septiembre (GWh)	Octubre (GWh)	Noviembre (GWh)	Diciembre (GWh)	Total (GWh)
Térmica MCI	2033.18	506.96	457.52	377.84	375.96	375.59	304.11	334.31	378.64	451.50	576.92	576.78	654.75	5370.88
Térmica Turbogás	943.85	75.67	72.48	82.15	75.37	77.27	74.89	77.77	73.98	81.38	92.91	70.78	166.88	1021.53
Térmica Turbopapor	461.63	145.99	181.74	150.57	159.41	106.15	87.98	78.60	100.12	94.37	104.62	123.17	163.73	1496.45
Total	3438.66	728.62	711.74	610.56	610.74	559.01	466.98	490.68	552.74	627.25	774.45	770.73	985.36	7888.86

Las Tablas 6-2 y 6-3, proporcionadas por la Agencia de Regulación y Control de Energía, contienen informes sobre el consumo de combustibles líquidos y de gas natural para cada tipo de tecnología de generación térmica no renovable utilizada en Ecuador en el año 2022 [39]. La Tabla 6-2 de combustibles líquidos es el resultado de la sumatoria de los consumos de Fueloil, Diesel, Nafta, Crudo y LPG, que son los combustibles empleados en las centrales térmicas instaladas en el país. En el año 2022, se consumieron aproximadamente 19313 GWh de combustibles líquidos, lo que generó una emisión estimada de alrededor de 5 millones de toneladas de CO₂. La implementación de tecnologías renovables, como la fotovoltaica o la eólica, podría reducir significativamente la huella de carbono y tener un impacto positivo en el medio ambiente.

Tabla 6-2 Consumo de combustibles líquidos en Ecuador en el año 2022 [39].

CONSUMO DE COMBUSTIBLES LÍQUIDOS ECUADOR 2022													
Tipo de Central	Enero (GWh)	Febrero (GWh)	Marzo (GWh)	Abril (GWh)	Mayo (GWh)	Junio (GWh)	Julio (GWh)	Agosto (GWh)	Septiembre (GWh)	Octubre (GWh)	Noviembre (GWh)	Diciembre (GWh)	Total (GWh)
Térmica MCI	1266.67	1143.89	968.08	949.96	1076.68	777.16	851.77	948.76	1138.90	1450.33	1437.53	1646.81	13656.54
Térmica Turbogás	82.44	94.96	88.06	81.15	85.45	73.77	84.56	68.20	107.71	161.40	87.73	439.94	1455.36
Térmica Turbovapor	417.45	515.53	323.00	458.09	312.84	257.88	230.59	300.18	264.01	294.45	356.55	470.00	4200.55
Total	1766.56	1754.38	1379.13	1489.20	1474.96	1108.81	1166.92	1317.14	1510.61	1906.18	1881.81	2556.75	19312.46

La Tabla 6-3 muestra el consumo de gas natural en el año 2022 de las centrales térmicas, expresado en GWh [39]. En el año 2022, se consumieron aproximadamente 416 GWh de gas natural, lo que generó una emisión estimada de alrededor de 755 mil toneladas de CO₂.

Tabla 6-3 Consumo de gas natural en Ecuador en el año 2022 [39].

CONSUMO DE GAS NATURAL ECUADOR 2022													
Tipo de Central	Enero (GWh)	Febrero (GWh)	Marzo (GWh)	Abril (GWh)	Mayo (GWh)	Junio (GWh)	Julio (GWh)	Agosto (GWh)	Septiembre (GWh)	Octubre (GWh)	Noviembre (GWh)	Diciembre (GWh)	Total (GWh)
Térmica MCI	13.73	13.53	15.73	15.53	20.31	11.63	15.53	16.21	14.86	14.70	14.48	14.50	180.74
Térmica Turbogás	21.47	19.38	22.83	20.08	19.97	20.29	20.11	20.45	18.82	17.34	16.68	17.73	235.16
Térmica Turbovapor	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	35.20	32.90	38.56	35.61	40.28	31.92	35.64	36.66	33.68	32.05	31.17	32.23	415.90

6.1.2 Energía Generada en Ecuador en el Año 2022 Mediante Fuentes Renovables

La mayor parte de la producción de energía en Ecuador proviene de centrales hidráulicas, representando el 74.64 % de toda la energía generada en el país en 2022. Considerando únicamente las fuentes de energía renovables, la energía hidráulica representa el 98.06 % de toda la energía proveniente de dichas fuentes. Esto deja a otras tecnologías con niveles de generación considerablemente más bajos, como se observa en la Tabla 6-4. Esta tabla, proporcionada por la Agencia de Regulación y Control de Energía, muestra datos sobre la energía generada a través de fuentes renovables en Ecuador en 2022, presentando la producción mensual por tipo de generación y tecnología instalada en el país [39].

Tabla 6-4 Energía generada en Ecuador en el año 2022 mediante fuentes renovables [39].

CENTRALES DE GENERACIÓN CON FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES ECUADOR 2022														
Tipo de Central	Potencia Nominal (MW)	Enero (GWh)	Febrero (GWh)	Marzo (GWh)	Abril (GWh)	Mayo (GWh)	Junio (GWh)	Julio (GWh)	Agosto (GWh)	Septiembre (GWh)	Octubre (GWh)	Noviembre (GWh)	Diciembre (GWh)	Total (GWh)
Hidráulica	5191.30	2017.12	1819.68	2346.49	2266.87	2319.74	2087.62	2179.48	2192.46	2046.25	1892.27	1775.62	1691.56	24635.16
Biomasa	144.30	6.74	0.00	0.00	0.00	0.00	14.65	63.44	63.49	61.72	60.21	57.77	20.08	348.10
Eólica	53.15	3.29	1.93	1.82	4.96	6.65	5.14	7.36	7.62	6.22	4.11	4.05	7.45	60.60
Biogás	8.32	2.72	2.60	3.16	3.16	4.05	3.17	3.62	3.72	3.90	4.21	3.68	3.59	41.58
Fotovoltaica	28.65	3.30	3.13	3.50	3.37	3.12	2.76	2.91	3.13	3.28	3.27	3.35	3.38	38.50
Total	5425.72	2033.17	1827.34	2354.97	2278.36	2333.56	2113.34	2256.81	2270.42	2121.37	1964.07	1844.47	1726.06	25123.94

La Tabla 6-5 contiene informes sobre el consumo de combustibles para las centrales de biomasa y de biogás del Ecuador en el año 2022 [39].

Tabla 6-5 Consumo de biogás y bagazo para centrales de biomasa en Ecuador en el año 2022 [39].

CONSUMO DE BIOGÁS ECUADOR 2022													
Tipo de Central	Enero (MWh)	Febrero (MWh)	Marzo (MWh)	Abril (MWh)	Mayo (MWh)	Junio (MWh)	Julio (MWh)	Agosto (MWh)	Septiembre (MWh)	Octubre (MWh)	Noviembre (MWh)	Diciembre (MWh)	Total (MWh)
Biogás	48.95	46.81	57.90	57.50	74.41	57.96	65.39	67.25	71.21	77.20	67.55	66.39	758.51
CONSUMO DE BAGAZO PARA CENTRALES DE BIOMASA ECUADOR 2022													
Tipo de Central	Enero (GWh)	Febrero (GWh)	Marzo (GWh)	Abril (GWh)	Mayo (GWh)	Junio (GWh)	Julio (GWh)	Agosto (GWh)	Septiembre (GWh)	Octubre (GWh)	Noviembre (GWh)	Diciembre (GWh)	Total (GWh)
Biomasa	26.81	0.00	0.00	0.00	0.00	108.15	469.23	464.60	463.79	427.26	450.74	139.43	2550.00

Se completaron los datos de distribución horaria para las centrales de generación eólica y fotovoltaica que requiere EnergyPlan utilizando una extrapolación basada en la demanda del año 2022 y los resultados de los análisis previos realizados en los Capítulos 3 y 4. Para las centrales eólicas, se utilizó la demanda horaria obtenida mediante Global Wind Atlas [41], mientras que para las centrales fotovoltaicas se utilizó demanda horaria obtenida con la ayuda de PVGIS [42].

6.2 Condiciones de Simulación

Para simular el sistema energético ecuatoriano con EnergyPlan, se utilizaron los datos examinados en el Capítulo 2, especialmente aquellos relacionados con la demanda horaria anual de 2022 y los datos horarios de producción de los diversos sistemas de generación térmica, así como los sistemas renovables hidráulicos, eólicos y fotovoltaicos. Para el análisis económico, se emplearon datos sobre los costos de combustibles y los costos de inversión sugeridos por el modelo EnergyPlan, los cuales se basan en estudios del mercado energético a nivel mundial.

A continuación, se proponen varios casos para analizar el comportamiento de la matriz energética actual y también se considera la implementación de las tecnologías renovables fotovoltaica y eólica propuestas en los

Capítulos 3 y 4. Se presentaron una serie de escenarios con sistemas de generación fotovoltaica y eólica, considerando su implementación tanto a pequeña como a gran escala:

1. Primer caso o caso base:

En el primer caso, se llevó a cabo una simulación en EnergyPlan utilizando todos los parámetros del sistema energético que Ecuador presentó en el año 2022, como se estudió en el Capítulo 2. Este caso tiene como objetivo realizar un análisis integral del sistema de generación actual del país.

2. Segundo caso o escenario fotovoltaico:

En el segundo caso, se analizó el potencial fotovoltaico del país, utilizando los datos del estudio realizado en el Capítulo 3. Se mantuvieron los valores reales de potencia instalada térmica, hidráulica y eólica correspondientes a Ecuador en el año 2022, mientras que la potencia fotovoltaica aumentó progresivamente para simular diferentes escenarios que consideren la explotación de esta tecnología en el país.

3. Tercer caso o escenario eólico:

En el tercer caso, se analizó el potencial eólico del país, utilizando los datos del estudio realizado en el Capítulo 4. Se mantuvieron los valores reales de potencia instalada térmica, hidráulica y fotovoltaica correspondientes a Ecuador en el año 2022, mientras que la potencia eólica aumentó progresivamente para simular diferentes escenarios que consideren la explotación de esta tecnología en el país.

4. Cuarto caso o escenario eólico y fotovoltaico combinado:

En el cuarto caso, se analizó el potencial eólico y fotovoltaico del país combinados, utilizando los datos de los estudios realizados en los Capítulos 3 y 4. Se mantuvieron los valores reales de potencia instalada térmica e hidráulica correspondientes a Ecuador en el año 2022, mientras que la potencia fotovoltaica y eólica aumentaron progresivamente para simular diferentes escenarios que consideren la explotación de ambas tecnologías simultáneamente en el país.

5. Quinto caso o escenario con restricción hidráulica:

Para el quinto caso, se partió de los resultados obtenidos en el cuarto caso, donde se logró un incremento exitoso en la capacidad fotovoltaica y eólica, manteniendo los valores reales de potencia instalada térmica. Sin embargo, en esta simulación se consideró la posibilidad de fenómenos naturales y sequías que afecten la generación hidráulica, permitiendo evaluar el comportamiento del sistema ante escenarios que limiten la producción de dichas centrales.

6.3 Resultados del Estudio Energético de Ecuador

Las simulaciones de los cuatro casos de estudio propuestos se realizarán utilizando EnergyPlan, empleando simulaciones técnicas y económicas y teniendo en cuenta las características y estrategias proporcionadas por el programa, como se detalla en el Capítulo 5.

Los resultados de cada simulación se analizarán con énfasis en la producción, las emisiones de CO₂ y los costos anuales, evaluando así las ventajas económicas de incorporar tecnologías renovables en la matriz energética del país.

6.3.1 Primer Caso: Sistema Energético Ecuador 2022

En este caso de estudio, se recopilaron los datos de la demanda anual de 33560 GWh/año y los diversos tipos de generación correspondientes al año 2022, como se describe en la sección 6.1 de este capítulo. Los resultados más relevantes obtenidos en la simulación de EnergyPlan se presentan en la Tabla 6-6.

Tabla 6-6 Caso base: resultados de la simulación en EnergyPlan.

N.	Demanda Eléctrica	Cap. Térmica	Cap. Hidráulica	Cap. FV	Cap. Eólica	CEEP	Coste Total	Prod. Térmica	CO ₂	Prod. RES Hidráulica	Prod. RES FV	Prod. RES Eólica	Prod. RES Total
	GWh/año	MW	MW	MW	MW	GWh/año	MEUR	GWh/año	MTn	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año
1	33560	3439	5191	29	53	0	6914	8820	2241	24630	39	61	24729

Los resultados de producción energética obtenidos de la simulación se muestran en la Tabla 6-6. Para satisfacer la demanda eléctrica de 33560 GWh/año de Ecuador en 2022, el primer caso propone una producción hidráulica de 24630 GWh/año, térmica de 8820 GWh/año, fotovoltaica de 39 GWh/año y eólica de 61 GWh/año. Estos datos reflejan la situación energética de Ecuador en el año 2022, caracterizada por una alta producción de energía hidráulica y una considerable producción de energía térmica, mientras que la generación eólica y fotovoltaica apenas están presentes. En la Figura 6-1 se observan los porcentajes de generación de energías renovables y no renovables obtenidos en EnergyPlan, los cuales coinciden con los porcentajes estudiados en el Capítulo 2.

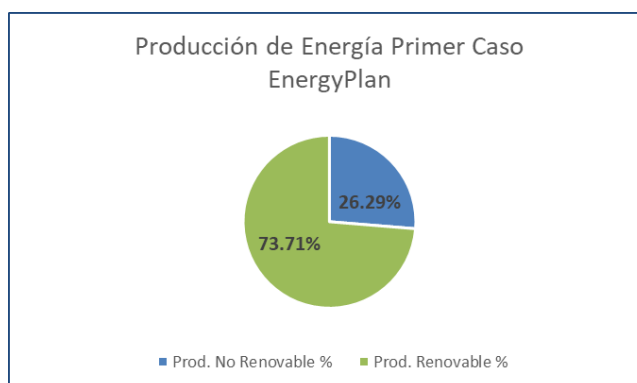


Figura 6-1 Caso base: producción de energía Ecuador 2022 EnergyPlan.

En la Figura 6-2 se presentan las gráficas de los resultados de la simulación. En ella, "PP+" representa la producción térmica, "RES34" indica la producción de energía hidráulica, y "RES12" incluye la producción de energía eólica y fotovoltaica. Se muestra tanto la curva horaria para un día de mayo como la producción del mes de diciembre de 2022 en Ecuador, en dicho mes se observa una ligera disminución en la producción hidráulica, lo cual coincide con los datos de demanda presentados en el apartado 6.1.

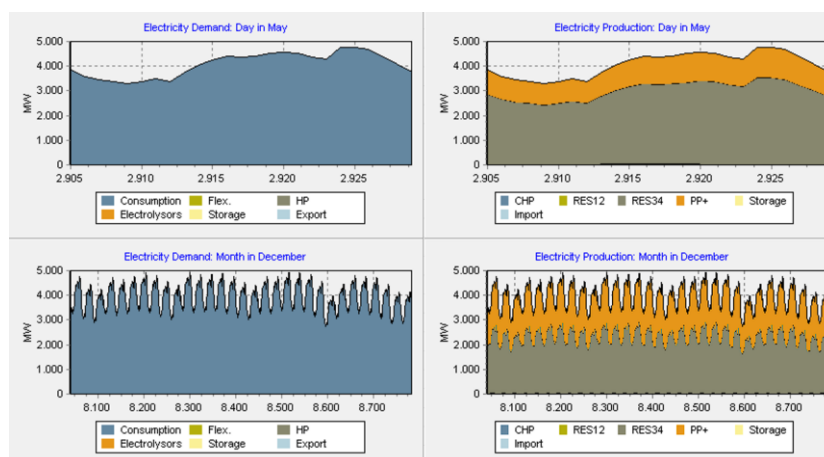


Figura 6-2 Caso base: demanda y producción diaria y mensual Ecuador 2022 EnergyPlan.

Para este caso, la producción tanto eólica como fotovoltaica es casi inexistente. Una mejor apreciación de estas producciones se observa en la Figura 6-3, la cual representa la curva de demanda anual obtenida en la simulación del sistema energético de Ecuador en 2022.

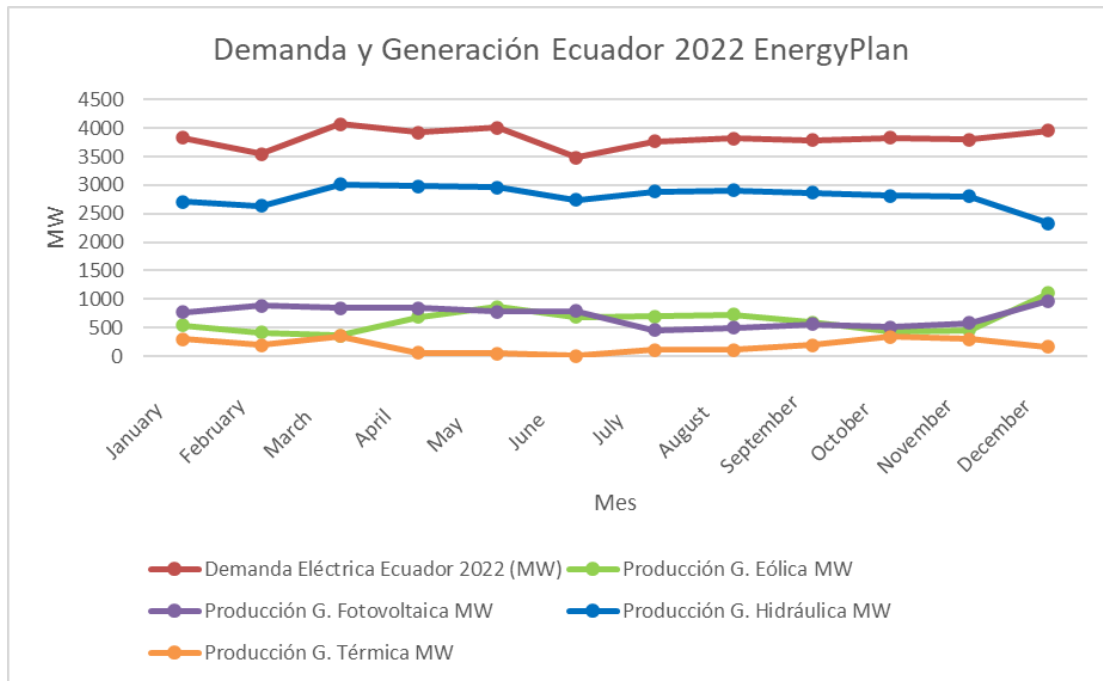


Figura 6-3 Caso base: demanda y producción anual Ecuador 2022 EnergyPlan.

Se establecieron precios para los combustibles utilizados en las centrales térmicas de Ecuador, según lo propuesto por EnergyPlan. Estos precios abarcan los costos de los combustibles, su manejo, las emisiones de dióxido de carbono, así como los gastos variables de operación y mantenimiento, y los costos de inversión [35]. En la Tabla 6-7 se presentan los resultados de los costos anuales para el primer caso.

Tabla 6-7 Caso base: costes anuales Ecuador 2022 EnergyPlan.

Costes Anuales	Total (M€)
Fueloil	322
Gas Natural	50
Costes Marginales de Operación	23
Costes por Emisiones de CO ₂	65
Costes Fijos de Operación	6431
Costes de Inversión Anuales	0
Balance de Interconexiones	23
Total de Costes Anuales	6914

Como se aprecia en la Tabla 6-7, los costos de inversión anuales son nulos, ya que para el caso base se considera el estado actual del sistema energético ecuatoriano, en el cual las inversiones ya han sido amortizadas. Por otro lado, se incluye el costo de la importación de energía y combustible a través de las interconexiones con Colombia y Perú, utilizando los datos proporcionados por la Agencia de Regulación y Control de la Energía de Ecuador. El balance entre los costos de importación de energía y combustible para el año 2022 fue de aproximadamente 23 millones de euros como se detalla en la Tabla 6-8 [38] [43].

Tabla 6-8 Caso base: Interconexiones internacionales Ecuador 2022.

País	Importación de Energía (GWh)	Costes de Importación (M€)	Exportación de Energía (GWh)	Ingresos de Exportación (M€)
Colombia	465.3	29	159.14	5
Perú	0	0	32.43	1
Total	465.3	29	191.57	6

6.3.2 Segundo Caso: Potencial Fotovoltaico de Ecuador

Para simular este caso de estudio, se utilizaron como base los datos de entrada del primer caso, manteniendo la demanda de 33560 GWh/año e incrementando gradualmente la capacidad fotovoltaica instalada para analizar su efecto. Se exploraron varios escenarios que simulan la incorporación de centrales fotovoltaicas, tomando en cuenta el análisis realizado en el Capítulo 3. Los resultados más importantes de esta simulación con EnergyPlan se presentan en la Tabla 6-9.

Durante las simulaciones con EnergyPlan, se observó cómo evoluciona el sistema energético al aumentar la capacidad fotovoltaica. Esto implicará el seguimiento de variables clave, como la producción térmica, las emisiones de CO₂, los costos anuales y la energía exportada o vendida. Para el análisis de los costos anuales, se tomaron en cuenta los datos del primer caso, manteniendo los mismos parámetros y precios por tecnología instalada.

Tabla 6-9 Segundo caso - Introducción de FV: resultados de la simulación en EnergyPlan.

N.	Demanda Eléctrica	Cap. Térmica	Cap. Hidráulica	Cap. FV	Cap. Eólica	Energía Exp.	Coste Total	Prod. Térmica	Emisiones CO ₂	Prod. RES Hidráulica	Prod. RES FV	Prod. RES Eólica	Prod. RES Total
	GWh/año	MW	MW	MW	MW	GWh/año	M EUR	GWh/año	MTn	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año
1	33560	3439	5191	29	53	0	6914	8820	2241	24630	39	61	24729
2	33560	3439	5191	59	53	0	6969	8780	2230	24630	88	61	24779
3	33560	3439	5191	138	53	0	6971	8670	2203	24630	200	61	24890
4	33560	3439	5191	289	53	0	6978	8470	2150	24630	407	61	25098
5	33560	3439	5191	578	53	0	6985	8070	2049	24630	792	61	25483
6	33560	3439	5191	1155	53	62	6998	7270	1847	24630	1596	61	26287
7	33560	3439	5191	2310	53	320	6951	6003	1525	24630	3185	61	27875
8	33560	3439	5191	4620	53	2517	6513	5176	1313	24630	6216	61	30906

Como se observa en la Tabla 6-9, los resultados de la simulación reflejan un cambio notable en la estructura energética del país conforme se va implementando gradualmente la capacidad fotovoltaica. Uno de los primeros aspectos a destacar es el de la Energía Exportada: se aprecia que, a partir de una capacidad fotovoltaica instalada de 1155 MW, el país ya puede exportar aproximadamente 62 GWh/año de energía. Además, se observa una relación inversa entre los costes totales, la producción de energía térmica y las emisiones de CO₂ con respecto a la capacidad fotovoltaica instalada.

Para los siguientes análisis se ha tomado como referencia la simulación 8, que plantea una capacidad fotovoltaica instalada hipotética de 4620 MW, se observa que la cantidad de energía exportada alcanza los 2517 GWh/año, lo que se traduce en una reducción significativa de los Costos Totales, que disminuyen a 6513 millones de euros. Además, debido al alto nivel de generación fotovoltaica, la producción de energía térmica desciende lo que contribuye a una reducción adicional de las emisiones de CO₂, que caen a 1313 MTn.

Para satisfacer la demanda eléctrica de 33560 GWh/año de Ecuador en 2022, la simulación 8 del segundo caso propone una producción hidráulica de 24630 GWh/año, térmica de 5176 GWh/año, fotovoltaica de 6215 GWh/año y eólica de 61 GWh/año.

Estos datos muestran una alta producción de energía hidráulica y una considerable producción de energía fotovoltaica. También se evidencia una disminución en la generación térmica, mientras que la generación eólica apenas está presente. En la Figura 6-4 se pueden apreciar los porcentajes de generación por tecnología instalada obtenidos en EnergyPlan, donde se destaca claramente el aumento en la producción fotovoltaica.

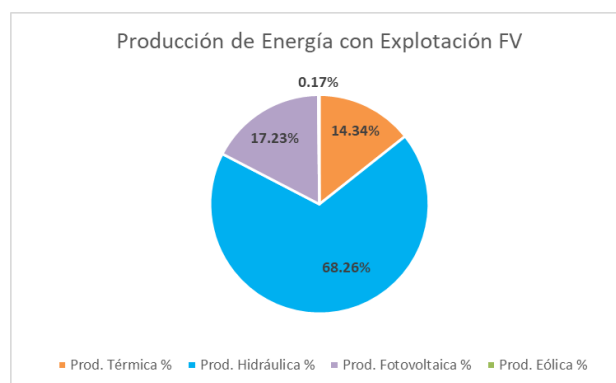


Figura 6-4 Segundo caso - Introducción de FV: producción estimada de energía en Ecuador con EnergyPlan.

En la Figura 6-5 se presentan las gráficas de los resultados de la simulación 8 para el segundo caso. En ella, "PP+" representa la producción térmica, "RES34" indica la producción de energía hidráulica, y "RES12" incluye la producción de energía eólica y fotovoltaica. Se muestra tanto la curva horaria para un día de mayo como la producción del mes de diciembre. En este caso, se observa que la curva de producción de energía fotovoltaica contribuye significativamente a satisfacer la demanda durante las horas diurnas. Además, se puede notar el porcentaje de energía destinado a la exportación. Sin embargo, esta producción solo se da por la mañana, siendo nula durante la noche.

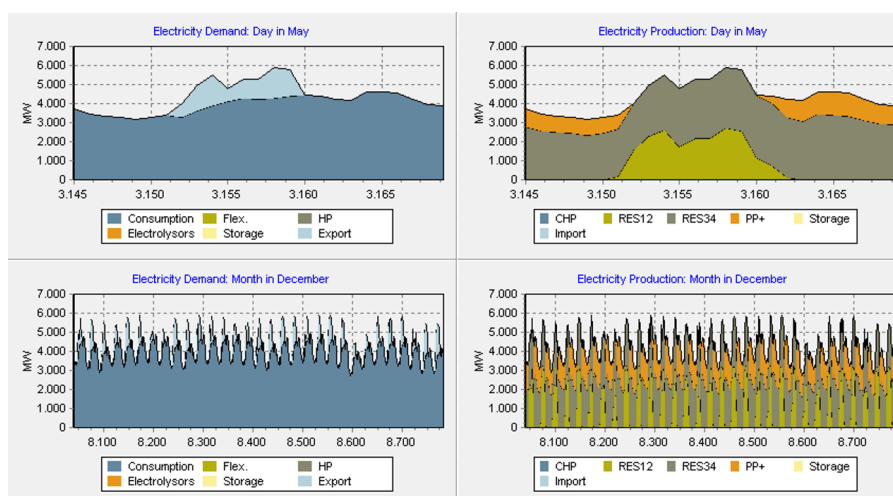


Figura 6-5 Segundo caso - Introducción de FV: demanda y producción estimada diaria y mensual en Ecuador con EnergyPlan.

Para este caso, la producción fotovoltaica es notablemente elevada mientras que la eólica continua inexistente. Una mejor apreciación de toda la producción se observa en la Figura 6-6, la cual representa la curva de demanda anual estimada obtenida en la simulación 8 del sistema energético de Ecuador considerando el crecimiento hipotético en la generación fotovoltaica.

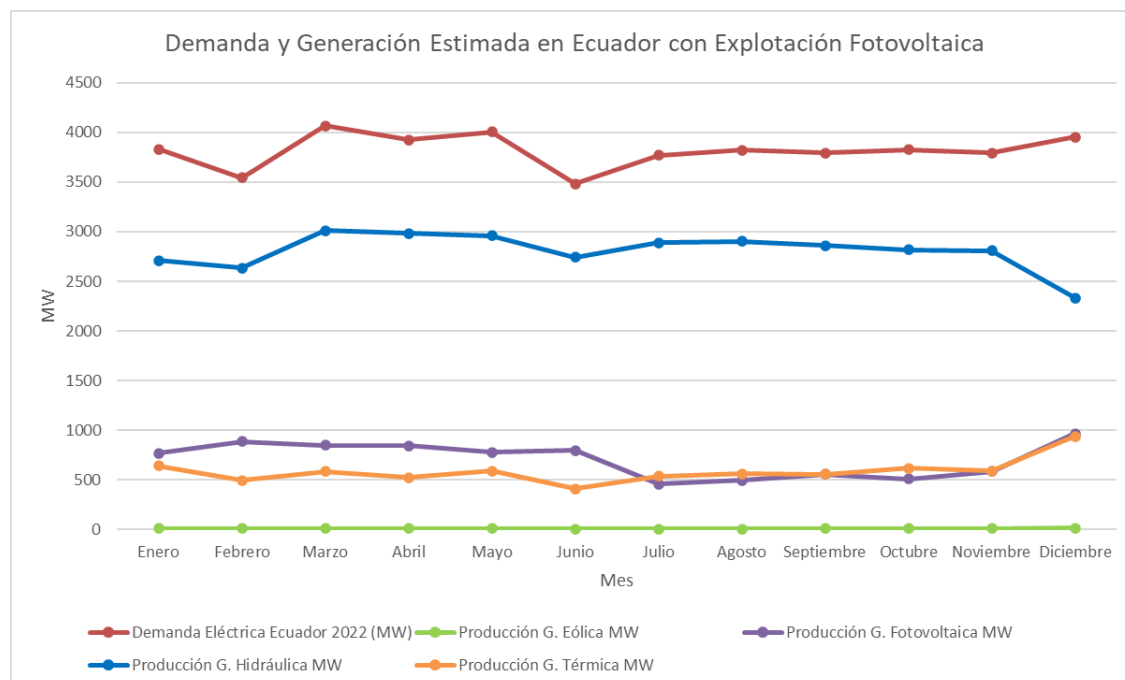


Figura 6-6 Segundo caso - Introducción de FV: demanda y producción estimada anual en Ecuador con EnergyPlan.

Se establecieron precios para los combustibles utilizados en las centrales térmicas de Ecuador, según lo propuesto por EnergyPlan. Estos precios abarcan los costos de los combustibles, su manejo, las emisiones de dióxido de carbono, así como los gastos variables de operación y mantenimiento, y los costos de inversión [35]. En la Tabla 6-10 se presentan los resultados de los costos anuales para la simulación 8 del segundo caso. En este caso, se observa un valor negativo en los costes de las interconexiones, lo que indica una disminución debido a los ingresos generados por la exportación de energía.

Tabla 6-10 Segundo caso - Introducción de FV: Estimación de la variación de costes del sistema eléctrico en Ecuador.

Costes Anuales	Total segundo caso (M€)	Variación respecto al caso base (M€)
Fueloil	183	139
Gas Natural	34	16
Costes Marginales de Operación	14	9
Costes por Emisiones de CO ₂	38	27
Costes Fijos de Operación	6467	-36
Costes de Inversión Anuales	487	-487
Balance de Interconexiones	-710	733
Total de Costes Anuales	6513	424

En la Tabla 6-11 se muestra un resumen mensual de los precios relacionados con la exportación de energía. En Ecuador, el comercio eléctrico se efectúa con Colombia y Perú. Según los datos proporcionados por la Agencia de Regulación y Control de la Energía de Ecuador, el precio promedio de exportación ha mostrado una tendencia de incremento en los últimos años. Considerando los grandes flujos de energía exportada resultantes de este caso y el crecimiento a futuro del mercado, para las simulaciones se ha fijado un precio promedio de exportación de 227 €/MWh [43].

Tabla 6-11 Segundo caso - Introducción de FV: Resumen mensual de los precios e ingresos de exportación de energía.

Mes	Energía Exportada Promedio (MW)	Precios Medios de Exportación (€/MWh)	Ingresos de Exportación de Energía (M€)
Enero	298	265	87
Febrero	474	213	77
Marzo	382	216	77
Abril	426	237	87
Mayo	333	250	85
Junio	471	218	101
Julio	121	153	21
Agosto	141	216	26
Septiembre	186	243	34
Octubre	124	241	24
Noviembre	195	228	33
Diciembre	294	241	58

Los costos de inversión resultantes de la introducción de la tecnología fotovoltaica, así como el balance resultante de las interconexiones, se detallan en la Tabla 6-12. Se considera que los costos de la tecnología fotovoltaica y las interconexiones están expresados en millones de euros, para la inversión de las centrales fotovoltaicas EnergyPlan considera un período de 20 años y un porcentaje de interés del 3 % para el cálculo de los costes totales [35].

Tabla 6-12 Segundo caso - Introducción de FV: Estimación de la variación de costes de inversión del sistema eléctrico en Ecuador.

Costes	Potencia Instalada (MW)	Costes Totales de Inversión (M€)	Costes Anuales de Inversión (M€)	Costes de Operación y Mantenimiento (M€)	Costes de Importación de Energía (M€)	Ingresos de Exportación de Energía (M€)
Central Fotovoltaica	4620	6006	404	311	-	-
Interconexiones	-	1920	83	19	0	710

6.3.3 Tercer Caso: Potencial Eólico de Ecuador

Igual que el caso anterior, se utilizaron como base los datos de entrada del primer caso, manteniendo la demanda de 33560 GWh/año e incrementando gradualmente la capacidad eólica instalada. Se exploraron varios escenarios que simulan la incorporación de centrales eólicas, tomando en cuenta el análisis realizado en el Capítulo 4. Los resultados más importantes de este caso se presentan en la Tabla 6-13.

Al igual que en el segundo caso, durante las simulaciones con EnergyPlan, se observó cómo evoluciona el sistema energético al aumentar la capacidad eólica. Esto implicará el seguimiento de variables clave, como la producción térmica, las emisiones de CO₂, los costos anuales y la energía exportada o vendida. Para el análisis de los costos anuales, se tomaron en cuenta los datos del primer caso, manteniendo los mismos parámetros y precios por tecnología instalada.

Tabla 6-13 Tercer caso - Introducción de Eólica: resultados de la simulación en EnergyPlan.

N.	Demanda Eléctrica	Cap. Térmica	Cap. Hidráulica	Cap. FV	Cap. Eólica	Energía Exp.	Coste Total	Prod. Térmica	Emisiones de CO ₂	Prod. RES Hidráulica	Prod. RES FV	Prod. RES Eólica	Prod. RES Total
	GWh/año	MW	MW	MW	MW	GWh/año	M EUR	GWh/año	MTn	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año
1	33560	3439	5191	29	53	0	6914	8810	2238	24630	39	61	24729
2	33560	3439	5191	29	77	0	6977	8780	2230	24630	39	113	24782
3	33560	3439	5191	29	138	0	6980	8700	2210	24630	39	196	24864
4	33560	3439	5191	29	289	0	6989	8500	2158	24630	39	415	25084
5	33560	3439	5191	29	578	0	7006	8110	2061	24630	39	813	25481
6	33560	3439	5191	29	1155	0	7040	7170	1822	24630	39	1710	26379
7	33560	3439	5191	29	2310	120	7098	5580	1417	24630	39	3420	28089
8	33560	3439	5191	29	4620	1830	6898	3870	983	24630	39	6840	31509

Como se observa en la Tabla 6-13, los resultados de la simulación muestran un cambio significativo en la estructura energética del país a medida que se implementa gradualmente la capacidad eólica. En contraste con el segundo caso, aquí se observa un comportamiento distinto. Uno de los aspectos destacados es la cantidad de energía exportada: se nota que, a diferencia del caso fotovoltaico, la cantidad exportada es menor. Por otro lado, en cuanto a las emisiones de CO₂, este caso muestra valores más bajos que el caso fotovoltaico.

Para los siguientes análisis, se ha tomado como referencia la simulación 8, que propone una capacidad eólica instalada hipotética de 4620 MW. En contraste con el segundo caso, se observa que la cantidad de energía exportada es menor alcanzando los 1830 GWh/año, en esta ocasión, la reducción de costos se origina por el ahorro de combustible y las exportaciones de energía mediante las interconexiones. Además, debido al alto nivel de generación eólica y su producción más uniforme a lo largo del día, este escenario logra reducir la producción térmica a 3870 GWh/año, resultando en un consumo de CO₂ de 983 MTn.

Para satisfacer la demanda eléctrica de 33560 GWh/año de Ecuador en 2022, la simulación 8 del tercer caso propone una producción hidráulica de 24630 GWh/año, térmica de 3870 GWh/año, fotovoltaica de 39 GWh/año y eólica de 6520 GWh/año.

Estos datos muestran una alta producción de energía hidráulica y una considerable producción de energía eólica. También se evidencia, en contraste con el segundo caso, una disminución aún mayor en la generación térmica, mientras que la generación fotovoltaica apenas está presente. En la Figura 6-7 se pueden apreciar los porcentajes de generación por tecnología instalada obtenidos en EnergyPlan, donde se destaca claramente el aumento en la producción eólica.

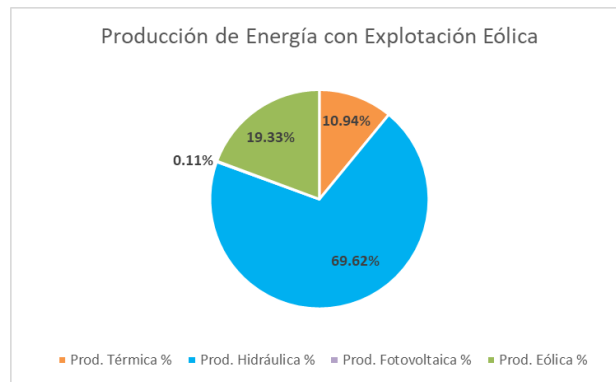


Figura 6-7 Tercer caso - Introducción de Eólica: producción estimada de energía en Ecuador con EnergyPlan.

En la Figura 6-8 se presentan las gráficas de los resultados de la simulación 8 para el tercer caso. En ella, "PP+" representa la producción térmica, "RES34" indica la producción de energía hidráulica, y "RES12" incluye la producción de energía eólica y fotovoltaica. Se muestra tanto la curva horaria para un día de mayo como la producción del mes de diciembre. En este caso, se observa que la curva de producción de energía eólica contribuye significativamente a satisfacer la demanda durante todas las horas del día. Además, se puede notar que el porcentaje de energía destinado a la exportación, en contraste con el segundo caso, es menor pero se distribuye uniformemente a lo largo del día, ya que la producción de energía eólica se da durante las 24 horas del día.

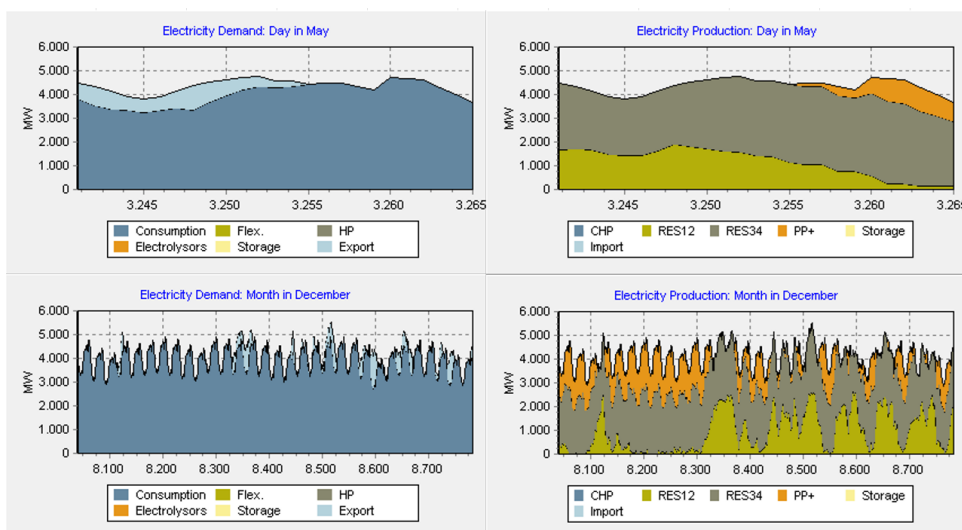


Figura 6-8 Tercer caso - Introducción de Eólica: demanda y producción estimada diaria y mensual en Ecuador con EnergyPlan.

Para este caso, la producción eólica es notablemente elevada mientras que la fotovoltaica es inexistente. Una mejor apreciación de toda la producción se observa en la Figura 6-9, la cual representa la curva de demanda anual estimada obtenida en la simulación del escenario 8 para el tercer caso del sistema energético de Ecuador considerando el crecimiento hipotético en la generación eólica.

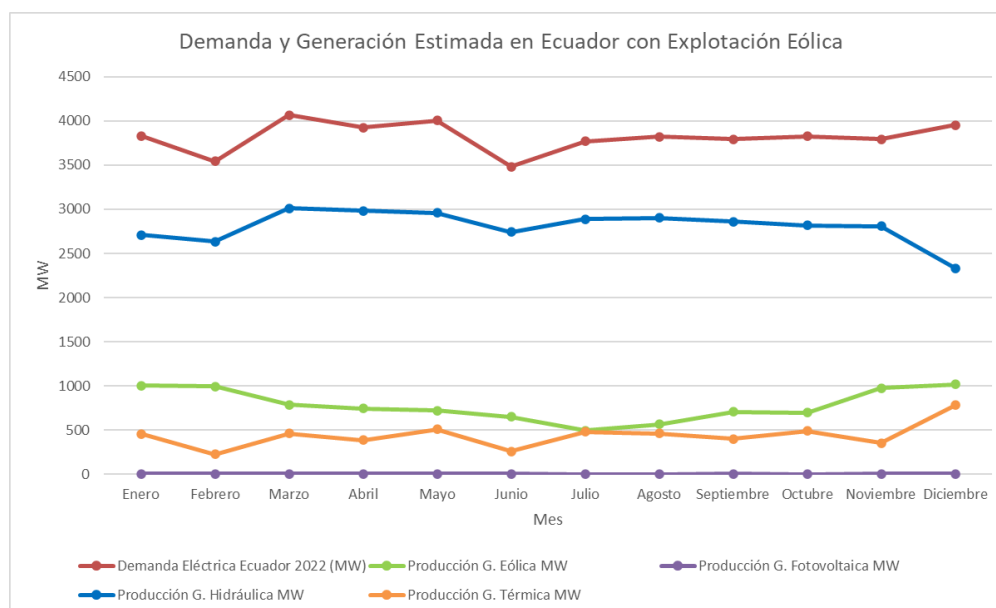


Figura 6-9 Tercer caso - Introducción de Eólica: demanda y producción estimada anual en Ecuador con EnergyPlan.

Se establecieron precios para los combustibles utilizados en las centrales térmicas de Ecuador, según lo propuesto por EnergyPlan. Estos precios abarcan los costos de los combustibles, su manejo, las emisiones de dióxido de carbono, así como los gastos variables de operación y mantenimiento, y los costos de inversión [35]. En la Tabla 6-14 se presentan los resultados de los costos anuales para la simulación 8 del tercer caso. En este caso y al igual que en el caso anterior, se observa un valor negativo en los costes de las interconexiones, lo que indica una disminución debido a los ingresos generados por la exportación de energía.

Tabla 6-14 Tercer caso - Introducción de Eólica: Estimación de la variación de costes del sistema eléctrico en Ecuador.

Costes Anuales	Total tercer caso (M€)	Variación respecto al caso base (M€)
Fueloil	137	185
Gas Natural	25	25
Costes Marginales de Operación	10	13
Costes por Emisiones de CO ₂	28	37
Costes Fijos de Operación	6611	-180
Costes de Inversión Anuales	493	-493
Balance de Interconexiones	-406	429
Total de Costes Anuales	6898	16

En la Tabla 6-15 se muestra un resumen mensual de los precios relacionados con la exportación de energía. En Ecuador, el comercio eléctrico se efectúa con Colombia y Perú. Según los datos proporcionados por la Agencia de Regulación y Control de la Energía de Ecuador, el precio promedio de exportación ha mostrado una tendencia de incremento en los últimos años. Considerando los grandes flujos de energía exportada resultantes de este caso y el crecimiento a futuro del mercado, para las simulaciones se ha fijado un precio promedio de exportación de 227 €/MWh [43].

Tabla 6-15 Tercer caso - Introducción de Eólica: Resumen mensual de los precios e ingresos de exportación de energía.

Mes	Energía Exportada Promedio (MW)	Precios Medios de Exportación (€/MWh)	Ingresos de Exportación de Energía (M€)
Enero	341	265	54
Febrero	312	213	49
Marzo	199	216	33
Abril	190	237	30
Mayo	191	250	30
Junio	175	218	30
Julio	99	153	11
Agosto	108	216	19
Septiembre	177	243	31
Octubre	184	241	32
Noviembre	344	228	54
Diciembre	185	241	33

Los costos de inversión resultantes de la introducción de la tecnología eólica, así como el balance resultante de las interconexiones, se detallan en la Tabla 6-16. Se considera que los costos de la tecnología eólica y las interconexiones están expresados en millones de euros, para la inversión de las centrales eólicas EnergyPlan considera un período de 20 años y un porcentaje de interés del 3 % para el cálculo de los costes totales [35].

Tabla 6-16 Tercer caso - Introducción de Eólica: Estimación de la variación de costes de inversión del sistema eléctrico en Ecuador.

Costes	Potencia Instalada (MW)	Costes Totales de Inversión (M€)	Costes Anuales de Inversión (M€)	Costes de Operación y Mantenimiento (M€)	Costes de Importación de Energía (M€)	Ingresos de Exportación de Energía (M€)
Central Eólica	4620	6099	410	181	-	-
Interconexiones	-	1920	83	19	0	406

6.3.4 Cuarto Caso: Potencial Fotovoltaico y Eólico Combinado de Ecuador

Para simular este caso de estudio, se utilizaron como base los datos de entrada del primer caso, manteniendo la demanda de 33560 GWh/año e incrementando gradualmente, tanto la capacidad fotovoltaica como eólica instalada para analizar su efecto. Se exploraron varios escenarios que simulan la incorporación de centrales fotovoltaicas y eólicas, tomando en cuenta los análisis realizados en los Capítulos 3 y 4. Los resultados más importantes de esta simulación con EnergyPlan se presentan en la Tabla 6-17.

Al igual que en los anteriores, durante las simulaciones con EnergyPlan, se observó cómo evoluciona el sistema energético al aumentar la capacidad fotovoltaica y eólica. Esto implicará el seguimiento de variables clave, como la producción térmica, las emisiones de CO₂, los costos anuales y la energía exportada o vendida. Para el análisis de los costos anuales, se tomaron en cuenta los datos del primer caso, manteniendo los mismos parámetros y precios por tecnología instalada.

Tabla 6-17 Cuarto caso - Introducción de FV y Eólica: resultados de la simulación en EnergyPlan.

N.	Demanda Eléctrica	Cap. Térmica	Cap. Hidráulica	Cap. FV	Cap. Eólica	Energía Exp.	Coste Total	Prod. Térmica	Emisiones de CO ₂	Prod. RES Hidráulica	Prod. RES FV	Prod. RES Eólica	Prod. RES Total
	GWh/año	MW	MW	MW	MW	GWh/año	M EUR	GWh/año	MTn	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año
1	33560	3439	5191	29	53	0	6914	8820	2241	24630	39	61	24729
2	33560	3439	5191	59	77	0	6982	8740	2220	24630	88	113	24832
3	33560	3439	5191	138	138	0	6988	8550	2172	24630	200	196	25025
4	33560	3439	5191	289	289	0	7000	8140	2068	24630	407	415	25452
5	33560	3439	5191	578	578	0	7024	7360	1869	24630	792	813	26235
6	33560	3439	5191	1155	1155	60	7063	5690	1444	24630	1596	1710	27936
7	33560	3439	5191	2310	2310	1460	6798	3790	962	24630	3185	3420	31235
8	33560	3439	5191	4620	4620	5150	6356	2530	642	24630	6200	5340	36170

Como se observa en la Tabla 6-17, los resultados de la simulación muestran un cambio significativo en la estructura energética del país a medida que se implementa gradualmente tanto la capacidad fotovoltaica como la eólica. En contraste con los casos anteriores, aquí se observa un comportamiento combinado, tomando las ventajas de ambos tipos de generación. Uno de los aspectos destacados es el considerable incremento en la cantidad de energía exportada, por otro lado, en cuanto a las emisiones de CO₂, este caso muestra los valores más bajos posibles.

Para los siguientes análisis, se ha tomado como referencia la simulación 8, que contempla una capacidad fotovoltaica y eólica instalada hipotética de 4620 MW. En contraste con los casos anteriores, la combinación de ambas tecnologías genera una cantidad de energía exportada de 5150 GWh/año. Esta vez, la reducción de costos se debe tanto a la disminución de la producción térmica, principalmente gracias a la energía eólica, como a la exportación de energía lograda mediante los picos de generación fotovoltaica durante las horas de luz. Esto resulta en un menor consumo de combustible y, en consecuencia, en unos costos totales de 6356 millones de euros, un valor menor que en los casos anteriores. Esto sugiere que la instalación simultánea de tecnologías eólicas y fotovoltaicas es más eficiente que enfocarse en una sola. Además, este escenario reduce la producción térmica a 2530 GWh/año, lo que resulta en un consumo de CO₂ de 642 MTn.

Para satisfacer la demanda eléctrica de 33560 GWh/año de Ecuador en 2022, la simulación 8 del cuarto caso propone una producción hidráulica de 24630 GWh/año, térmica de 2530 GWh/año, fotovoltaica de 6200 GWh/año y eólica de 5340 GWh/año.

Estos datos muestran una alta producción de energía hidráulica y una considerable producción de energía fotovoltaica y eólica. También se evidencia, en contraste con los casos anteriores, una disminución mucho mayor en la generación térmica. En la Figura 6-10 se pueden apreciar los porcentajes de generación por tecnología instalada obtenidos en EnergyPlan, donde se destaca claramente el aumento en la producción fotovoltaica y eólica.

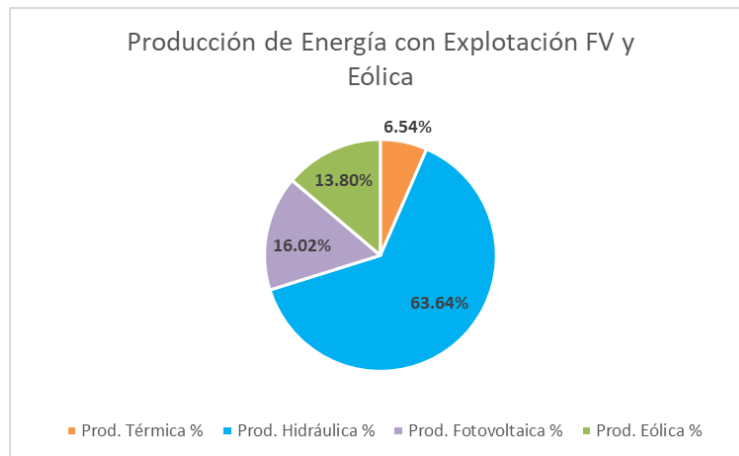


Figura 6-10 Cuarto caso - Introducción de FV y Eólica: producción estimada de energía en Ecuador con EnergyPlan.

En la Figura 6-11 se presentan las gráficas de los resultados de la simulación 8 para el cuarto caso. En ella, "PP+" representa la producción térmica, "RES34" indica la producción de energía hidráulica, y "RES12" incluye la producción de energía eólica y fotovoltaica. Se muestra tanto la curva horaria para un día de mayo como la producción del mes de diciembre. En este caso, la producción de energía eólica juega un papel significativo en la satisfacción de la demanda durante todas las horas del día. Por otro lado, la energía fotovoltaica contribuye a la exportación de energía especialmente durante las horas de la mañana.

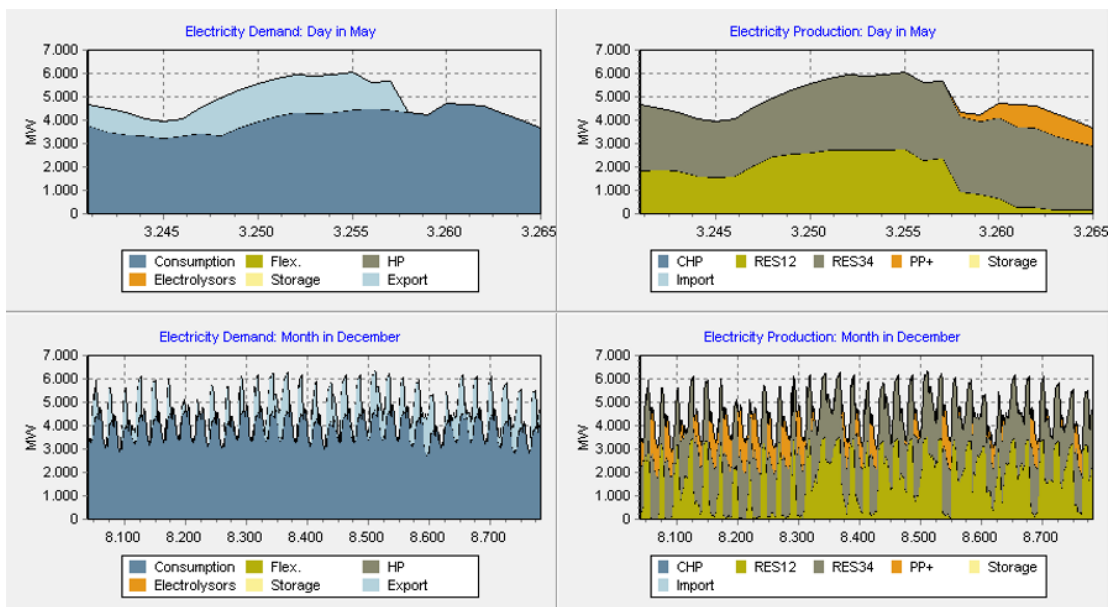


Figura 6-11 Cuarto caso - Introducción de FV y Eólica: demanda y producción estimada diaria y mensual en Ecuador con EnergyPlan.

Para este caso, tanto la producción fotovoltaica como eólica son notablemente elevada. Una mejor apreciación de toda la producción se observa en la Figura 6-12, la cual representa la curva de demanda estimada anual obtenida en la simulación del escenario 8 para el cuarto caso del sistema energético de Ecuador considerando el crecimiento hipotético en la generación fotovoltaica y eólica.

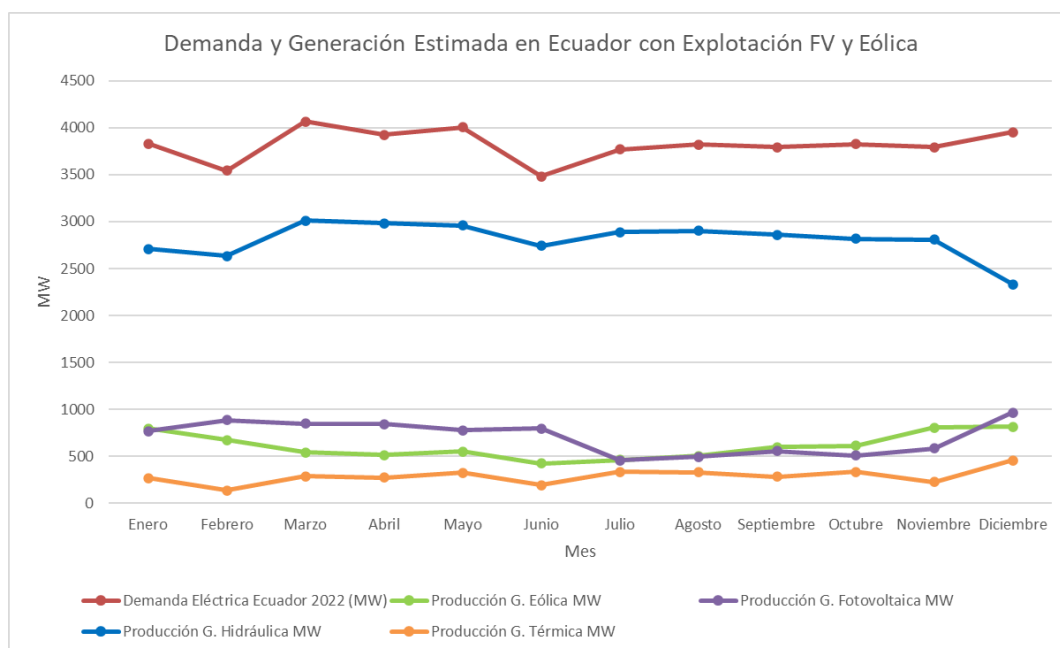


Figura 6-12 Cuarto caso - Introducción de FV y Eólica: demanda y producción estimada anual en Ecuador con EnergyPlan.

Se establecieron precios para los combustibles utilizados en las centrales térmicas de Ecuador, según lo propuesto por EnergyPlan. Estos precios abarcan los costos de los combustibles, su manejo, las emisiones de dióxido de carbono, así como los gastos variables de operación y mantenimiento, y los costos de inversión [35]. En la Tabla 6-18 se presentan los resultados de los costos anuales para la simulación 8 del cuarto caso. En este caso y al igual que en los casos dos y tres, se observa un valor negativo en los costes de las interconexiones, lo que indica una disminución debido a los ingresos generados por la exportación de energía.

Tabla 6-18 Cuarto caso - Introducción de FV y Eólica: Estimación de la variación de costes del sistema eléctrico en Ecuador.

Costes Anuales	Total cuarto caso (M€)	Variación respecto al caso base (M€)
Fueloil	89	233
Gas Natural	17	33
Costes Marginales de Operación	7	16
Costes por Emisiones de CO ₂	18	47
Costes Fijos de Operación	6647	-216
Costes de Inversión Anuales	897	-897
Balance de Interconexiones	-1319	1342
Total de Costes Anuales	6356	558

En la Tabla 6-19 se muestra un resumen mensual de los precios relacionados con la exportación de energía. En Ecuador, el comercio eléctrico se efectúa con Colombia y Perú. Según los datos proporcionados por la Agencia de Regulación y Control de la Energía de Ecuador, el precio promedio de exportación ha mostrado una tendencia de incremento en los últimos años. Considerando los grandes flujos de energía exportada resultantes de este caso y el crecimiento a futuro del mercado, para las simulaciones se ha fijado un precio promedio de exportación de 227 €/MWh [43].

Tabla 6-19 Cuarto caso - Introducción de FV y Eólica: Resumen mensual de los precios e ingresos de exportación de energía.

Mes	Energía Exportada Promedio (MW)	Precios Medios de Exportación (€/MWh)	Ingresos de Exportación de Energía (M€)
Enero	710	265	156
Febrero	782	213	126
Marzo	616	216	115
Abril	681	237	132
Mayo	609	250	138
Junio	669	218	132
Julio	372	153	55
Agosto	408	216	71
Septiembre	507	243	91
Octubre	448	241	81
Noviembre	629	228	103
Diciembre	615	241	119

Los costos de inversión resultantes de la introducción de la tecnología fotovoltaica y eólica, así como el balance resultante de las interconexiones, se detallan en la Tabla 6-20. Se considera que los costos de la tecnología fotovoltaica, eólica y las interconexiones están expresados en millones de euros, para la inversión de dichas centrales EnergyPlan considera un período de 20 años y un porcentaje de interés del 3 % para el cálculo de los costes totales [35].

Tabla 6-20 Cuarto caso - Introducción de FV y Eólica: Estimación de la variación de costes de inversión del sistema eléctrico en Ecuador.

Costes	Potencia Instalada (MW)	Costes Totales de Inversión (M€)	Costes Anuales de Inversión (M€)	Costes de Operación y Mantenimiento (M€)	Costes de Importación de Energía (M€)	Ingresos de Exportación de Energía (M€)
Central Fotovoltaica	4620	6006	404	311	-	-
Central Eólica	4620	6099	410	181	-	-
Interconexiones	-	1920	83	19	0	1319

6.3.5 Quinto Caso: Restricción Hidráulica en Ecuador

Para simular este caso de estudio, se partió de los resultados obtenidos en la simulación 8 del cuarto caso, donde se mantuvo la demanda eléctrica de 33560 GWh/año y se incrementó tanto la capacidad fotovoltaica como la eólica instalada a 4620 MW. En este escenario, se modeló un año con restricciones en la generación hidráulica con el propósito de estudiar el comportamiento del sistema ante las sequías ocasionadas por fenómenos naturales ocurridos frecuentemente en Ecuador [3]. Para ello, se ajustó una serie temporal utilizando los datos de demanda y generación hidráulica registrados en Ecuador en el año 2023, año en el que se experimentaron múltiples apagones debido a sequías [44]. Los resultados más importantes de esta simulación con EnergyPlan se presentan en la Tabla 6-21.

En este caso, durante las simulaciones con EnergyPlan, se analizó cómo respondía el sistema energético ante las restricciones en la generación hidráulica causadas por las sequías. Esto se hizo teniendo en cuenta que la capacidad instalada de energía fotovoltaica y eólica ya estaba completamente aprovechada. Esto implica el seguimiento de variables clave, como la producción térmica, las emisiones de CO₂, los costos anuales y la energía exportada o vendida. Para el análisis de los costos anuales, se tomaron en cuenta los datos del primer caso, manteniendo los mismos parámetros y precios por tecnología instalada.

Tabla 6-21 Quinto caso – Restricción Hidráulica: resultados de la simulación en EnergyPlan.

N.	Demanda Eléctrica	Cap. Térmica	Cap. Hidráulica	Cap. FV	Cap. Eólica	Energía Exp.	Coste Total	Prod. Térmica	Emisiones de CO ₂	Prod. RES Hidráulica	Prod. RES FV	Prod. RES Eólica	Prod. RES Total
	GWh/año	MW	MW	MW	MW	GWh/año	M EUR	GWh/año	MTn	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año
1	33560	3439	5191	4620	4620	3600	6356	4940	1254	19900	6330	6000	32230

Como se observa en la Tabla 6-21, los resultados de la simulación muestran un cambio significativo en la estructura energética del país cuando la producción hidráulica está limitada debido a sequías. Ya que la generación hidráulica se encuentra limitada el sistema responde con un incremento en la generación térmica para compensar la demanda, así mismo la cantidad de energía exportada también disminuye en contraste al caso anterior.

En contraste con el cuarto caso, que describe un escenario ideal con la generación hidráulica en su máximo rendimiento, el quinto caso representa una situación donde las sequías reducen la producción hidráulica en aproximadamente un 20%. Este caso contempla una capacidad fotovoltaica y eólica instalada hipotética de 4620 MW. Debido a la limitación en la generación hidráulica, la cantidad de energía exportada disminuye a 3600 GWh/año, mientras que la producción térmica aumenta a 4940 GWh/año para compensar la falta de producción hidráulica en horas en las cuales las otras fuentes renovables tienen menor rendimiento. A pesar de esta limitación, el sistema logra mantener estable la matriz energética y satisfacer la demanda sin contratiempos.

Estos datos muestran una reducción en la producción de energía hidráulica y una considerable producción de energía fotovoltaica y eólica. También se evidencia, en contraste con el caso anterior, un incremento en la generación térmica. En la Figura 6-13 se pueden apreciar los porcentajes de generación por tecnología instalada obtenidos en EnergyPlan, donde se destaca claramente el aumento en la producción fotovoltaica y eólica.

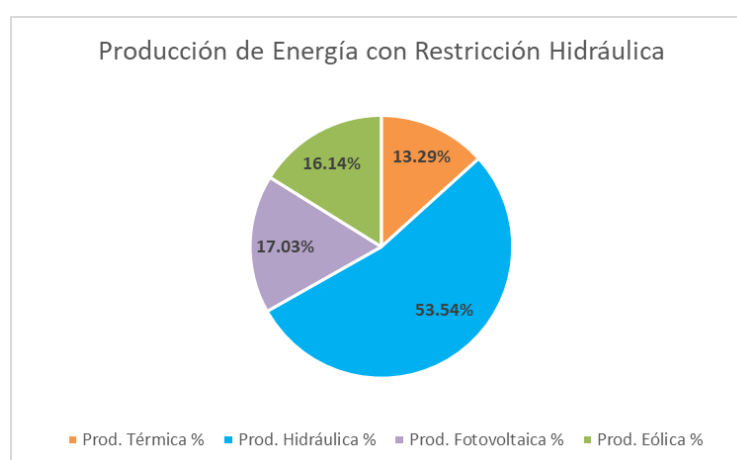


Figura 6-13 Quinto caso – Restricción Hidráulica: producción estimada de energía en Ecuador con EnergyPlan.

En la Figura 6-14 se presentan las gráficas de los resultados de la simulación 8 para el quinto caso. En ella, "PP+" representa la producción térmica, "RES34" indica la producción de energía hidráulica, y "RES12" incluye la producción de energía eólica y fotovoltaica. Se muestra tanto la curva horaria para un día de octubre como la producción del mes de noviembre, meses en los cuales fue más evidente el déficit de generación hidráulica debido a las sequías. En este caso, la disminución en la producción hidráulica ocasiona que las exportaciones disminuyan y que la producción térmica aumente para equilibrar la producción en horas críticas.

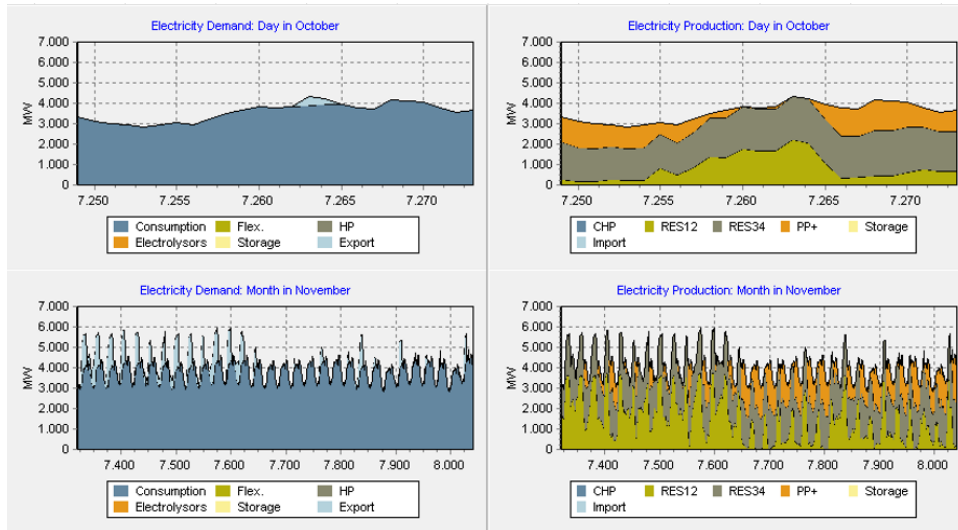


Figura 6-14 Quinto caso – Restricción Hidráulica: demanda y producción estimada diaria y mensual en Ecuador con EnergyPlan.

Para este caso, tanto la producción fotovoltaica como eólica son notablemente elevadas, mientras que la hidráulica cae con respecto a los casos anteriores. Una mejor apreciación de toda la producción se observa en la Figura 6-15, la cual representa la curva de demanda estimada anual obtenida en la simulación del quinto caso del sistema energético de Ecuador considerando la restricción hidráulica resultante de las sequías ocasionadas por fenómenos naturales.

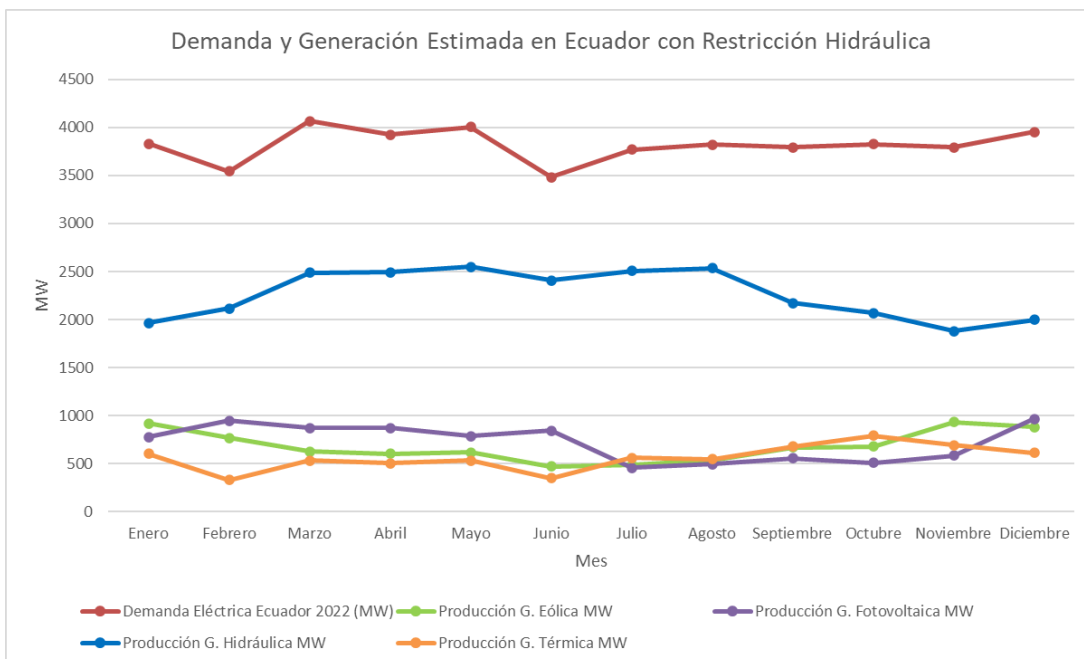


Figura 6-15 Quinto caso – Restricción Hidráulica: demanda y producción estimada anual en Ecuador con EnergyPlan.

Se establecieron precios para los combustibles utilizados en las centrales térmicas de Ecuador, según lo propuesto por EnergyPlan. Estos precios abarcan los costos de los combustibles, su manejo, las emisiones de dióxido de carbono, así como los gastos variables de operación y mantenimiento, y los costos de inversión [35]. En la Tabla 6-22 se muestran los resultados de los costos anuales para el quinto caso. A pesar de la restricción hidráulica, se observa un valor negativo en los costos de las interconexiones, lo que indica una disminución debido a los ingresos generados por la exportación de energía. Sin embargo, los costos relacionados con combustibles aumentan en comparación con el cuarto caso, debido a la mayor producción térmica.

Tabla 6-22 Quinto caso – Restricción Hidráulica: Estimación de la variación de costes del sistema eléctrico en Ecuador.

Costes Anuales	Total quinto caso (M€)	Variación respecto al caso base (M€)
Fueloil	174	148
Gas Natural	32	18
Costes Marginales de Operación	13	10
Costes por Emisiones de CO ₂	36	29
Costes Fijos de Operación	6647	-216
Costes de Inversión Anuales	897	-897
Balance de Interconexiones	-936	959
Total de Costes Anuales	6863	51

En la Tabla 6-23 se muestra un resumen mensual de los precios relacionados con la exportación de energía. El precio promedio de exportación ha mostrado una tendencia de incremento en los últimos años. Al igual que los casos anteriores, para las simulaciones se ha fijado un precio promedio de exportación de 227 €/MWh [43].

Tabla 6-23 Quinto caso – Restricción Hidráulica: Resumen mensual de los precios e ingresos de exportación de energía.

Mes	Energía Exportada Promedio (MW)	Precios Medios de Exportación (€/MWh)	Ingresos de Exportación de Energía (M€)
Enero	430	265	92
Febrero	615	213	98
Marzo	452	216	88
Abril	544	237	107
Mayo	479	250	110
Junio	589	218	118
Julio	240	153	36
Agosto	283	216	50
Septiembre	281	243	51
Octubre	219	241	39
Noviembre	301	228	48
Diciembre	506	241	99

Los costos de inversión resultantes de la introducción de la tecnología fotovoltaica y eólica considerando una restricción hidráulica, así como el balance resultante de las interconexiones, se detallan en la Tabla 6-24. Se considera que los costos de la tecnología fotovoltaica, eólica y las interconexiones están expresados en millones de euros, para la inversión de dichas centrales EnergyPlan considera un período de 20 años y un porcentaje de interés del 3 % para el cálculo de los costes totales [35].

Tabla 6-24 Quinto caso – Restricción Hidráulica: Estimación de la variación de costes de inversión del sistema eléctrico en Ecuador.

Costes	Potencia Instalada (MW)	Costes Totales de Inversión (M€)	Costes Anuales de Inversión (M€)	Costes de Operación y Mantenimiento (M€)	Costes de Importación de Energía (M€)	Ingresos de Exportación de Energía (M€)
Central Fotovoltaica	4620	6006	404	311	-	-
Central Eólica	4620	6099	410	181	-	-
Interconexiones	-	1920	83	19	0	936

6.3.6 Análisis de viabilidad mediante el cálculo del VAN y TIR

En este estudio, se llevará a cabo un análisis de viabilidad económica mediante la evaluación de un esquema de costos, que incluirá el cálculo del Valor Actual Neto (VAN). El VAN es un indicador financiero que evalúa la rentabilidad de una inversión al considerar los flujos de efectivo generados por el proyecto a lo largo del tiempo. Su objetivo es determinar si la inversión generará ganancias o pérdidas en términos de valor presente [45].

Además, se calculará la Tasa Interna de Retorno (TIR), que representa la tasa de rendimiento esperada de una inversión. Es decir, indica el porcentaje de rendimiento o pérdida que se espera obtener del proyecto de inversión [45].

Para el análisis, se considerarán los costos de inversión generales del segundo, tercer, cuarto y quinto caso, en los cuales se estudió la evolución de la introducción de energía fotovoltaica y eólica a la matriz energética actual de Ecuador. Para este estudio, se utilizará una tasa de interés del sugerida en base a análisis financieros del mercado ecuatoriano [46]. Esta tasa corresponde a una tasa de interés pasiva efectiva referencial para el mes de diciembre de 2022, con un período de análisis de 20 años.

Los costos de inversión a considerar son aquellos relacionados con las centrales fotovoltaicas, eólicas y las interconexiones, dado que las centrales térmicas e hidráulicas ya están instaladas en el país. La inversión necesaria para cada caso se tomará de los costes totales de inversión relacionados con la introducción de la tecnología renovable, mismos que se detallan en las Tablas 6-11, 6-14, 6-17 y 6-24.

Para calcular la tasa interna de retorno, se tendrán en cuenta los flujos de efectivo que consideran la energía vendida mediante interconexiones, así como el ahorro generado por la reducción del consumo de combustibles fósiles. Asimismo, se considerarán los costos de inversión anuales correspondientes a las tecnologías introducidas y las interconexiones, así como los costos de operación y mantenimiento respectivos.

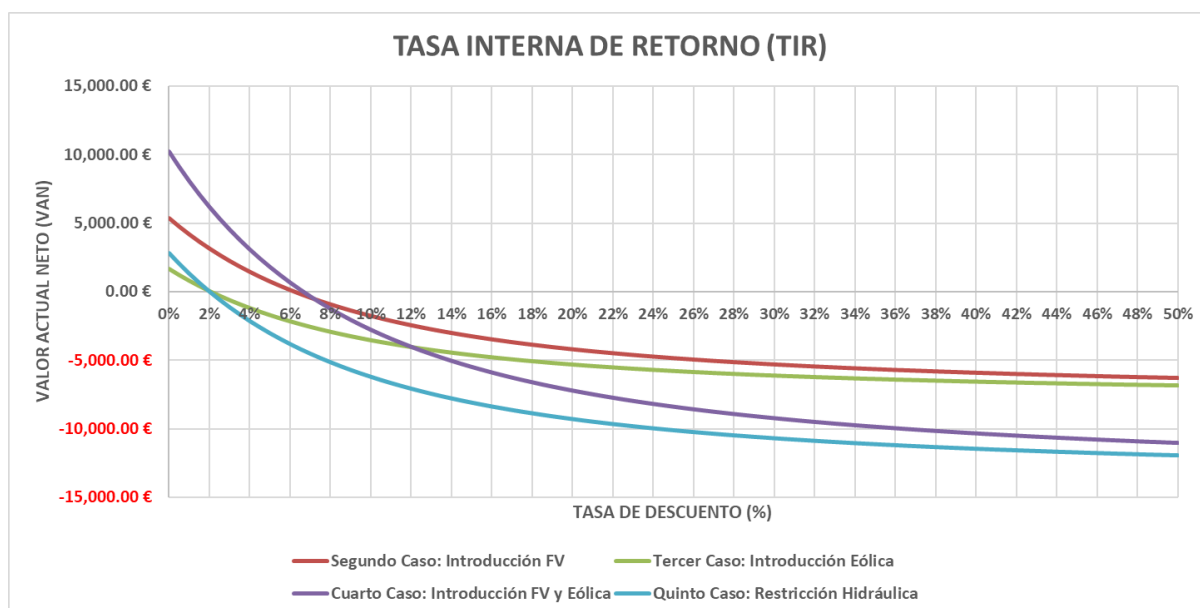


Figura 6-16 Tasa interna de retorno para cada caso.

Como se observa en la Figura 6-16, el segundo, tercer y cuarto casos logran una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 6.20 %, 2.11 % y 6.66 % respectivamente, lo que los hace económicamente beneficiosos y rentables. Por otro lado, el quinto caso alcanza una TIR del 2.00 % a pesar de la limitación en la generación hidráulica. Es importante tener en cuenta que el quinto caso representa una variante del cuarto caso y simula el comportamiento del sistema energético en los años afectados por sequías. Este análisis, al calcular el VAN y la TIR, refleja la implementación de los sistemas de generación de energía eléctrica, lo que contribuirá a cambiar la matriz energética de Ecuador de una manera económicamente viable, los resultados se expresan con más detalle en la Tabla 6-18.

6.3.7 Tabla de resumen de los resultados

La Figura 6-17 muestra una comparativa del ahorro relacionado con los combustibles para cada caso. Para calcular el ahorro total, se sumaron los costos asociados con el consumo de Fueloil, Gas Natural y los Costos por Emisiones de CO₂, utilizando como referencia el costo de combustible del caso base.

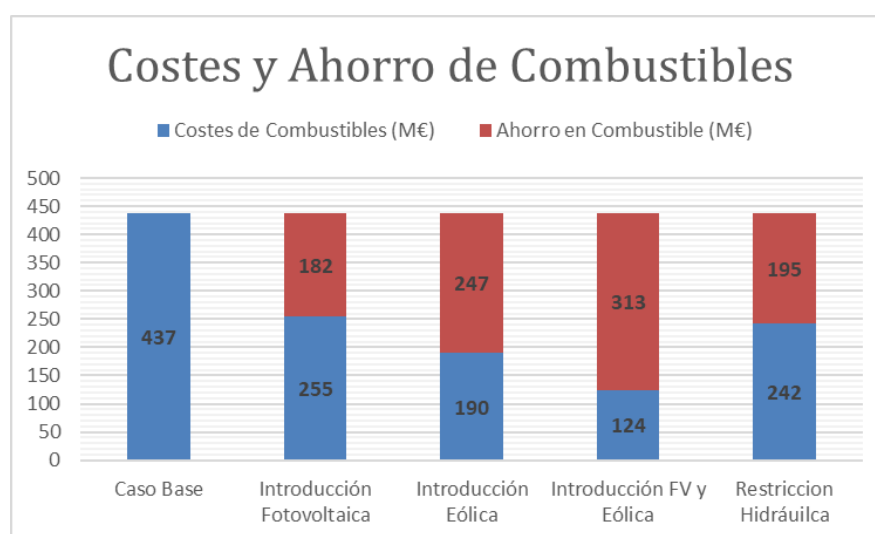


Figura 6-17 Costes y Ahorro de Combustibles.

Para determinar el ahorro relacionado con la exportación de energía, se emplearon los datos de las Tablas 6-11, 6-15, 6-19 y 6-22 para comparar los ingresos totales mensuales de cada caso con los ingresos totales del caso base, que corresponden a las interconexiones de Ecuador en el año 2022, con un valor de apenas 23 millones de euros. Se observa que todos los casos generan un significativo ahorro gracias a las exportaciones. El comportamiento de los precios e ingresos mensuales para cada caso se visualiza en la Figura 6-18.

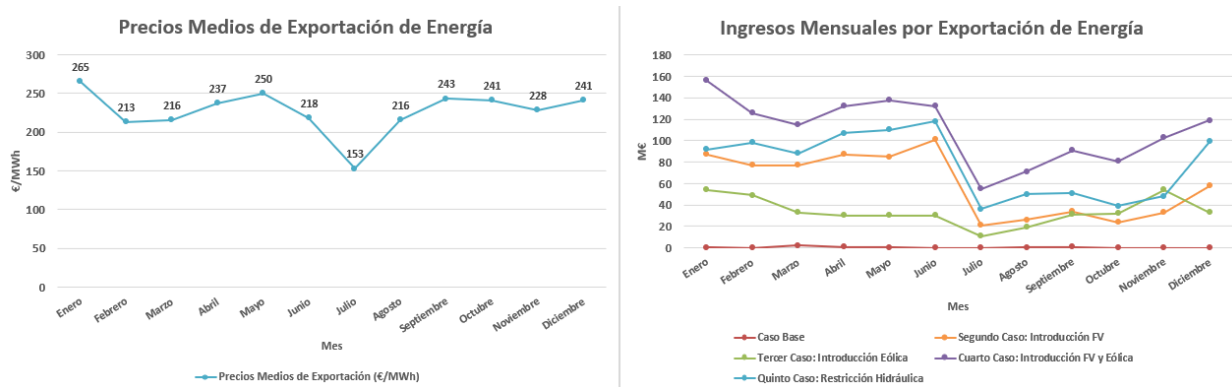


Figura 6-18 Precios e Ingresos Mensuales por Exportación de Energía.

La Tabla 6-25 presenta un resumen de los resultados más relevantes obtenidos en las simulaciones de EnergyPlan. Para cada caso, se especifica la potencia instalada de la tecnología renovable explotada, la inversión total, anual y el ahorro total. Además, se muestra el Valor Actual Neto obtenido, así como la Tasa Interna de Retorno para cada caso.

Para calcular la inversión total, se suman los costos de inversión de cada tecnología e interconexiones involucradas en cada caso, los cuales se detallan en las Tablas 6-11, 6-14, 6-17 y 6-24. EnergyPlan utiliza un período de 20 años y un interés del 3 % para el cálculo de los costos totales asociados con las centrales fotovoltaicas y eólicas. En cuanto a las interconexiones, se mantiene un interés del 3 % pero el período se incrementa a 40 años.

Tabla 6-25 Resumen de resultados

Casos	Potencia FV Instalada (MW)	Potencia Eólica Instalada (MW)	Inversión Total (M€)	Ahorro en Combustible (M€)	Ahorro Exportación Energía (M€)	Años	Tasa de Interés (%)	VAN (M€)	TIR (%)
Caso Fotovoltaico	4620	0	7926	182	710	20	3	5345	6.18
Caso Eólico	0	4620	8019	247	406	20	3	1696	2.11
Caso FV y Eólico	4620	4620	14025	313	1319	20	3	10255	6.66
Restricción Hidráulica	4620	4620	14025	195	936	20	3	2801	2.00

7 CONCLUSIONES

Este estudio subraya la relevancia estratégica de integrar tecnologías fotovoltaicas y eólicas en la matriz energética de Ecuador para diversificar las fuentes de energía y reducir la dependencia de la generación hidroeléctrica predominante. A través de simulaciones detalladas, se exploraron escenarios de incremento progresivo en la implementación de la generación fotovoltaica y eólica, evaluando tanto el impacto económico como el potencial energético de estas tecnologías frente al modelo energético actual.

Los análisis realizados en los capítulos 3 y 4 revelan que, aunque la capacidad actual de generación fotovoltaica y eólica es limitada, existe un potencial considerable para su expansión. Las simulaciones de irradiación solar y los proyectos de diseño utilizando la herramienta "PVsyst" indican que la región de Santa Elena, por ejemplo, posee un alto potencial fotovoltaico debido a su elevada radiación solar, proyectando una generación significativa que demuestra la viabilidad de estas instalaciones.

Por otro lado, las simulaciones de parques eólicos, realizadas con "OpenWind", resaltan la factibilidad de estos proyectos en locaciones seleccionadas, como Latacunga, donde los datos de velocidad del viento apoyan una producción energética estable y rentable.

En el capítulo 6, las simulaciones con "EnergyPlan" confirman que el aprovechamiento simultáneo de las capacidades fotovoltaicas y eólicas no solo estabiliza el suministro eléctrico, sino que también permite una significativa reducción de emisiones de CO₂ y aumenta los ingresos a través de la exportación de energía incluso en escenarios que limitan la producción de energía hidráulica debido a los efectos ocasionados por los fenómenos naturales que ocurren frecuentemente en Ecuador. La rentabilidad de estas inversiones se validó mediante análisis financieros detallados, mostrando resultados positivos en términos de Valor Actual Neto (VAN) y Tasa Interna de Retorno (TIR), especialmente cuando se combinan los beneficios de ambas tecnologías.

Finalmente, los resultados de este trabajo confirmaron que la incorporación de tecnologías eólicas y fotovoltaicas no solo es viable, sino crucial para la diversificación y sostenibilidad de la matriz energética en Ecuador, contribuyendo al desarrollo de un mercado energético robusto y a la mitigación de impactos negativos asociados a variaciones climáticas y fenómenos naturales adversos.

REFERENCIAS

- [1] “La introducción de Ecuador | Ecuador.” Accessed: Mar. 28, 2024. [Online]. Available: <https://blog.lrei.org/15zoec/2013/09/30/la-introduccion-de-ecuador/>
- [2] G. Alberto Santiago Lasso Mendoza, A. Enrique Borrero Vega, F. Santos Alvite, E. Patricia Carrión Quezada, and L. Jorge Maingón, “República del Ecuador.”
- [3] “Ecuador se queda a oscuras por la sequía: cuatro horas sin electricidad al día | Internacional | EL PAÍS.” Accessed: Jan. 24, 2024. [Online]. Available: <https://elpais.com/internacional/2023-10-28/ecuador-se-queda-a-oscuras-por-la-sequia-cuatro-horas-sin-electricidad-al-dia.html>
- [4] Ministerio de Energía y Minas del Ecuador, “2.-TRANSFORMACION-Y-SITUACION-ACTUAL-DEL-SECTOR-ELECTRICO,” vol. 1, no. 1, pp. 2–27, 2020.
- [5] J. Carpio Montero, “Energía eléctrica. Los grandes proyectos hidroeléctricos en estudio, en construcción, centrales en generación. INECEL. empresas eléctricas en el país. El Sistema Nacional Interconectado,” 1989, Accessed: Jan. 26, 2024. [Online]. Available: <http://repositorio.iaen.edu.ec/handle/24000/4377>
- [6] C. Larrea, “¿Es sustentable la política energética en el Ecuador?” [Online]. Available: http://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/330.htm
- [7] “Ecoener construirá dos centrales hidroeléctricas en Ecuador.” Accessed: Apr. 24, 2024. [Online]. Available: <https://www.icex.es/es/quienes-somos/donde-estamos/red-territorial-de-comercio/galicia/noticias/detalle.ecoener-construira-dos-centrales-hidroelectricas-en-ecuador.news128202312>
- [8] “AR6 Synthesis Report: Climate Change 2023 — IPCC.” Accessed: Feb. 06, 2024. [Online]. Available: <https://www.ipcc.ch/report/sixth-assessment-report-cycle/>
- [9] “Biblioteca – Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología.” Accessed: Feb. 06, 2024. [Online]. Available: <https://www.inamhi.gob.ec/biblioteca/>
- [10] P. Wolfe, “What Is Photovoltaics?,” *The Solar Generation*, pp. 9–24, Jun. 2018, doi: 10.1002/9781119425618.CH2.
- [11] “¿Cómo se construye una central fotovoltaica? | REVE Actualidad del sector eólico en España y en el mundo.” Accessed: Feb. 09, 2024. [Online]. Available: <https://www.evwind.com/2020/10/31/como-se-construye-una-central-fotovoltaica/>
- [12] “Principales componentes de una instalación fotovoltaica - Alusín Solar.” Accessed: Feb. 09, 2024. [Online]. Available: <https://alusinsolar.com/principales-componentes-de-una-instalacion-fotovoltaica/>
- [13] “8 elementos que componen una instalación fotovoltaica - E4e Soluciones.” Accessed: Feb. 09, 2024. [Online]. Available: <https://www.e4e-soluciones.com/blog-eficiencia-energetica/8-elementos-que-componen-una-instalacion-fotovoltaica>
- [14] G. S. Inca Yajamín, D. F. Cabrera Carrión, D. F. Villalta Gualán, R. C. Bautista Zurita, and H. D. Cabrera Carrion, “Evaluación de la actualidad de los sistemas fotovoltaicos en Ecuador: avances, desafíos y perspectivas,” *Ciencia Latina Revista Científica Multidisciplinar*, vol. 7, no. 3, pp. 9493–9509, Jul. 2023, doi: 10.37811/cl_rcm.v7i3.6835.
- [15] “(PDF) AMAZONÍA ECUATORIANA: CAMBIO CLIMÁTICO NATURAL Y ANTRÓPICO.” Accessed: Feb. 13, 2024. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/334251707_AMAZONIA_ECUATORIANA_CAMBIO_CLIMATICO_NATURAL_Y_ANTROPICO
- [16] D. V. Revelo and F. Ordóñez, “Mapa solar del Ecuador.” [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/338843581>

- [17] “Mapas de recursos solares y datos GIS para más de 180 países | Solargis.” Accessed: Feb. 12, 2024. [Online]. Available: <https://solargis.com/es/maps-and-gis-data/download/ecuador>
- [18] “Geopanel.” Accessed: Feb. 13, 2024. [Online]. Available: <https://geopanel-arcelectricidad.hub.arcgis.com/>
- [19] “Sobrepeso de USD 152 millones en tres obras de la Refinería del Pacífico.” Accessed: Mar. 07, 2024. [Online]. Available: <https://www.primicias.ec/noticias/economia/sobrepeso-152-millones-acueducto-remocion-tierras-vias-refineria-pacifico/>
- [20] “Gobierno firmó la concesión del Proyecto fotovoltaico El Aromo.” Accessed: Mar. 07, 2024. [Online]. Available: <https://www.primicias.ec/noticias/economia/solarpack-operacion-proyecto-fotovoltaico-elaromo/>
- [21] “LONGi Solar | Hi-MO 4 LR4-72HBD 440-460M | Pagina de Datos de Paneles Solares | Directorio de Paneles ENF.” Accessed: Mar. 07, 2024. [Online]. Available: <https://es.enfsolar.com/pv/panel-datasheet/crystalline/42216>
- [22] “Sungrow Power Supply | SG2500HV-MV-20 (Non-China) | Páginas de datos de convertidores solares | Directorio de Convertidores ENF.” Accessed: Mar. 08, 2024. [Online]. Available: <https://es.enfsolar.com/pv/inverter-datasheet/11106>
- [23] “Acelerador PVSYST | Academia Energía Solar.” Accessed: Mar. 12, 2024. [Online]. Available: <https://www.academiaenergiasolar.com/p/acelerador-pvsyst>
- [24] “Qué es la Energía Eólica, cómo funciona y sus ventajas - Iberdrola.” Accessed: Mar. 13, 2024. [Online]. Available: <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/energia-eolica>
- [25] A. Basit, A. Sarosh, O. A. A. Ahmed, H. Shuaib, and A. R. Khan, “Performance Characterization of EEEEC (Eolic Energy Unit) for Horizontal Axis Wind Turbine,” *Proceedings of the First International Conference on Aeronautical Sciences, Engineering and Technology*, pp. 302–310, 2024, doi: 10.1007/978-981-99-7775-8_32.
- [26] “Descubriendo los parques eólicos y la energía eólica - Fundación Endesa.” Accessed: Mar. 14, 2024. [Online]. Available: <https://www.fundacionendesa.org/es/educacion/endesa-educa/recursos/centrales-renovables/parque-eolico>
- [27] “La huella de carbono de las energías renovables. 2- Eólica.” Accessed: Mar. 20, 2024. [Online]. Available: <https://www.comunidadism.es/la-huella-de-carbono-de-las-energias-renovables-2-eolica/>
- [28] A. W. Mejía Yépez, “Óptima ubicación de aerogeneradores basado en el Atlas Eólico para maximizar la potencia generada,” 2018, Accessed: Mar. 20, 2024. [Online]. Available: <http://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/16066>
- [29] “Atlas Eólico Ecuador Meer 2013 PDF | PDF | Herida | Granja eólica.” Accessed: Mar. 20, 2024. [Online]. Available: <https://es.scribd.com/document/355204005/ATLAS-EOLICO-ECUADOR-MEER-2013-pdf>
- [30] A. E. Paredes Mejía and L. O. Villavicencio Novillo, “Diseño de una central generadora eólica para un sistema de bombeo hídrico en la comunidad de maca atápulo parroquia poaló cantón Latacunga provincia de Cotopaxi,” 2019, Accessed: Mar. 28, 2024. [Online]. Available: <http://localhost/handle/27000/5586>
- [31] “Alstom ECO 80/1670 - 1,67 MW - Aerogenerador.” Accessed: Mar. 28, 2024. [Online]. Available: <https://es.wind-turbine-models.com/turbines/363-alstom-eco-80-1670#datasheet>
- [32] “Openwind | Wind Farm Modeling and Layout Design Software | UL Solutions.” Accessed: Mar. 31, 2024. [Online]. Available: <https://www.ul.com/software/openwind-wind-farm-modeling-and-layout-design-software>
- [33] “Global Wind Atlas.” Accessed: Mar. 31, 2024. [Online]. Available: <https://globalwindatlas.info/es>
- [34] “Renewable Energy Systems: A Smart Energy Systems Approach to the Choice and ... - Henrik Lund - Google Libros.” Accessed: Mar. 31, 2024. [Online]. Available: https://books.google.es/books?id=5yauAgAAQBAJ&printsec=frontcover&hl=es&source=gbs_ge_summy_r&cad=0#v=onepage&q&f=false

- [35] H. Lund, J. Z. Thellufsen, P. A. Østergaard, P. Sorknæs, I. R. Skov, and B. V. Mathiesen, "EnergyPLAN – Advanced analysis of smart energy systems," *Smart Energy*, vol. 1, Feb. 2021, doi: 10.1016/J.SEGY.2021.100007.
- [36] S. San *et al.*, "Quemadores de la caldera Guayas CELEC-Electroguayas."
- [37] "Revista Panorama Eléctrico – Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables." Accessed: Apr. 16, 2024. [Online]. Available: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/revista-panorama-electrico/>
- [38] "Operador Nacional de Electricidad CENACE – Página oficial del Operador Nacional de Electricidad CENACE." Accessed: Apr. 16, 2024. [Online]. Available: <https://www.cenace.gob.ec/>
- [39] "Estadística del Sector Eléctrico – Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables." Accessed: Apr. 19, 2024. [Online]. Available: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/estadistica-del-sector-electrico/>
- [40] "Central de Generación Eléctrica TURBOGÁS." Accessed: May 02, 2024. [Online]. Available: https://coggle.it/diagram/XxV_uCV2w0USJ68f/t/central-de-generaci%C3%B3n-el%C3%A9ctrica-turbog%C3%A1s
- [41] "Global Wind Atlas." Accessed: Apr. 20, 2024. [Online]. Available: <https://globalwindatlas.info/es>
- [42] "JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - European Commission." Accessed: Apr. 20, 2024. [Online]. Available: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/
- [43] "La importación de electricidad y su costo se dispararon en 2023." Accessed: May 06, 2024. [Online]. Available: <https://www.gastopublico.org/informes-del-observatorio/la-importacion-de-electricidad-y-su-costo-se-dispararon-en-2023>
- [44] "Eléctrico Panorama AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ENERGÍA Y RECURSOS NATURALES NO RENOVABLES."
- [45] "(PDF) Los criterios Valor Actual Neto y Tasa Interna de Rendimiento." Accessed: Apr. 24, 2024. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/28239645_Los_criterios_Valor_Actual_Neto_y_Tasa_Interna_de_Rendimiento
- [46] "Banco Central del Ecuador - Tasas de Interés." Accessed: Apr. 24, 2024. [Online]. Available: <https://www.bce.fin.ec/index.php/component/k2/item/148-tasas-de-inter%C3%A9s>

ANEXO 1: FICHA TÉCNICA PANEL FOTOVOLTAICO

Hi-MO 4

LR4-72HBD 440~460M

- Suitable for ground power plants and large C&I projects
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
 - M6 Gallium-doped Wafer
 - 9-busbar Half-cut Cell
- Globally validated bifacial energy yield
- High module quality ensures long-term reliability

12 12-year Warranty for Materials and Processing

30 30-year Warranty for Extra Linear Power Output

Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730
ISO9001:2015: ISO Quality Management System
ISO14001:2015: ISO Environment Management System
ISO45001:2018: Occupational Health and Safety
IEC62941: Guideline for module design qualification and type approval

LONGI

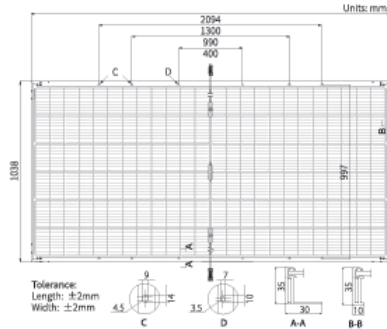
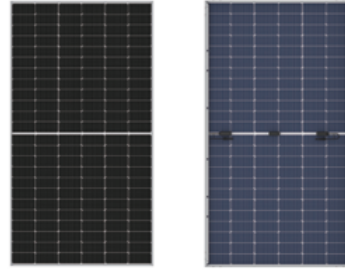
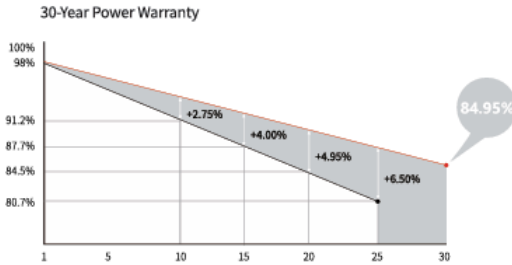


Hi-MO 4

LR4-72HBD 440~460M

21.2% MAX MODULE EFFICIENCY	0~3% POWER TOLERANCE	<2% FIRST YEAR POWER DEGRADATION	0.45% YEAR 2-30 POWER DEGRADATION	HALF-CELL Lower operating temperature
--	-----------------------------------	--	--	---

Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6×24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Dual glass, 2.0+2.0mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.5kg
Dimension	2094×1038×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 682pcs per 40' HC

Electrical Characteristics

Module Type	STC : AM1.5 1000W/m ² 25°C		NOCT : AM1.5 800W/m ² 20°C 1m/s		Test uncertainty for Pmax: ±3%	
	LR4-72HBD-440M	LR4-72HBD-445M	LR4-72HBD-450M	LR4-72HBD-455M	LR4-72HBD-460M	LR4-72HBD-460M
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax/W)	440	329.8	445	333.6	450	337.3
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.2	46.3	49.4	46.5	49.6	46.6
Short Circuit Current (Isc/A)	11.45	9.23	11.52	9.28	11.58	9.34
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.0	38.4	41.2	38.6	41.4	38.8
Current at Maximum Power (Imp/A)	10.73	8.60	10.80	8.65	10.87	8.70
Module Efficiency(%)	20.2		20.5		20.7	
					20.9	
					21.2	

Electrical characteristics with different rear side power gain (reference to 450W front)

Pmax /W	Voc/V	Isc /A	Vmp/V	Imp /A	Pmax gain
473	49.6	12.16	41.4	11.41	5%
495	49.6	12.74	41.4	11.95	10%
518	49.7	13.32	41.5	12.50	15%
540	49.7	13.90	41.5	13.04	20%
563	49.7	14.48	41.5	13.58	25%

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ 3%
Voc and Isc Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	45±2°C
Protection Class	Class II
Bifaciality	70±5%
Fire Rating	UL type 29 IEC Class C

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of Isc	+0.050%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.265%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.340%/°C



No.8369 Shangyuan Road, Xi'an Economic And Technological Development Zone, Xi'an, Shaanxi, China.
Web: www.longi.com

Specifications included in this datasheet are subject to change without notice. LONGI reserves the right of final interpretation. (20220810V16)

ANEXO 2: FICHA TÉCNICA INVERSOR

SG3400/3125/2500HV-MV-20

SUNGROW
Clean power for all

MV Turnkey Station for 1500 Vdc System - MV Separate Transformer + RMU



HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. inverter efficiency 99 %



SAVED INVESTMENT

- Low transportation and installation cost due to 20-foot container design
- DC 1500 V system, low system cost
- Integrated MV transformer and switchgear
- Q at night function optional



EASY O&M

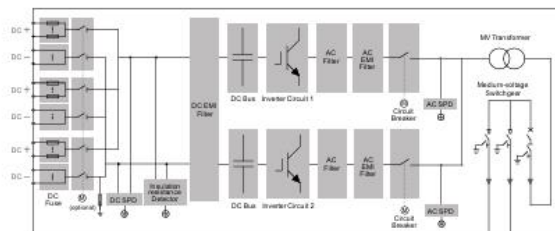
- Integrated current, voltage and MV parameters monitoring function for online analysis and fast trouble shooting
- Modular design, easy for maintenance
- Convenient external touch screen



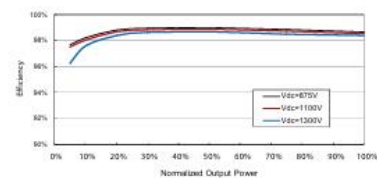
GRID SUPPORT

- Compliance with standards: IEC 61727, IEC 62116
- Low/High voltage ride through (L/HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE (SG3400HV-20)



© 2019 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved. Subject to change without notice. Version 1.22

SG3400/3125/2500HV-MV-20

Type designation	SG3400HV-MV-20	SG3125HV-MV-20	SG2500HV-MV-20
Input (DC)			
Max. PV input voltage	1500 V		
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V	875 V / 915 V	800 V / 840 V
MPP voltage range for nominal power	875 – 1300 V	875 – 1300 V	800 – 1300 V
No. of independent MPP inputs	1		
No. of DC inputs	21 (optional: 24 negative grounding or floating; 28 negative grounding)		18 – 24
Max. PV input current	4178 A	4178 A	3508 A
Output (AC)			
AC output power	3593 kVA@ 25 °C / 3437 kVA@ 45 °C	3593 kVA@ 25 °C / 3437 kVA@ 45 °C / 3125 kVA@ 50 °C	2750 kVA@ 45 °C / 2500 kVA@ 50 °C
Max. AC output current	3458 A	3458 A	2886 A
AC voltage range	10 – 35 kV		
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz		
THD	< 3 % (at nominal power)		
DC current injection	< 0.5 % I _n		
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging		
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3		
Efficiency			
Inverter Max. efficiency	99.0 %		
Inverter Euro. efficiency	98.7 %		
Transformer			
Transformer rated power	3437 kVA	3125 kVA	2500 kVA
Transformer max. power	3593 kVA	3593 kVA	2750 kVA
LV / MV voltage	0.6 kV / 10 – 35 kV	0.6 kV / 10 – 35 kV	0.55 kV / 10 – 35 kV
Transformer vector	Dy11		
Transformer cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)		
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request		
Protection and Function			
DC input protection	Load break switch + fuse		
Inverter output protection	Circuit breaker		
AC MV output protection	Circuit breaker		
Overvoltage protection	DC Type I + II / A C Type II		
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes		
Insulation monitoring	Yes		
Overheat protection	Yes		
Q at night function	Optional		
General Data			
Dimensions (W*H*D)	6058 * 2896 * 2438 mm		
Weight	17T	17 T	18T
Degree of protection	IP54 (Inverter: IP55)		IP54
Auxiliary power supply	415 V, 15 kVA (Optional: max. 40 kVA)	415 V, 15 kVA (Optional: max. 40 kVA)	415 V, 5 kVA (Optional: max. 40 kVA)
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 45 °C derating)	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 95 %		
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling		
Max. operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)		
Display	Touch screen		
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber		
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 62116, IEC 61727		
Grid support	Q at night function (optional), L / HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control		

