



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Facultad de Ingeniería

Maestría en Electricidad

“IDENTIFICACIÓN DE ZONAS CON POTENCIAL EÓLICO Y SOLAR, COMO COMPLEMENTO A OTRAS FUENTES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN LA PROVINCIA DEL AZUAY”

**Trabajo de titulación previa a
la obtención del Título de
Magíster en Electricidad mención
Redes Eléctricas Inteligentes**

Autor:

Víctor Oswaldo Matute Pinos
CI: 0104227780
vmatutepinos@gmail.com

DIRECTOR:

Ing. Juan Leonardo Espinoza Abad
CI: 0102559325

CUENCA – ECUADOR
30-04-2020



Resumen

El presente trabajo tiene como objetivo, en base a un análisis multi-criterio, localizar zonas con mayor potencial eólico y solar en la provincia del Azuay-Ecuador, con el fin de proponer proyectos de generación eléctrica con los mencionados recursos.

Para el diagnóstico del estado de los recursos renovables de la provincia y a su vez identificar zonas con mayor potencial tanto eólico como solar, se toma como base los datos tanto de velocidad del viento como densidad de potencia del Atlas Eólico del Ecuador con fines de generación eléctrica. Para la Energía Solar se usan los datos de irradiación generados por el Nacional Renewable Energy Laboratory (NREL), de Estados Unidos.

Con el fin de obtener un mapa de zonas prioritarias para el desarrollo de centrales eléctricas, en el presente proyecto se plantean restricciones o criterios ligados directamente con la construcción y operación de las centrales; para poder así ser evaluados mediante técnicas de análisis multi-criterio discretas (método de ELECTRE). Del análisis, se seleccionaron las tres mejores alternativas (proyectos) tanto para energía eólica como para solar fotovoltaica.

Finalmente, se realiza la evaluación económica-financiera y ambiental preliminar de las diferentes alternativas seleccionadas, confirmando así la viabilidad de los proyectos. También se analiza el impacto, por reducción de emisiones, de una eventual implementación de los proyectos, ratificando su carácter positivo en el despacho económico, por la reducción y venta de CO₂ evitado.

Palabras claves:

Energía, Eólico, Fotovoltaico, Solar, Renovable, Multi-criterio, ELECTRE, Azuay.



Abstract

The purpose of this work is based on a multi-criteria analysis, to locate areas with the greatest wind and solar potential in the Azuay's providence, in order to propose electricity generation projects.

For the analysis of renewable resources and in turn to identify areas with greater renewable potential, for Wind Energy, the wind speed and power density values of the Wind Atlas of Ecuador were used as a basis for electricity generation purposes; and it mention to Solar Energy; irradiation data generated by the National Renewable Energy Laboratory (NREL) is taken.

In order to obtain a map of priority areas for the development of power plants, in this project, restrictions or criteria are defined directly linked to the construction and operation of the plants; in order to be evaluated using discrete multi-criteria analysis techniques (ELECTRE method). From the analysis, the three best alternatives (projects) were selected for both wind energy and solar photovoltaic.

Finally, the economic-financial and environmental evaluation of the different selected alternatives is carried out, thus confirming the viability of the projects. The positive impacts on economic dispatch are also confirmed, due to the reduction and sale of CO₂.

Keywords:

Energy, Wind, Photovoltaic, Solar, Renewable, Multi-criteria, ELECTRE, Azuay.



Índice de Contenidos

1. Capítulo 1: Generalidades	12
1.1. Antecedentes	12
1.1.1. Situación actual de la Generación Eléctrica con recurso Eólico y Solar Fotovoltaico	12
1.1.2. Situación actual de la Generación Eléctrica en el Ecuador	15
1.1.3. Objetivos	20
1.1.4. Descripción del Proyecto (Datos Generales)	20
1.1.5. Planteamiento del Problema	21
2. Capítulo 2: Estado Actual de la Energía Eólica y Solar en el Ecuador	22
2.1. Caracterización y Diagnóstico de la Energía Eólica	22
2.2. Caracterización y Diagnóstico de la Energía Solar	24
3. Capítulo 3: Potencial de Generación de Electricidad mediante Energía Eólica y Energía Solar	26
3.1. Metodología.....	26
3.2. Generación de Electricidad mediante Energía Eólica	28
3.2.1. Emplazamiento.....	28
3.2.2. Análisis de Escenarios Operativos	30
3.3. Generación de Electricidad mediante Energía Solar Fotovoltaica.....	35
3.3.1. Emplazamiento.....	35
3.3.2. Análisis de Escenarios Operativos.....	37
4. Capítulo 4: Evaluación Económica y Ambiental	42
4.1. Evaluación Económica.....	42
4.1.1. Evaluación Económica de Generación de Electricidad (Energía Eólica)	42
4.1.2. Evaluación Económica de Generación de Electricidad (Energía Solar)	44
4.2. Evaluación ambiental	46
4.2.1. Energía Eólica	47
4.2.2. Energía Solar.....	50
4.2.3. Beneficios Económicos por reducción de emisiones de CO ₂	52
5. Capítulo 5: Conclusiones y Recomendaciones	53
5.1. Conclusiones	53
5.2. Recomendaciones.....	54
Bibliografía	55



ANEXOS.....	57
Anexo 1: Mapas informativos de la Provincia del Azuay	58
Anexo 2: Especificaciones Técnicas Panel Solar	60
Anexo 3: Evaluación Económica.....	61
Anexo 3.1: Costos de inversión de alternativas seleccionadas (Energía Eólica) ...	61
Anexo 3.2: Producción de Energía Anual (Energía Eólica)	64
Anexo 3.3: Costos de inversión de alternativas seleccionadas (Energía Solar)	66
Anexo 3.4: Producción de Energía Anual (Energía Solar).....	69



Índice de Figuras

FIG. N° 1.1: Tendencia de capacidad instalada (energía eólica)	12
FIG. N° 1.2: Tendencia de capacidad instalada (energía solar fotovoltaica)	13
FIG. N° 1.3: Tendencia de capacidad instalada (Sudamérica)	13
FIG. N° 1.4: Capacidad instalada energía eólica 2019 (Sudamérica)	14
FIG. N° 1.5: Capacidad instalada energía solar fotovoltaica 2019 (Sudamérica)	14
FIG. N° 1.6: Costo de generación eléctrica mediante energía eólica	15
FIG. N° 1.7: Costo de generación eléctrica mediante energía solar fotovoltaica	15
FIG. N° 1.8: Aporte de centrales eléctricas – S.N.I.	16
FIG. N° 1.9: Evolución de la capacidad de potencia efectiva en el S.N.I. periodo 2008-2018	17
FIG. N° 1.10: Proyección de demanda (MW) en bornes de generación.....	17
FIG. N° 1.11: Inversión de capital en generación por tipo de tecnología	18
FIG. N° 1.12: Evolución del costo medio y despacho de energía de generación	18
FIG. N° 1.13: Inversiones de capital en transmisión por actividad	19
FIG. N° 1.14: Inversión de capital en distribución por etapa funcional	19
FIG. N° 1.15: Participación de la Inversión por Actividad	20
FIG. N° 1.16: Reserva energética mensual por embalse (m ³ /s), 2018.....	21
FIG. N° 2.1: Comparación de Densidad y Velocidad del Viento (AE - GW).....	22
FIG. N° 2.2: Variación de la densidad del aire con respecto a la altitud.....	23
FIG. N° 2.3: Curva de Potencia aerogenerador 2.3 MW.....	24
FIG. N° 2.4: Comparación de Irradiación Directa e Irradiación Horizontal (NREL - GS)	25
FIG. N° 3.1: Alternativas Proyectos Eólicos – Provincia del Azuay.....	28
FIG. N° 3.2: Densidad de Potencia – Provincia del Azuay	29
FIG. N° 3.3: Grafo de superación (Energía Eólica)	35
FIG. N° 3.4: Irradiación Directa / día – Provincia del Azuay.....	36
FIG. N° 3.5: Alternativas Proyectos Fotovoltaicos – Provincia del Azuay	36
FIG. N° 3.6: Grafo de superación (Energía Solar)	41
FIG. N° 4.1: Período de retorno de la inversión (Energía Eólica).....	44
FIG. N° 4.2: Período de retorno de la inversión (Energía Solar)	46



Índice de Tablas

Tabla 2.1: Estaciones meteorológicas en la Provincia del Azuay	23
Tabla 3.1: Pesos definidos para cada criterio	27
Tabla 3.2: Consideraciones especiales para establecer el valor del peso	27
Tabla 3.3: Características de terrenos a analizar (Energía Eólica)	29
Tabla 3.4: Matriz de Decisión (energía eólica)	30
Tabla 3.5: Matriz de Decisión Normalizada (energía eólica)	31
Tabla 3.6: Matriz de Decisión Normalizada Ponderada (energía eólica)	31
Tabla 3.7: Matriz de Concordancia (energía eólica)	32
Tabla 3.8: Matriz de Discordancia (energía eólica)	32
Tabla 3.9: Matriz de Dominancia Concordante (energía eólica)	33
Tabla 3.10: Matriz de Dominancia Discordante (energía eólica)	33
Tabla 3.11: Matriz de Dominancia Agregada (energía eólica)	34
Tabla 3.12: Subconjunto de soluciones a analizar (Energía Eólica)	34
Tabla 3.13: Características de terrenos a analizar (Energía Solar)	37
Tabla 3.14: Matriz de Decisión (energía solar)	37
Tabla 3.15: Matriz de Decisión Normalizada (energía solar)	38
Tabla 3.16: Matriz de Decisión Normalizada Ponderada (energía solar)	38
Tabla 3.17: Matriz de Concordancia y Discordancia (energía solar)	39
Tabla 3.18: Matriz de Dominancia Concordante (energía solar)	39
Tabla 3.19: Matriz de Dominancia Discordante (energía solar)	40
Tabla 3.20: Matriz de Dominancia Agregada (energía solar)	40
Tabla 3.21: Subconjunto de soluciones a analizar (Energía Solar)	41
Tabla 4.1: Inversión de proyectos seleccionados (Energía Eólica)	42
Tabla 4.2: Resumen de los Costos de Operación y Mantenimiento (Energía Eólica) ...	43
Tabla 4.3: Energía media anual e Ingresos brutos de las propuestas seleccionadas (Energía Eólica)	43
Tabla 4.4: Comparación Financiera de las diferentes alternativas (Energía Eólica)	43
Tabla 4.5: Inversión de proyectos seleccionados (Energía Solar)	44
Tabla 4.6: Resumen de los Costos de Operación y Mantenimiento (Energía Solar)	45
Tabla 4.7: Ingresos brutos de las propuestas seleccionadas (Energía Solar)	45
Tabla 4.8: Comparación Financiera de las diferentes alternativas (Energía Solar)	45
Tabla 4.9: Factores ambientales considerados para la Evaluación Ambiental de proyectos eólicos y solares fotovoltaicos	47
Tabla 4.10: : Matriz de Evaluación Ambiental (Energía Eólica)	49
Tabla 4.11: : Matriz de Evaluación Ambiental (Energía Solar)	51
Tabla 4.12: Beneficios económicos por reducción de emisiones	52



Cláusula de Licencia y Autorización para Publicación en el Repositorio Institucional

Yo, Víctor Oswaldo Matute Pinos, en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Identificación de zonas con Potencial Eólico y Solar, como complemento a otras fuentes de generación eléctrica en la provincia del Azuay", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Asimismo, autorizo a la Universidad de Cuenca para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior

Cuenca, 30 de abril de 2020.

Víctor Oswaldo Matute Pinos
0104227780



Cláusula de Propiedad Intelectual

Yo, Víctor Oswaldo Matute Pinos, autor del trabajo de titulación “Identificación de zonas con Potencial Eólico y Solar, como complemento a otras fuentes de generación eléctrica en la provincia del Azuay”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 30 de abril de 2020.

Víctor Oswaldo Matute Pinos
0104227780



Agradecimiento

Mi gratitud imperecedera a mi familia por su apoyo incondicional y ser mi fortaleza en todo momento.

De igual manera mi agradecimiento al Ing. Juan Leonardo Espinoza por su sabia y oportuna orientación que me llevo a culminar con éxito el presente proyecto.

Finalmente, agradezco a mis compañeros y amigos que de una u otra forma han contribuido con mi crecimiento personal y profesional.



Dedicatoria

Con todo mi amor dedico este trabajo a mi abuelita y padres que, gracias a su apoyo y comprensión, me han guiado para cumplir todos mis objetivos.

Capítulo 1: Generalidades

1.1. Antecedentes

1.1.1. Situación actual de la Generación Eléctrica con recurso Eólico y Solar Fotovoltaico

Según la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA), la capacidad de generación de electricidad mediante energía eólica, ha pasado de 7.5 GW en 1997 a aproximadamente 564 GW en el 2018, es decir, aproximadamente 75 veces en tan sólo 20 años. De igual manera, la capacidad de potencia de la turbina eólica ha aumentado, para 1985 era de tan sólo 0.05 MW, hoy en día comúnmente se tiene turbinas de 2 MW.

La capacidad generación eléctrica mundial de energía eléctrica onshore instalada de la última década se muestra en la figura 1.1.

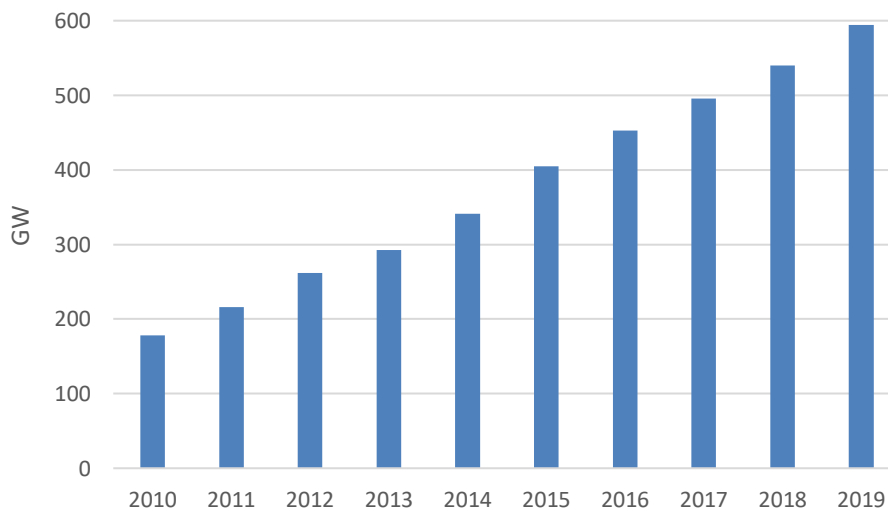


FIG. N° 1.1: Tendencia de capacidad instalada (energía eólica)
Fuente: Wind Energy Data (IRENA)

En lo que tiene que ver con la generación eléctrica mediante energía solar fotovoltaica, pasa algo similar, su crecimiento en la última década ha sido de forma exponencial (figura 1.2), debido a que se pueden combinar para proporcionar electricidad a escala comercial, o disponerse en configuraciones más pequeñas para micro redes o uso personal; considerando además que, el costo de paneles solares ha bajado drásticamente en los últimos años, permitiendo de esta forma la producción de energía a bajo costo, logrando así un crecimiento de esta tecnología.

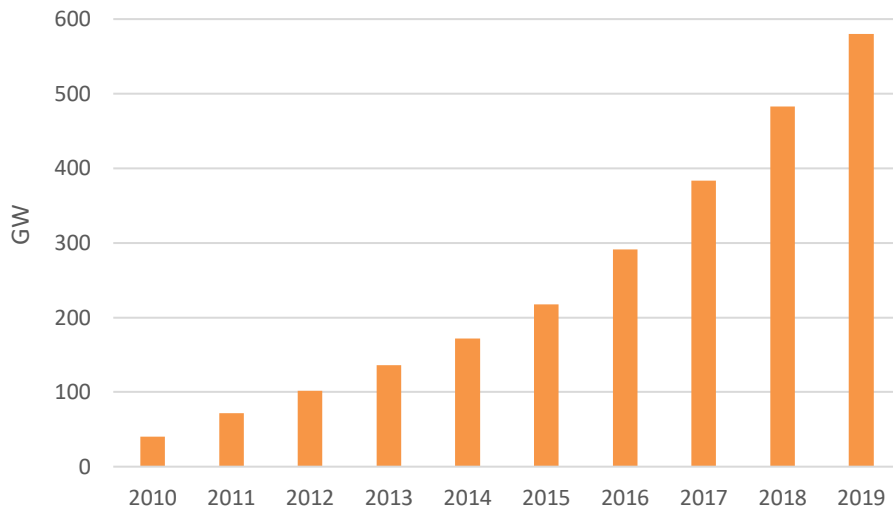


FIG. N° 1.2: Tendencia de capacidad instalada (energía solar fotovoltaica)
Fuente: Solar Energy Data (IRENA)

En lo que tiene que ver con Sudamérica en capacidad instalada tanto de energía eólica y solar fotovoltaica, el escenario es similar; ha presentado un gran crecimiento en la última década (figura 1.3).

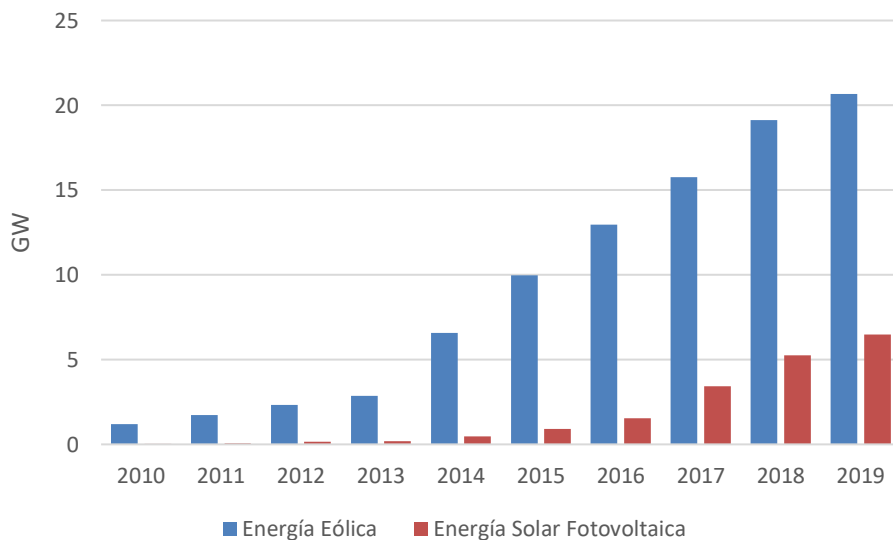


FIG. N° 1.3: Tendencia de capacidad instalada (Sudamérica)
Fuente: Electricity Statistics (IRENA)

Para el 2019 en Sudamérica, la capacidad instalada en energía eólica llegaba a 20668 MW, distribuidos de acuerdo a la figura 1.4, cuyo principal representante es Brasil con una potencia instalada de 15,36 GW.

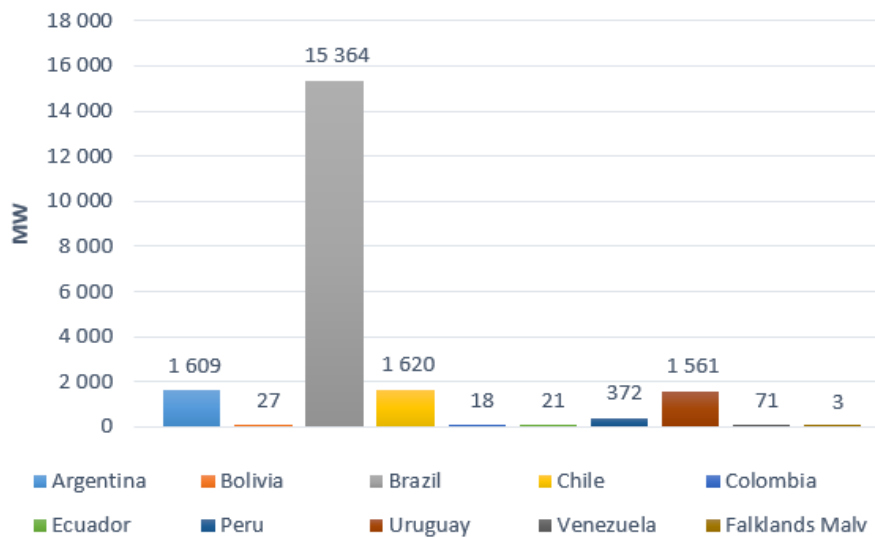


FIG. N° 1.4: Capacidad instalada energía eólica 2019 (Sudamérica)
Fuente: Electricity Statistics (IRENA)

En lo que tiene que ver con la energía solar fotovoltaica, en el último año, la capacidad instalada en Sudamérica llegó a 6464 MW, distribuidos de acuerdo a la figura 1.5, cuyos países con mayor capacidad instalada son Chile (2648 MW) y Brasil (2485 MW).

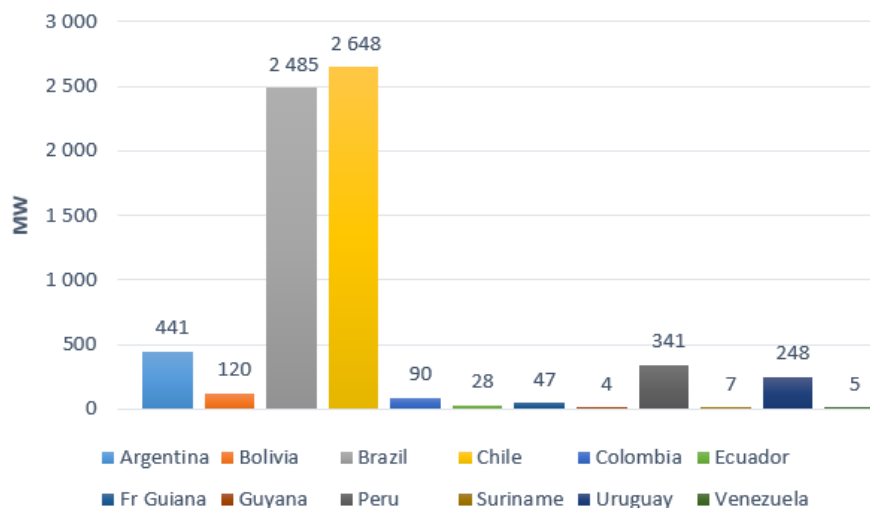


FIG. N° 1.5: Capacidad instalada energía solar fotovoltaica 2019 (Sudamérica)
Fuente: Electricity Statistics (IRENA)

Referente a los costos de generación eléctrica, para el 2014 en Sudamérica, el costo de generación eléctrica mediante energía eólica fue entre 3.2cUSD/kWh y 13.8cUSD/kWh, como se lo indica en la figura 1.6. Adicional, en ese mismo año, en lo que tiene que ver con el costo de generación eléctrica con energía solar fotovoltaica, estuvo en un rango de 8.4cUSD/kWh a 21.6cUSD/kWh (figura 1.7).

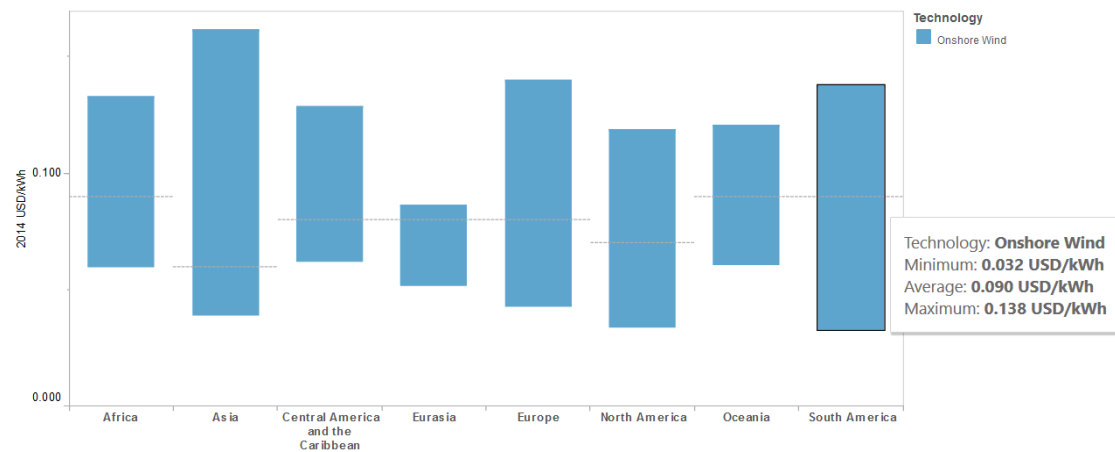


FIG. N° 1.6: Costo de generación eléctrica mediante energía eólica
Fuente: Electricity Statistics (IRENA)



FIG. N° 1.7: Costo de generación eléctrica mediante energía solar fotovoltaica
Fuente: Electricity Statistics (IRENA)

1.1.2. Situación actual de la Generación Eléctrica en el Ecuador

En los últimos años, el sector eléctrico ecuatoriano se ha enfocado en el abastecimiento de energía, mediante la priorización de la participación de energías renovables, principalmente hidroelectricidad, como una alternativa energética para disminuir el consumo de combustibles fósiles y las emisiones de gases efecto invernadero (GEI) asociadas, promover el desarrollo sostenible y mejorar la calidad de vida en el país.

La demanda de energía eléctrica en el Ecuador se incrementa de manera continua, lo que ocasiona una búsqueda constante de nuevas fuentes de energía con el fin de satisfacer esta necesidad. Por lo tanto, el sector eléctrico debe

garantizar el abastecimiento energético en las mejores condiciones económicas y ambientales.

Con el fin de lograr cubrir las necesidades del país de forma autónoma, se plantea un crecimiento de la oferta mediante la participación de generación con fuentes de energía renovables, para así reducir progresivamente la generación termoeléctrica y la eventual importación de energía.

El suministro de energía debe crecer al menos a la misma tasa que la demanda, lo cual es determinado por cambios estructurales en la oferta tecnológica, produciendo mucho más con tal vez los mismos o menos recursos, es decir, la eficiencia total en el uso de recursos y el desplazamiento de la frontera de posibilidades de producción (Barreto & Campo, 2012).

Potencia Instalada y Plan de Expansión de Generación 2018-2027¹

En 2018, la potencia eléctrica renovable en el país representó el 87.53% (7176.82 MW), mientras que la potencia no renovable el 12.47% (1005.75 MW).

En el Sistema Nacional Interconectado – S.N.I. el aporte de los diferentes tipos de centrales fue el siguiente: hidroeléctricas 20.661,59 GWh, térmicas 4.177,90 GWh, fotovoltaicas 34,77 GWh, biogás 45,52 GWh y eólicas 73,70 GWh (Ver figura 1.8). En la figura 1.9 se presenta la evolución de la capacidad de potencia efectiva en el S.N.I. en la última década, llegando a 16.5 MW en energía eólica y 23.57 MW en energía solar al 2018.

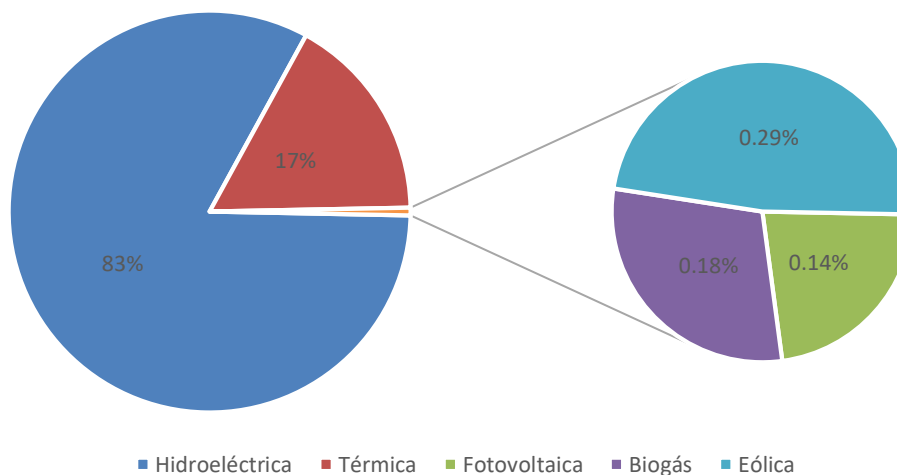


FIG. N° 1.8: Aporte de centrales eléctricas – S.N.I.
Fuente: (Ministerio Energía y Recursos Nat. No Renovables)

¹ La información presentada en esta sección fue tomada del PLAN MAESTRO DE ELECTRICIDAD 2018-2027 emitido por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables.

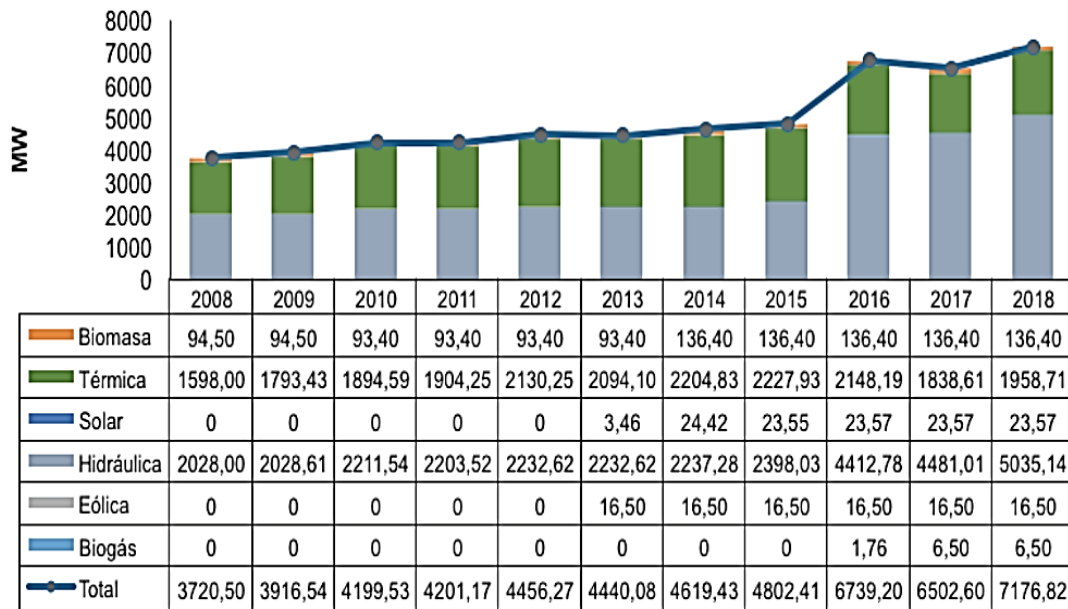


FIG. N° 1.9: Evolución de la capacidad de potencia efectiva en el S.N.I. periodo 2008-2018
 Fuente: (Ministerio Energía y Recursos Nat. No Renovables)

Respecto al crecimiento de la demanda, considerando proyectos de eficiencia energética, transporte, institutos públicos y privados, centros de transferencia tecnológica, empresas de alta tecnología y de desarrollo agroindustrial, para el año 2018 al 2027 se plantea un crecimiento de aproximadamente 5 al 8 % (figura 1.10).

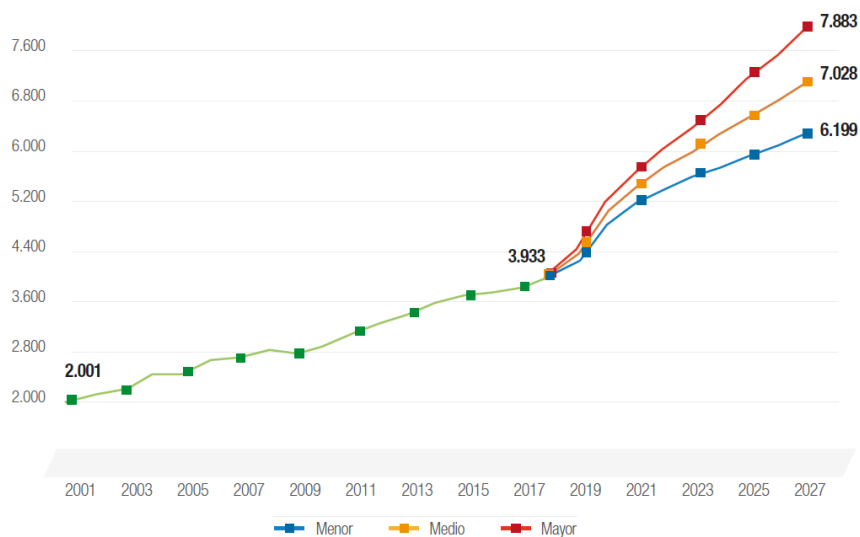


FIG. N° 1.10: Proyección de demanda (MW) en bornes de generación
 Fuente: (Ministerio Energía y Recursos Nat. No Renovables)

Análisis Económico de la Expansión

Para el periodo 2018 al 2027, en lo que respecta a la expansión de la generación, se contempla una inversión de 6.150 millones de dólares. Esta inversión se distribuye principalmente en los primeros años para energía eólica e hidráulica, y posteriormente en energía hidráulica (Figura 1.11).

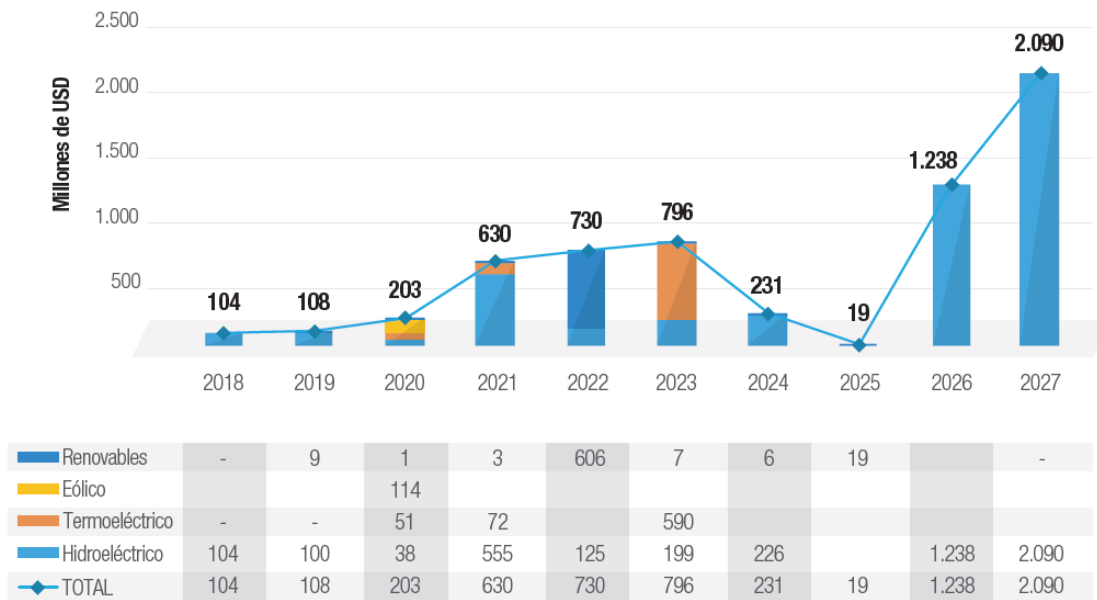


FIG. N° 1.11: Inversión de capital en generación por tipo de tecnología
Fuente: (Ministerio Energía y Recursos Nat. No Renovables)

Se puede también analizar la evolución del costo medio y despacho de energía, mediante la figura 1.12. Se considera el cálculo de los costos medios como el promedio ponderado anual de la suma de los costos fijos y variables de generación, resultantes de un despacho óptimo de centrales de generación. Se aprecia que el costo medio se incrementa paulatinamente a partir del 2018 y se reduce a 4,5cUSD/kWh en el año 2027.

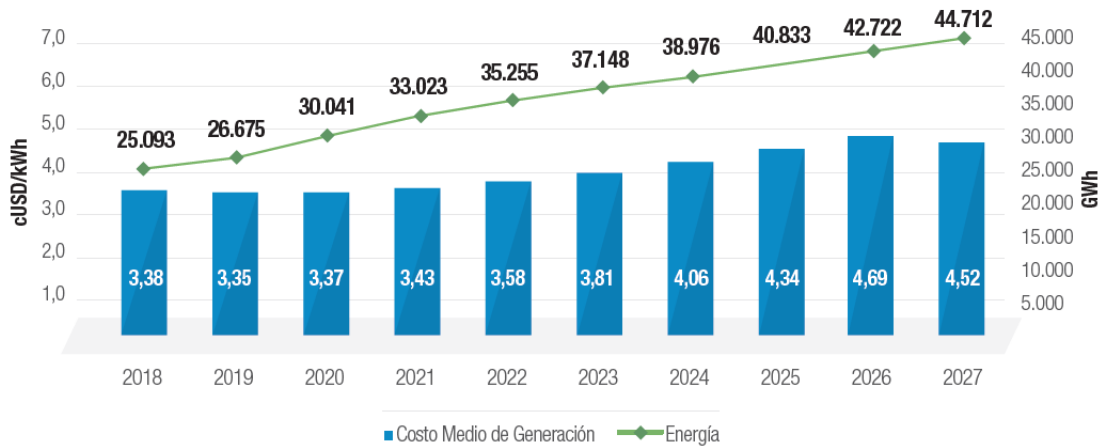


FIG. N° 1.12: Evolución del costo medio y despacho de energía de generación
Fuente: (Ministerio Energía y Recursos Nat. No Renovables)

Para el caso de transmisión, el monto de inversión alcanza los 1.793 millones de dólares entre los años 2018 y 2027 (figura 1.13).

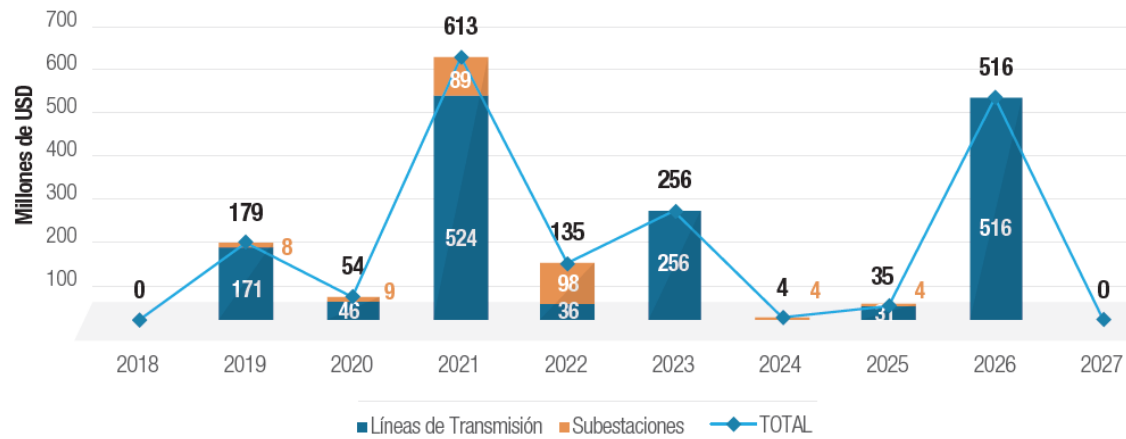


FIG. N° 1.13: Inversiones de capital en transmisión por actividad
Fuente: (Ministerio Energía y Recursos Nat. No Renovables)

Los requerimientos de inversión para el sistema de distribución son de 4.736 millones de dólares, lo cual permitirá mejorar los índices de pérdidas, calidad del servicio, infraestructura, cobertura, y la gestión propia de las empresas distribuidoras (figura 1.14). Finalmente, la figura 1.15 resume participación de las inversiones, por actividad.

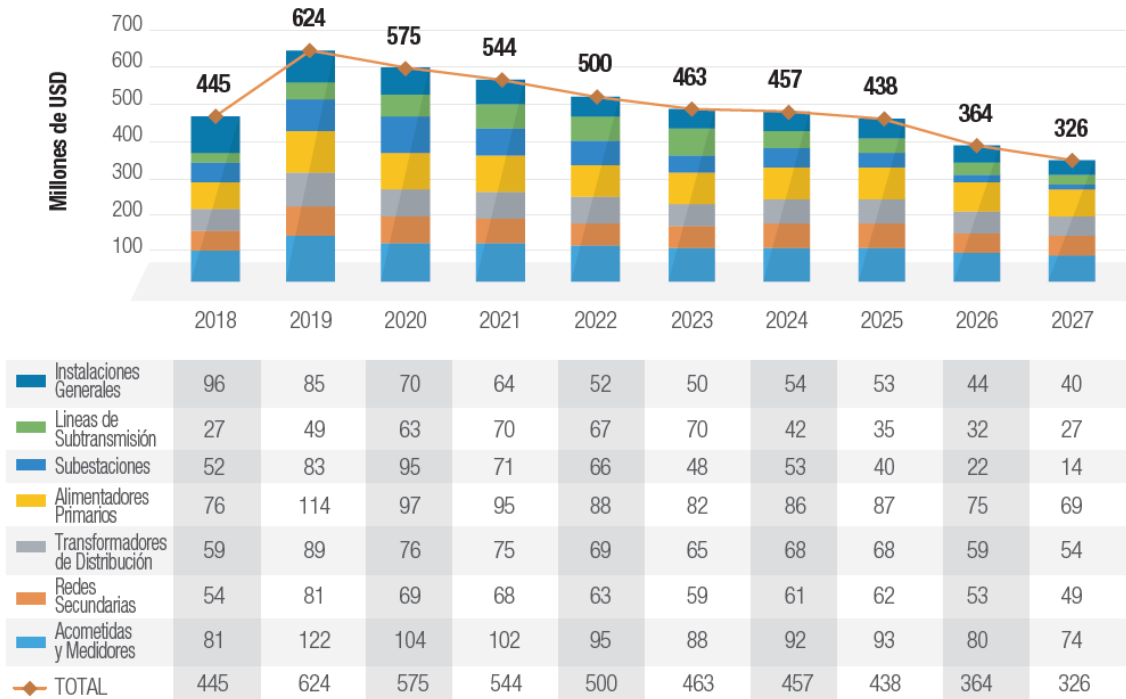


FIG. N° 1.14: Inversión de capital en distribución por etapa funcional
Fuente: (Ministerio Energía y Recursos Nat. No Renovables)

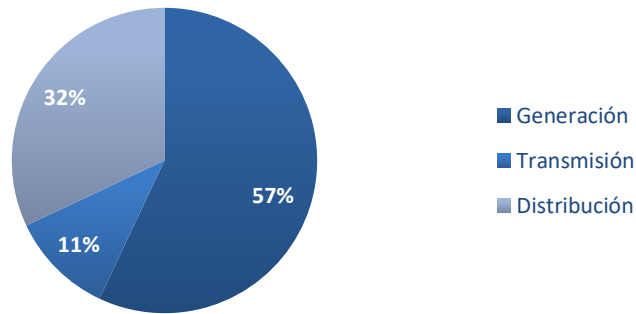


FIG. N° 1.15: Participación de la Inversión por Actividad
Fuente: (Ministerio Energía y Recursos Nat. No Renovables)

1.1.3. Objetivos

Objetivo General

- Identificar zonas con Potencial Eólico y Solar, como complemento a otras fuentes de energía existentes en la provincia del Azuay.

Objetivos Específicos

- Priorizar zonas con mayor potencial tanto eólico como solar, para la generación de energía limpia.
- Estimar el potencial de generación en las zonas seleccionadas.
- Realizar una evaluación económica financiera de los proyectos resultantes.
- Realizar una evaluación ambiental preliminar de los proyectos resultantes.

1.1.4. Descripción del Proyecto (Datos Generales)

En la provincia del Azuay, dada su localización y accesibilidad al S.N.I., se plantea identificar y aprovechar zonas adecuadas con potencial Eólico y Solar, como complemento a otras fuentes de energía, buscando diversificar la matriz energética del país, minimizando de esta forma tanto los costos de generación con energía no renovable como las emisiones contaminantes. La diversificación de fuentes de generación además reduce la vulnerabilidad del S.N.I., dado que el mismo es altamente dependiente de la hidroelectricidad, cuyo recurso escasea en ambas vertientes (Pacífico y Amazonas) a finales de año (figura 1.16).

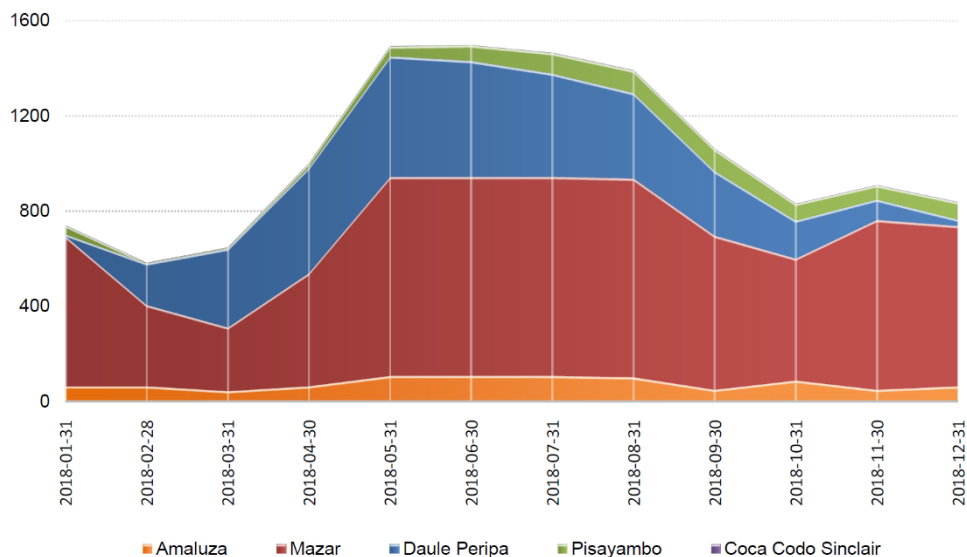


FIG. N° 1.16: Reserva energética mensual por embalse (m³/s), 2018
Fuente: (Centro Nacional de Control de Energía)

Una vez localizadas las zonas con potencial eólico y solar en el Azuay, se considerarán otros factores, como la proximidad a una red eléctrica, vías de acceso, aspectos ambientales, etc.; que permitan conocer la factibilidad del proyecto.

Por lo tanto, el presente trabajo pretende analizar desde el punto de vista técnico, económico y ambiental, la factibilidad de la instalación de centrales eléctricas renovables no convencionales en la provincia del Azuay, logrando de esta forma contribuir a largo plazo a la seguridad energética del Ecuador.

1.1.5. Planteamiento del Problema

En la matriz de generación eléctrica, resulta necesario implementar fuentes alternativas de generación, que no se vean afectadas por las variaciones constantes en las precipitaciones del país y que además eviten el uso de generación costosa, no renovable y contaminante. Razón por la cual, se plantea identificar zonas potenciales para la generación eólica y solar fotovoltaica, como energía alternativa, promoviendo el desarrollo sostenible y el mejoramiento de la calidad de vida a través de una reducción en costos de generación y un beneficio ambiental mediante la disminución de emisiones de gases efecto invernadero (GEI) asociadas.

La presente propuesta pretende localizar las zonas con mayor potencial eólico y solar en la provincia para luego analizar la factibilidad de los proyectos propuestos, desde el punto de vista técnico, económico y ambiental.

Capítulo 2: Estado Actual de la Energía Eólica y Solar en el Ecuador

2.1. Caracterización y Diagnóstico de la Energía Eólica

En la provincia del Azuay, de acuerdo al Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología (INAMHI), se tiene 2 estaciones meteorológicas las cuales están ubicadas en el centro histórico y en el Parque Nacional El Cajas, y dado que en estas zonas no es factible la implementación de proyectos eléctricos a gran escala, los datos de estas torres meteorológicas para el presente estudio no son de gran utilidad (tabla 2.1). Además, el país no cuenta con información adecuada y específica para sustentar la generación de proyectos eólicos de inversión con fines de generación eléctrica a mediana y gran escala, a excepción de casos puntuales.

Por lo tanto, para obtener la base de datos eólicos en la cual se trabajará en el presente proyecto, se contrastó valores de densidad y velocidad del viento del Atlas Eólico Solar del Ecuador (AE) (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2013) y del Atlas Eólico Mundial (GW) (Global Wind Atlas); se definieron 5 puntos aleatorios los cuales se representan en la figura 2.1.

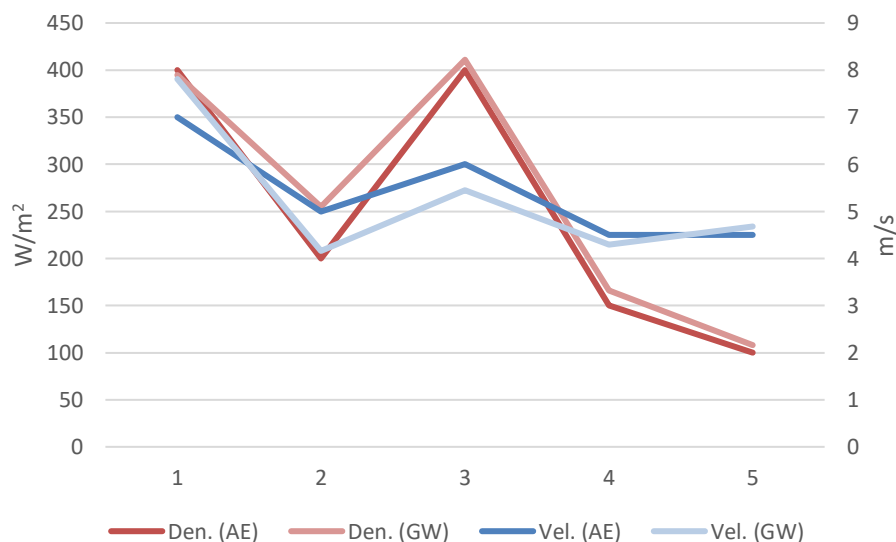


FIG. N° 2.1: Comparación de Densidad y Velocidad del Viento (AE - GW)
Fuente: Elaboración propia

Debido a que no presentan una variación relevante entre dichos valores, se tendrá como base los datos del Atlas Eólico del Ecuador con fines de Generación Eléctrica, el cual se ha elaborado mediante mapeo satelital, es decir, utilizando técnicas de modelización mesoescalares y microescalares, que combinado con la utilización de modelos de simulación atmosférica, se puede reproducir patrones de viento a gran escala, con un modelo de viento microescalar que responda a las características del terreno y a la topografía (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2013).

Tabla 2.1: Estaciones meteorológicas en la Provincia del Azuay
Fuente: (INAMHI)

	EMOV-EP CUENCA	EL TABLON – LAS CUEVAS
Código	M5103	M5089
Provincia	AZUAY	AZUAY
Propietario	INAMHI	INAMHI
Latitud	-2.897464	-2.811589
Longitud	-79.003108	-79.324639
Altitud	2525.00 metros	3661.00 metros
Tipo	METEOROLOGICA	METEOROLOGICA
Estado	OPERATIVA	OPERATIVA



En base al Atlas Eólico, se tiene la toma de datos a 30, 50 y 80 metros de altura, lo cual permite verificar el potencial eólico de las zonas del país. Para el presente proyecto, se trabajará con los datos de velocidades del viento y densidades de potencia media anual a alturas de 50 metros, que es lo mínimo desde el punto de vista técnico, para estudios confiables. Además, teniendo en cuenta que la potencia extraíble depende también de la densidad del aire y no tan sólo de la velocidad del viento, se considerarán sitios que estén ubicados a menos de 4000 m.s.n.m., debido a que la densidad de potencia $\left(\frac{P}{A}\right)$ es proporcional a la densidad del aire (ρ), por lo tanto, para una misma velocidad de viento (U), será menor la energía disponible a mayor altitud. La velocidad del viento (U) hace referencia a la velocidad promedio, siendo ésta la magnitud más importante en la determinación del recurso eólico en un sitio.

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \rho U^3 = \frac{W}{m^2} \quad [2.1]$$

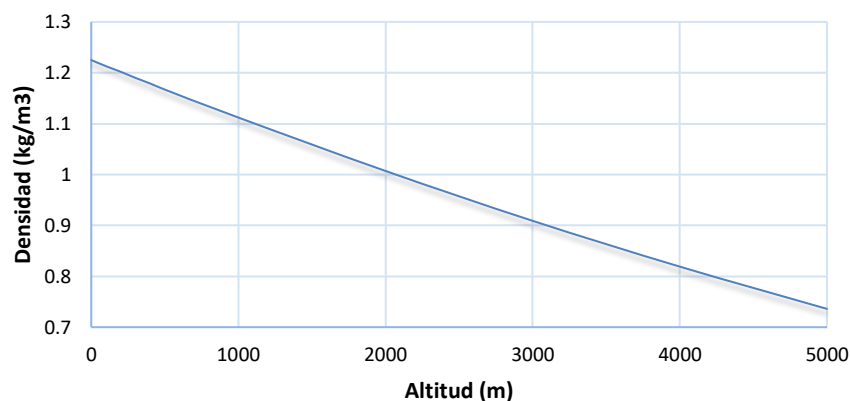


FIG. N° 2.2: Variación de la densidad del aire con respecto a la altitud
Fuente: (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2013)

En lo que tiene que ver con la distribución de frecuencia de viento real, se ha aproximado a una distribución de probabilidad de Weibull $p(U)$; por lo que el cálculo de la producción a partir de esta distribución es un estimado, considerando además que, las características propias del aerogenerador puedan diferir en la energía obtenida. Al multiplicar esta distribución de probabilidad $p(U)$ por la curva de potencia del aerogenerador $W(U)$, se obtiene la potencia promedio generada por el aerogenerador.

$$P = \int_0^{\infty} p(U) W(U) d(U) \quad [2.2]$$

Un hecho a tener en cuenta, como se presenta en la figura 2.3, es el valor máximo de la curva de potencia de un aerogenerador, que no siempre coincide con el punto donde se encuentran las velocidades de viento más frecuentes.

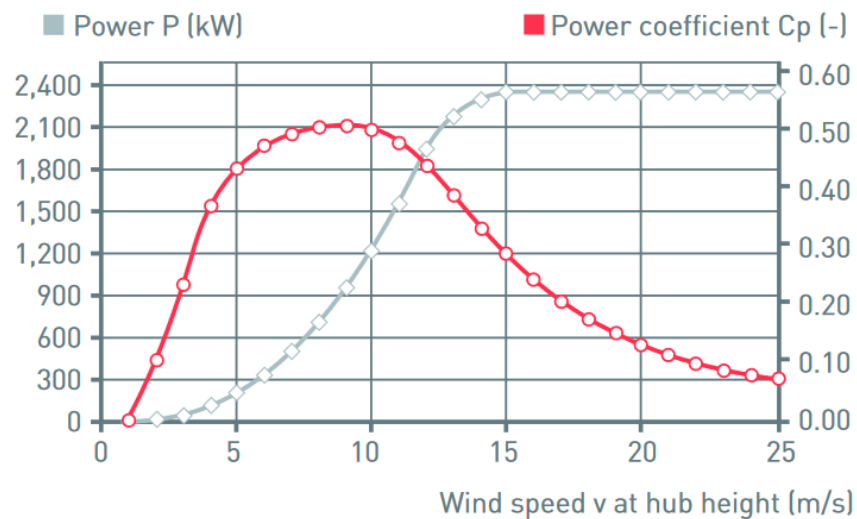


FIG. N° 2.3: Curva de Potencia aerogenerador 2.3 MW
Fuente: (ENERCON)

2.2. Caracterización y Diagnóstico de la Energía Solar

En lo que tiene que ver con Energía Solar, de manera similar al punto 2.1, se contrastó los datos de Irradiación Directa Normal (DNI) e Irradiación Horizontal Global (GHI) generados por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) y el Atlas Solar Global (GS) (Global Solar Atlas, 2020), los cuales se presentan en la figura 2.4.

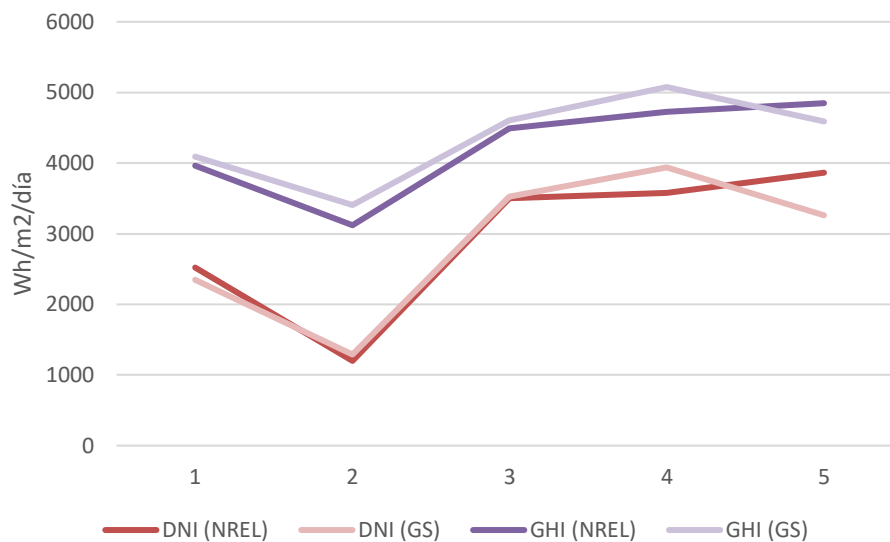


FIG. N° 2.4: Comparación de Irradiación Directa e Irradiación Horizontal (NREL - GS)
Fuente: Elaboración propia

Dado que los valores presentan una mínima diferencia, se establece como base de datos de irradiación para el presente proyecto los generados por el Nacional Renewable Energy Laboratory (NREL), cuyas acciones están orientadas a la investigación, el desarrollo, la comercialización y el despliegue de tecnologías de energía renovable y eficiencia energética. Debido a la ubicación geográfica del país, se trabajará con la Irradiación Normal Directa, cuyos datos obtenidos proporcionan un promedio mensual y anual de recursos solares totales diarios por hora, promediados sobre celdas de 4 km de lado, durante 19 años (1998-2016). Los datos se crearon utilizando las propiedades de nubes que se generan utilizando los algoritmos AVHRR Pathfinder Atmospheres-Extended (PATMOS-x), considerando además la profundidad óptica del aerosol (AOD) y el vapor de agua precipitable (PWV) (NREL).

Con el fin de obtener un mapa de zonas prioritarias para el desarrollo de centrales eléctricas, tanto para proyectos eólicos o solares, se establecerán una serie de criterios a ser esquematizados mediante Funciones de Utilidad con atributos múltiples.

Se debe tener presente que, aunque se represente de forma precisa el comportamiento general del recurso, tanto eólico como solar, las estimaciones en puntos concretos deben ser corroboradas con mediciones en el sitio.



Capítulo 3: Potencial de Generación de Electricidad mediante Energía Eólica y Energía Solar

3.1. Metodología

Con el fin de obtener un conjunto de proyectos viables y jerarquizados de acuerdo a nuestra preferencia, se empleará técnicas de multicriterio discretas, las cuales son esquematizadas mediante funciones de utilidad con el propósito de proporcionar a cada alternativa una utilidad, y de esta forma compararlas y ordenarlas.

Debido a que el número de alternativas factibles será reducido, para el presente proyecto se utilizará el Método de Superación (Método ELECTRE – Elimination Et Choix Traduisant la REalité) (Cabello Herce, 2017), el cual divide las alternativas en un grupo favorable (alternativas que superen un índice de concordancia establecido) y otro menos favorable (alternativas que no superen el índice de discordancia establecido), mediante una matriz de superación. Un punto a favor de este método, es la relación de sobrecalificación, es decir, no existe la transitividad de preferencias; lo que significa que, si la Alternativa 1 es mejor a la Alternativa 2, y la Alternativa 2 es mejor que la Alternativa 3, no significa que la Alternativa 1 sea mejor que la Alternativa 3; dado que, para cada enfoque puede haber diferentes razones de decisión.

Con lo antes expuesto, se plantea los siguientes criterios para la selección y jerarquización de los proyectos a analizar:

- Recurso renovable (irradiación / viento)
- Potencia nominal del proyecto (min 10 MW)
- Orografía (pendiente del terreno)
- Proximidad a una SE o red eléctrica
- Vía de acceso
- Aspectos ambientales

Con estos criterios, se puede definir la Matriz de Decisión, que será el punto de partida del presente análisis, por lo que será necesario establecer los pesos que se le van a asignar a cada criterio. Si bien el valor de los pesos es subjetivo, éstos han sido respaldados y sugeridos mediante estudios de análisis de idoneidad para la implementación de proyectos de energía solar, los cuales se basan fundamentalmente en identificar los sitios apropiados para la instalación de proyectos solares para obtener el máximo beneficio (Ziuku, Seyitini, Mapurisa, Chikodzi, & Koen van Kuijk, 2014) (Alami Merrouni, Mezrhab, & Mezrhab, 2013).

Tabla 3.1: Pesos definidos para cada criterio
Fuente: Elaboración Propia

Criterio	Objetivo	Peso
Recurso	maximizar	5
Potencia	maximizar	5
Orografía	minimizar	1
Proximidad a una SE	minimizar	4
Vía de acceso	minimizar	2
Aspecto ambiental	minimizar	4

En base a la tabla 3.1, si nos enfocamos en el criterio Recurso cuyo objetivo es maximizar, para una Alternativa que presente el mayor recurso renovable, se le asignará un peso igual 5; por otro lado, en el criterio Aspecto Ambiental cuyo objetivo es minimizar, la alternativa que presente menos afectación ambiental, se le asignará el mayor valor del peso correspondiente, en este caso, será igual a 4.

Para los tres últimos criterios, se realiza unas consideraciones especiales estableciendo un rango [1 2 3], debido a la dificultad de definir el valor del peso correspondiente.

Tabla 3.2: Consideraciones especiales para establecer el valor del peso
Fuente: Elaboración Propia

Criterio	Rango	Consideración
Proximidad a una SE	1	Distancia a una SE o Línea de Transmisión menor a 20 km
	2	Distancia a una SE o Línea de Transmisión entre 20 - 40 km
	3	Distancia a una SE o Línea de Transmisión mayor a 40 km
Vía de acceso	1	Distancia a una carretera de 1er o 2do orden menor a 1 km
	2	Distancia a una carretera de 3er orden menor a 1 km
	3	Distancia a una carretera de 3er orden mayor a 1 km
Aspecto ambiental Medio Biológico: - Flora (alteración de la fisonomía) - Fauna (alteración del comportamiento) - Ecosistema (pérdida de biodiversidad)	1	Impacto ambiental bajo
	2	Impacto ambiental medio
	3	Impacto ambiental alto

A través de los Archivos de Información Geográfica (Sistema Nacional de Información), se obtiene mapas georreferenciados de la líneas de transmisión, líneas de subtransmisión, centrales eléctricas, subestaciones eléctricas, vías,

ríos y curvas de nivel; los cuales son procesados para la provincia del Azuay y comparados con las últimas actualizaciones de mapas del sector eléctrico (ARCONEL); y de esta forma verificar el valor asignado a cada criterio.

Dichos mapas se presentan en el ANEXO 1. Se debe tener en consideración que, para los datos de la línea de transmisión, en el Sistema Nacional de Información, está pendiente la actualización de la línea de transmisión de 230 kV Taday – Bomboiza (Ministerio Energía y Recursos Nat. No Renovables, 2020).

3.2. Generación de Electricidad mediante Energía Eólica

3.2.1. Emplazamiento

Para la correcta selección del terreno, se deben cumplir ciertas condiciones que permitan un aprovechamiento máximo del recurso, como velocidad media anual elevada y ausencia de obstáculos.

Además, no fueron considerados terrenos con las siguientes características, dado que en el presente estudio no se consideran proyectos a menor escala.

- Áreas cubiertas por agua (lagos, lagunas y ríos)
- Áreas Protegidas
- Terrenos ubicados a una altura mayor de 4000 m.s.n.m.
- Terrenos con velocidad de viento promedio menor a 5 m/s
- Terrenos con pendiente mayor al 20%
- Caminos de acceso con pendiente mayor a 15%

De acuerdo con estas restricciones, se determinaron 7 zonas de estudio:



FIG. N° 3.1: Alternativas Proyectos Eólicos – Provincia del Azuay
Fuente: Elaboración propia

Estas zonas fueron seleccionadas excluyendo en primer lugar sectores urbanos y áreas protegidas de acuerdo al Sistema Nacional de Áreas Protegidas (Ministerio del Ambiente), para posteriormente importar al sistema de información geográfica virtual Google Earth los mapas referentes a hidrología, líneas eléctricas de transmisión y subtransmisión, orografía (Sistema Nacional de Información), densidad de potencia y velocidad del viento (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable); para que mediante un análisis gráfico detallado se establezca las áreas geográficas de estudio.

Las características de los terrenos de las alternativas seleccionadas, se presentan a continuación:

Tabla 3.3: Características de terrenos a analizar (Energía Eólica)
Fuente: Elaboración Propia

Alternativa	Cantón	Ubicación referencial	Área (Ha)	Altura (m.s.n.m.)	Pendiente terreno	Velocidad media (m/s)	Densidad (W/m ²)*
1	Pucará	San Rafael	11	1640	0.12	6	98
2	Cuenca	Pimo	28	3750	0.03	9.5	350
3	Oña	Namarín	14	2360	0.14	6.5	150
4	Nabón	Purín	7	3160	0.08	8	270
5	Nabón	Rumiloma	9	3030	0.09	7.5	250
6	Nabón	Pucalpa	7	3231	0.04	7	150
7	Girón	Jima	8	3420	0.06	7	210

*Los datos de densidad de potencia fueron procesados e importados al programa informático Google Earth para su análisis.

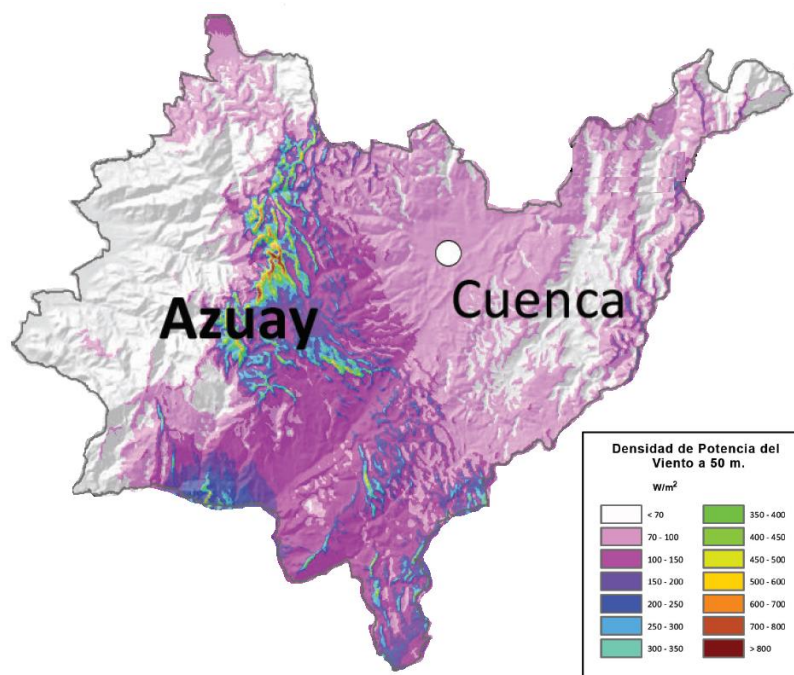


FIG. N° 3.2: Densidad de Potencia – Provincia del Azuay
Fuente: (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable)

3.2.2. Análisis de Escenarios Operativos

Para poder jerarquizar las alternativas definidas, de acuerdo al Método de ELECTRE (Fernandez Barberis & Escribano Rodenas, 2002), se empezará por formar la matriz decisional.

Tabla 3.4: Matriz de Decisión (energía eólica)
Fuente: Elaboración Propia

Matriz Decisión						
	Recurso (W/m ²)	Potencia (MW)	Orografía	Proximidad a una SE	Vía de acceso	Aspecto ambiental
	maximizar	maximizar	minimizar	minimizar	minimizar	minimizar
Alternativa 1	98	10.78	0.12	2	1	1
Alternativa 2	350	48.58	0.03	2	1	1
Alternativa 3	150	21.46	0.14	1	1	1
Alternativa 4	270	17.94	0.08	1	1	3
Alternativa 5	250	21.73	0.09	1	2	2
Alternativa 6	150	10.97	0.04	1	1	3
Alternativa 7	210	16.40	0.06	1	1	3
Peso	5	5	1	4	2	4

Los valores de los 3 últimos criterios han sido definidos con los conceptos antes mencionados.

Para poder establecer la concordancia y discordancia entre las diferentes alternativas, se define la Matriz de Decisión Normalizada. Para la normalización de atributos o criterios a minimizar o maximizar, se realiza mediante las siguientes fórmulas, en donde (r) es el criterio a analizar:

$$MD_{min} = \frac{r_{i_{max}} - r_i}{r_{i_{max}} - r_{i_{min}}} \quad [3.1]$$

$$MD_{max} = \frac{r_i - r_{i_{min}}}{r_{i_{max}} - r_{i_{min}}} \quad [3.2]$$

De este modo, para calcular el valor normalizado del criterio Potencia de la Alternativa 4, cuyo objetivo es maximizar, se tiene:

$$MD_{max} = \frac{r_i - r_{i_{min}}}{r_{i_{max}} - r_{i_{min}}} = \frac{17.94 - 10.78}{48.48 - 10.78}$$

$$MD_{max} = 0.19$$

Tabla 3.5: Matriz de Decisión Normalizada (energía eólica)
 Fuente: Elaboración Propia

Matriz Decisión Normalizada						
	Recurso	Potencia	Orografía	Proximidad a una SE	Vía de acceso	Aspecto ambiental
Alternativa 1	0.00	0.00	0.18	0.00	1.00	1.00
Alternativa 2	1.00	1.00	1.00	0.00	1.00	1.00
Alternativa 3	0.21	0.28	0.00	1.00	1.00	1.00
Alternativa 4	0.68	0.19	0.55	1.00	1.00	0.00
Alternativa 5	0.60	0.29	0.45	1.00	0.00	0.50
Alternativa 6	0.21	0.00	0.91	1.00	1.00	0.00
Alternativa 7	0.44	0.15	0.73	1.00	1.00	0.00

Una vez normalizada la matriz, es necesario ponderar cada valor por el peso que se le fue asignado. Lo valores de la Matriz de Decisión Normalizada Ponderada, se obtiene multiplicando el peso del atributo correspondiente por el valor de la Matriz de Decisión Normalizada.

Tabla 3.6: Matriz de Decisión Normalizada Ponderada (energía eólica)
 Fuente: Elaboración Propia

Matriz Decisión Normalizada Ponderada						
	Recurso	Potencia	Orografía	Proximidad a una SE	Vía de acceso	Aspecto ambiental
Alternativa 1	0.00	0.00	0.18	0.00	2.00	4.00
Alternativa 2	5.00	5.00	1.00	0.00	2.00	4.00
Alternativa 3	1.03	1.41	0.00	4.00	2.00	4.00
Alternativa 4	3.41	0.95	0.55	4.00	2.00	0.00
Alternativa 5	3.02	1.45	0.45	4.00	0.00	2.00
Alternativa 6	1.03	0.02	0.91	4.00	2.00	0.00
Alternativa 7	2.22	0.74	0.73	4.00	2.00	0.00

A partir de la Matriz de Decisión Normalizada, podemos reflejar los índices de concordancia entre cada par de alternativas. La concordancia refleja hasta qué punto para un elevado número de atributos la Alternativa X es elegida a la Alternativa Y. Los índices de la matriz se obtienen sumando los pesos asociados a los criterios en donde la Alternativa X es mejor que la Alternativa Y, y en caso de que sean iguales, se le asigna la mitad del valor del peso a cada una de las alternativas.

$$i_{c_{ik}} = \sum_{j, c_j(A_i) > c_j(A_k)} w_j + \frac{1}{2} \sum_{j, c_j(A_i) = c_j(A_k)} w_j ; 0 \forall \text{ otra alternativa} \quad [3.3]$$

Tabla 3.7: Matriz de Concordancia (energía eólica)
Fuente: Elaboración Propia

Matriz de Concordancia							
Alternativa	1	2	3	4	5	6	7
1		5.00	4.00	5.00	6.00	5.00	5.00
2	16.00		14.00	16.00	17.00	16.00	16.00
3	17.00	7.00		12.00	8.00	14.50	12.00
4	16.00	5.00	9.00		10.00	15.00	15.00
5	15.00	4.00	13.00	11.00		16.00	16.00
6	16.00	5.00	6.50	6.00	5.00		6.00
7	16.00	5.00	9.00	6.00	5.00	15.00	

Por otro lado, a partir de la Matriz de Decisión Normalizada Ponderada se calcula la matriz de Discordancia, la cual mide hasta qué punto no existe ningún atributo para que el la Alternativa X sea mucho mejor que la Alternativa Y. Se calcula como la diferencia mayor de los criterios para los que la Alternativa X esté superada por la Alternativa Y, dividida por la mayor diferencia entre la Alternativa X y Alternativa Y.

$$id_{ik} = \frac{\max |c_j(A_i) - c_j(A_k)|_{j, c_j(A_i) < c_j(A_k)}}{\max |c_j(A_i) - c_j(A_k)|_j} \quad [3.4]$$

Tabla 3.8: Matriz de Discordancia (energía eólica)
Fuente: Elaboración Propia

Matriz de Discordancia							
Alternativa	1	2	3	4	5	6	7
1		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2	0.00		1.00	0.99	1.00	0.80	0.94
3	0.05	0.99		0.60	0.99	0.23	0.30
4	1.00	1.00	1.00		1.00	0.15	0.15
5	0.50	0.89	1.00	1.00		1.00	1.00
6	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00		1.00
7	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.15	

Para el cálculo de la Matriz de Dominancia Concordante, se establece un Umbral de Concordancia, el cual se puede definir como el promedio de los índices de la Matriz de Concordancia que, para el presente proyecto, será de 10.5. El cálculo de los índices de la matriz es relativamente sencillo, cuando un elemento de la

Matriz de Concordancia es mayor que el umbral, se le asigna “1”, caso contrario un “0”.

Tabla 3.9: Matriz de Dominancia Concordante (energía eólica)
Fuente: Elaboración Propia

Matriz de Dominancia Concordante							
Alternativa	1	2	3	4	5	6	7
1	0	0	0	0	0	0	0
2	1	0	1	1	1	1	1
3	1	0	0	1	0	1	1
4	1	0	0	0	0	1	1
5	1	0	1	1	0	1	1
6	1	0	0	0	0	0	0
7	1	0	0	0	0	1	0

En lo que tiene que ver con la Matriz de Dominancia Discordante, se asigna de igual manera un umbral de Discordancia, que puede ser el promedio de los índices de la matriz de discordancia, en este caso 0.83. La matriz se calcula de forma similar a la de dominancia concordante, cuando un elemento de la Matriz de Discordancia es menor que el umbral, se le asigna “1”, caso contrario un “0”.

Tabla 3.10: Matriz de Dominancia Discordante (energía eólica)
Fuente: Elaboración Propia

Matriz de Dominancia Discordante							
Alternativa	1	2	3	4	5	6	7
1		0	0	0	0	0	0
2	1		0	0	0	1	0
3	1	0		1	0	1	1
4	0	0	0		0	1	1
5	1	0	0	0		0	0
6	0	0	0	0	0		0
7	0	0	0	0	0	1	

Construidas éstas 2 últimas matrices, se procede a construir la Matriz de Dominancia Agregada o Matriz de Superación, la cual nos permitirá determinar cuándo una alternativa es mejor que otra, para un número determinado de criterios. Esta matriz se obtiene multiplicando término a término los índices de la Matriz de Dominancia Concordante y Discordante.

Tabla 3.11: Matriz de Dominancia Agregada (energía eólica)
Fuente: Elaboración Propia

Matriz de Dominancia Agregada								
Alternativa	1	2	3	4	5	6	7	
1	0	0	0	0	0	0	0	0
2	1	0	0	0	0	1	0	2
3	1	0	0	1	0	1	1	4
4	0	0	0	0	0	1	1	2
5	1	0	0	0	0	0	0	1
6	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	1	0	1
	3	0	0	1	0	4	2	

De la Matriz de Dominancia; la última columna de la derecha se establece como la suma de los elementos de cada columna, y nos indica a cuantas alternativas sobre clasifica la alternativa correspondiente, por otro lado, la última fila indica cuantas alternativas sobre clasifican a la alternativa correspondiente.

Esta matriz nos permitirá formar el grafo de superación del método ELECTRE, cuyos vértices son el conjunto de todas las alternativas y los arcos representan las superaciones. Se forma de la siguiente manera, por ejemplo, cuando un elemento es 1, existe un arco que une el vértice 1 con el vértice 2, es decir, la Alternativa 1 sobre califica a la alternativa 2.

Se debe tener en cuenta que el método selecciona un subconjunto de alternativas tan restringido como sea posible; toda alternativa que no pertenezca a este subconjunto, debe ser superada por al menos una alternativa que si pertenezca al subconjunto, y ninguna alternativa del subconjunto debe ser superada estrictamente por alguna otra alternativa del mismo.

Por lo tanto, se establece el grafo de superación (figura 3.3), el cual nos permite establecer el subconjunto de soluciones, que para el presente proyecto serán:

Tabla 3.12: Subconjunto de soluciones a analizar (Energía Eólica)
Fuente: Elaboración Propia

Alternativa	Cantón	Ubicación referencial	Área (Ha)	Altura (m.s.n.m.)	Pendiente terreno	Velocidad media (m/s)	Densidad (W/m ²)
2	Cuenca	Pimo	28	3750	0.03	9.5	350
3	Oña	Namarín	14	2360	0.14	6.5	150
5	Nabón	Rumiloma	9	3030	0.09	7.5	250

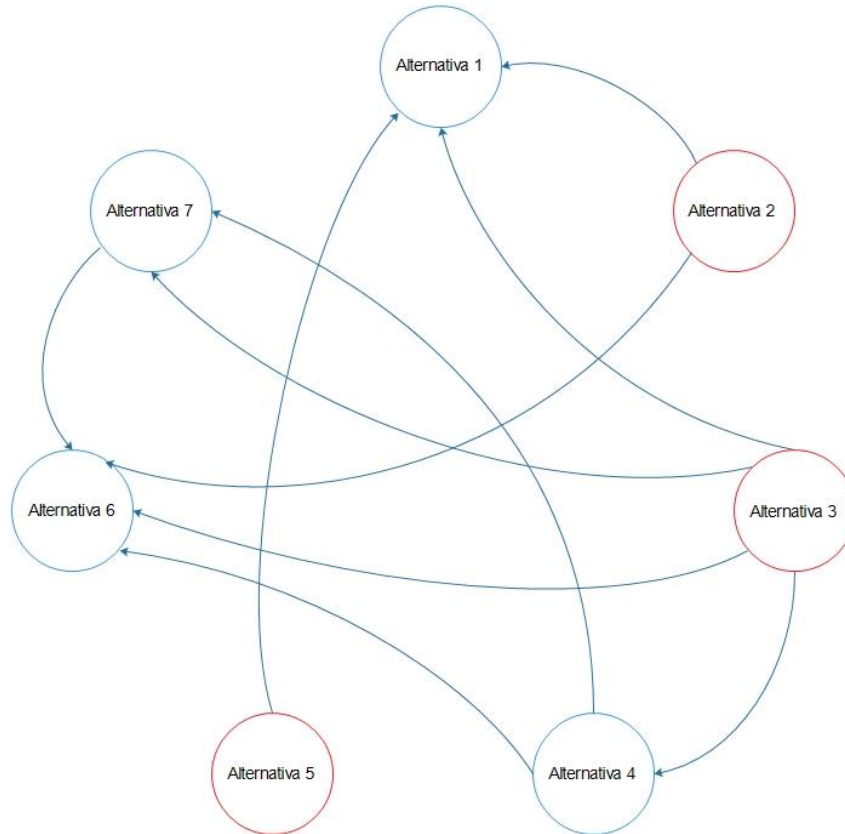


FIG. N° 3.3: Grafo de superación (Energía Eólica)
Fuente: Elaboración propia

Para este subconjunto de alternativas, se realizará un análisis económico – financiero, para determinar la alternativa más viable.

3.3. Generación de Electricidad mediante Energía Solar Fotovoltaica

3.3.1. Emplazamiento

El primer factor a considerar será la selección del terreno donde se emplazarán los proyectos solares fotovoltaicos. Inicialmente se analizará los niveles de irradiación presentes en la provincia del Azuay, estos datos fueron generados por el Nacional Renewable Energy Laboratory (NREL), para posteriormente ser filtrados a solamente datos de la provincia (figura 3.4).

Se debe considerar que, para la selección del terreno, aparte de tener en cuenta el recurso solar, se descartó:

- Áreas cubiertas por agua (lagos, lagunas y ríos)
- Áreas Protegidas
- Terrenos con área menor a 20 Ha
- Terrenos con pendiente mayor al 20%

Debido a que el alcance del estudio es para proyectos de mediana y gran escala. En base a los criterios ya mencionados, se estableció para estudio las siguientes alternativas representadas en la figura 3.5 y tabla 3.13.

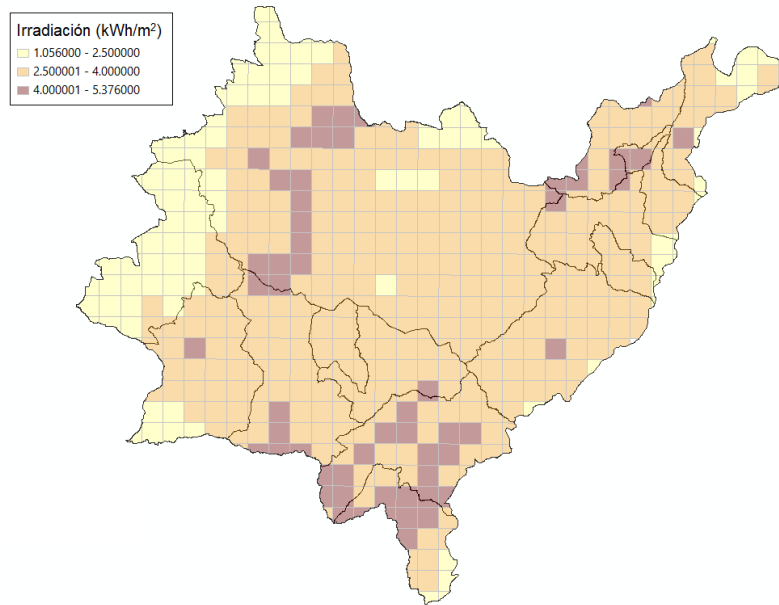


FIG. N° 3.4: Irradiación Directa / día – Provincia del Azuay
Fuente: Elaboración propia

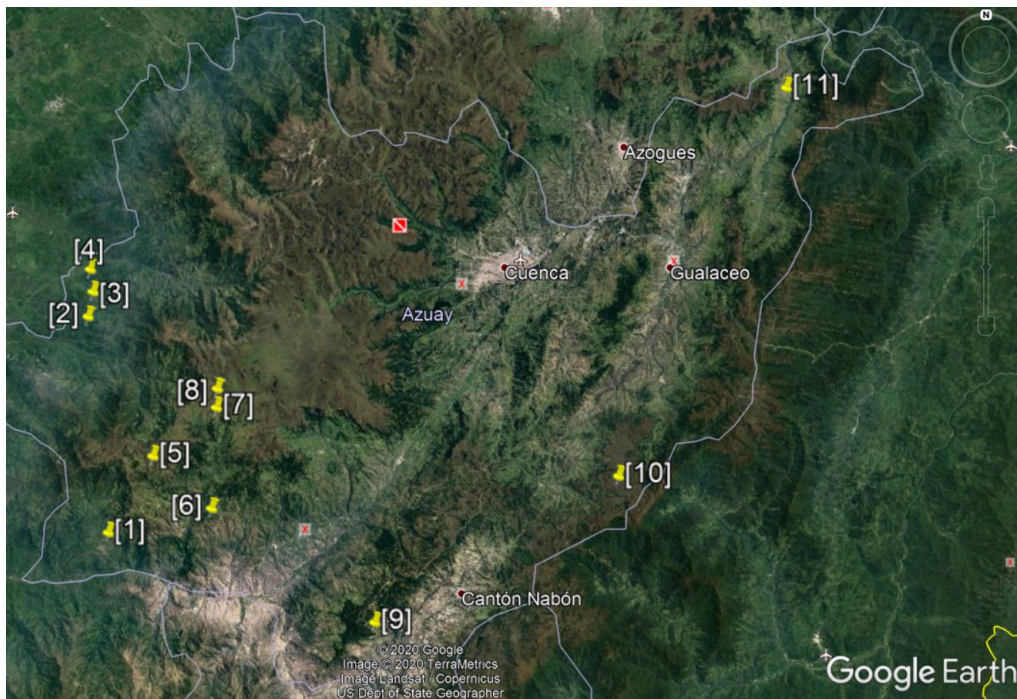


FIG. N° 3.5: Alternativas Proyectos Fotovoltaicos – Provincia del Azuay
Fuente: Elaboración propia

Tabla 3.13: Características de terrenos a analizar (Energía Solar)
Fuente: Elaboración Propia

Alternativa	Cantón	Ubicación referencial	Área (Ha)	Altura (m.s.n.m.)	Pendiente terreno	Irradiación (Wh/m ² /día)
1	Pucará	San Rafael	60	1676	0.13	2520
2	Camilo Ponce Enríquez	Paguancay	90	870	0.14	1320
3	Camilo Ponce Enríquez	Rosa de Oro	60	843	0.2	1200
4	Camilo Ponce Enríquez	Victoria	137	481	0.1	1200
5	Pucará	Caballo Potrero	20	3490	0.06	3912
6	Sta. Isabel	Chalcalo	30	2606	0.2	3888
7	Sta. Isabel	Pedernales	20	3565	0.17	3504
8	Sta. Isabel	Chorohuaico	30	3776	0.17	3792
9	Oña	Cuchudel	23	2932	0.13	3576
10	Sigsig	San José de Raranga	29	3222	0.11	3864
11	Paute	Guarainac	47	2449	0.09	3696

3.3.2. Análisis de Escenarios Operativos

Con el fin de jerarquizar las alternativas establecidas, se procederá al método de ELECTRE antes mencionado. Para el cálculo de potencia, el cual se define como un criterio en la Matriz de Decisión, se calculó considerando para la instalación, paneles de 325 W (Jinko), los cuales han sido empleados en proyectos de potencia similares. Las especificaciones del panel se encuentran en el ANEXO 2.

Tabla 3.14: Matriz de Decisión (energía solar)
Fuente: Elaboración Propia

Matriz Decisión						
	Recurso (Wh/m ² /día)	Potencia (MW)	Orografía	Proximidad a una SE	Vía de acceso	Aspecto ambiental
	maximizar	maximizar	minimizar	minimizar	minimizar	minimizar
Alternativa 1	2520	5.42	0.13	2	1	2
Alternativa 2	1320	8.13	0.14	1	2	2
Alternativa 3	1200	5.42	0.2	1	2	2
Alternativa 4	1200	8.83	0.1	1	2	3
Alternativa 5	3912	1.81	0.06	2	3	1
Alternativa 6	3888	2.71	0.2	3	2	2
Alternativa 7	3504	1.81	0.17	3	2	1
Alternativa 8	3792	2.71	0.17	3	3	2
Alternativa 9	3576	2.08	0.13	1	1	1
Alternativa 10	3864	2.62	0.11	1	3	1
Alternativa 11	3696	4.24	0.09	1	3	3
Peso	5	5	1	4	2	4

A partir de la Matriz de Decisión, se procede a realizar las demás matrices del método multicriterio, con la misma metodología mencionada en la sección 3.2.2.

Tabla 3.15: Matriz de Decisión Normalizada (energía solar)
Fuente: Elaboración Propia

Matriz Decisión Normalizada						
	Recurso	Potencia	Orografía	Proximidad a una SE	Vía de acceso	Aspecto ambiental
Alternativa 1	0.49	0.34	0.50	0.50	1.00	0.50
Alternativa 2	0.04	0.60	0.43	1.00	0.50	0.50
Alternativa 3	0.00	0.34	0.00	1.00	0.50	0.50
Alternativa 4	0.00	1.00	0.71	1.00	0.50	0.00
Alternativa 5	1.00	0.00	1.00	0.50	0.00	1.00
Alternativa 6	0.99	0.09	0.00	0.00	0.50	0.50
Alternativa 7	0.85	0.00	0.21	0.00	0.50	1.00
Alternativa 8	0.96	0.09	0.21	0.00	0.00	0.50
Alternativa 9	0.88	0.03	0.50	1.00	1.00	1.00
Alternativa 10	0.98	0.08	0.64	1.00	0.00	1.00
Alternativa 11	0.92	0.23	0.79	1.00	0.00	0.00

Tabla 3.16: Matriz de Decisión Normalizada Ponderada (energía solar)
Fuente: Elaboración Propia

Matriz Decisión Normalizada Ponderada						
	Recurso	Potencia	Orografía	Proximidad a una SE	Vía de acceso	Aspecto ambiental
Alternativa 1	2.43	1.71	0.50	2.00	2.00	2.00
Alternativa 2	0.22	2.99	0.43	4.00	1.00	2.00
Alternativa 3	0.00	1.71	0.00	4.00	1.00	2.00
Alternativa 4	0.00	5.00	0.71	4.00	1.00	0.00
Alternativa 5	5.00	0.00	1.00	2.00	0.00	4.00
Alternativa 6	4.96	0.43	0.00	0.00	1.00	2.00
Alternativa 7	4.25	0.00	0.21	0.00	1.00	4.00
Alternativa 8	4.78	0.43	0.21	0.00	0.00	2.00
Alternativa 9	4.38	0.13	0.50	4.00	2.00	4.00
Alternativa 10	4.91	0.38	0.64	4.00	0.00	4.00
Alternativa 11	4.60	1.15	0.79	4.00	0.00	0.00

A partir de la Matriz de Decisión Normalizada y Normalizada Ponderada, se estable la Matriz de Concordancia y Discordancia respectivamente.



Tabla 3.17: Matriz de Concordancia y Discordancia (energía solar)
Fuente: Elaboración Propia

Matriz de Concordancia											
Alternativa	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1		10.00	12.50	11.00	9.00	14.00	12.00	14.00	6.50	7.00	11.00
2	11.00		16.00	12.00	11.00	13.00	11.00	14.00	7.00	9.00	13.00
3	8.50	5.00		9.50	11.00	12.50	10.00	13.00	7.00	9.00	13.00
4	10.00	9.00	11.50		11.00	11.00	11.00	12.00	8.00	10.00	11.00
5	12.00	10.00	10.00	10.00		14.00	14.50	15.00	8.00	9.00	11.00
6	7.00	8.00	8.50	10.00	7.00		13.00	13.50	10.00	12.00	11.00
7	9.00	10.00	11.00	10.00	6.50	8.00		8.50	2.00	4.00	6.00
8	7.00	7.00	8.00	9.00	6.00	7.50	12.50		10.00	6.00	10.00
9	14.50	14.00	14.00	13.00	13.00	11.00	19.00	11.00		6.00	8.00
10	14.00	12.00	12.00	11.00	12.00	9.00	17.00	15.00	15.00		12.00
11	10.00	8.00	8.00	10.00	10.00	10.00	15.00	11.00	13.00	9.00	

Matriz de Discordancia											
Alternativa	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1		0.90	0.82	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
2	1.00		0.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
3	1.00	1.00		1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
4	0.74	1.00	0.61		1.00	1.00	0.85	1.00	0.90	1.00	1.00
5	0.78	0.63	0.40	1.00		0.50	0.50	0.21	1.00	1.00	0.50
6	0.79	0.84	0.81	0.92	1.00		1.00	0.21	1.00	1.00	1.00
7	1.00	0.99	0.94	1.00	1.00	0.35		0.27	1.00	1.00	1.00
8	0.85	0.88	0.84	0.96	1.00	1.00	1.00		1.00	1.00	1.00
9	0.79	0.69	0.36	1.00	0.31	0.14	0.00	0.10		0.27	0.26
10	0.81	0.56	0.27	0.94	0.18	0.25	0.25	0.01	1.00		0.19
11	0.92	0.46	0.43	0.84	1.00	0.50	1.00	0.50	1.00	1.00	

Tabla 3.18: Matriz de Dominancia Concordante (energía solar)
Fuente: Elaboración Propia

Matriz de Dominancia Concordante											
Alternativa	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1		0	1	1	0	1	1	1	0	0	1
2	1		1	1	1	1	1	1	0	0	1
3	0	0		0	1	1	0	1	0	0	1
4	0	0	1		1	1	1	1	0	0	1
5	1	0	0	0		1	1	1	0	0	1
6	0	0	0	0	0		1	1	0	1	1
7	0	0	1	0	0	0		0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	1		0	0	0
9	1	1	1	1	1	1	1	1		0	0
10	1	1	1	1	1	0	1	1	1		1
11	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	



De igual manera, para el cálculo de la Matriz de Dominancia Concordante, para establecer el Umbral de Concordancia, se realiza el promedio de los índices de la Matriz de Concordancia, para el presente proyecto será de 10.50; por lo tanto, cuando un elemento de la Matriz de Concordancia es mayor que el umbral, se le asigna “1”, caso contrario un “0”. Para el cálculo de la Matriz de Dominancia Discordante, el promedio de los índices de la matriz de discordancia resulta 0.79, por lo que éste será nuestro umbral de Discordancia, entonces, cuando un elemento de la Matriz de Discordancia es menor que el umbral, se le asigna “1”, caso contrario un “0”.

Tabla 3.19: Matriz de Dominancia Discordante (energía solar)

Fuente: Elaboración Propia

Matriz de Dominancia Discordante											
Alternativa	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0		1	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0		0	0	0	0	0	0	0	0
4	1	0	1		0	0	0	0	0	0	0
5	1	1	1	0		1	1	1	0	0	1
6	0	0	0	0	0		0	1	0	0	0
7	0	0	0	0	0	1		1	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0
9	1	1	1	0	1	1	1	1		1	1
10	0	1	1	0	1	1	1	1	0		1
11	0	1	1	0	0	1	0	1	0	0	

Multiplicando término a término los índices de la Matriz de Dominancia Concordante y Discordante, se obtiene la Matriz de Dominancia Agregada.

Tabla 3.20: Matriz de Dominancia Agregada (energía solar)

Fuente: Elaboración Propia

Matriz de Dominancia Agregada												
Alternativa	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
1		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0		1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
3	0	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	1		0	0	0	0	0	0	0	1
5	1	0	0	0		1	1	1	0	0	1	5
6	0	0	0	0	0		0	1	0	0	0	1
7	0	0	0	0	0	0		0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0		0	0	0	0
9	1	1	1	0	1	1	1	1		0	0	7
10	0	1	1	0	1	0	1	1	0		1	6
11	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0		1
	2	2	4	0	2	2	3	5	0	0	2	

Analizando los resultados de la suma de los valores de cada columna, la cual nos indica a cuantas alternativas sobre clasifica la alternativa correspondiente, además de definir el grafo de superación, podemos establecer el subconjunto solución formado por las Alternativas 4, 9 y 10; las cuales se realizará el análisis económico – financiero para verificar la viabilidad del proyecto.

Tabla 3.21: Subconjunto de soluciones a analizar (Energía Solar)
Fuente: Elaboración Propia

Alternativa	Cantón	Ubicación referencial	Área (Ha)	Altura (m.s.n.m.)	Pendiente terreno	Irradiación (Wh/m ² /día)
4	Camilo Ponce Enríquez	Victoria	137	481	0.1	1200
9	Oña	Cuchudel	23	2932	0.13	3576
10	Sígsig	San José de Raranga	29	3222	0.11	3864

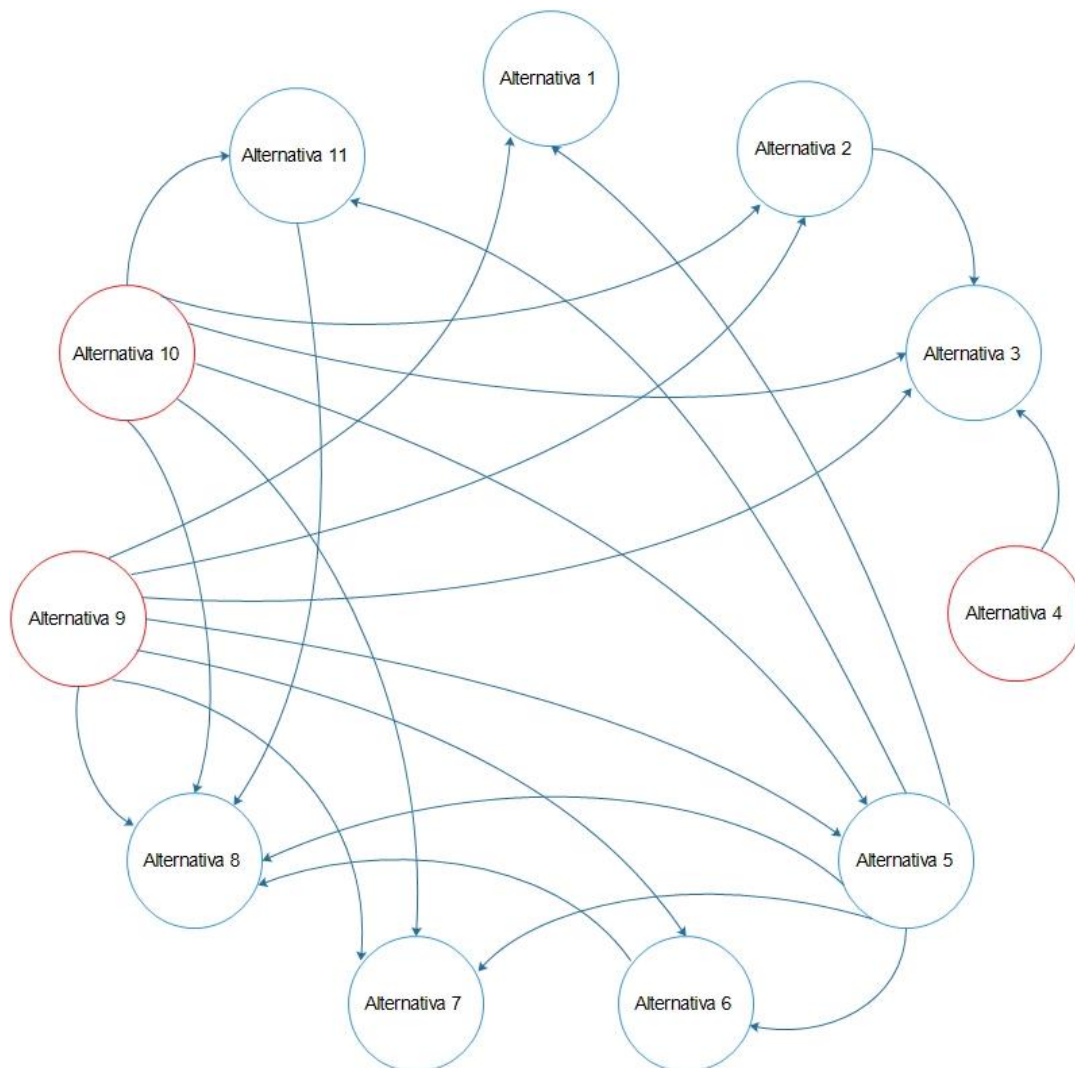


FIG. N° 3.6: Grafo de superación (Energía Solar)
Fuente: Elaboración propia



Capítulo 4: Evaluación Económica y Ambiental

4.1. Evaluación Económica

La presente evaluación económica-financiera nos permite contemplar el tiempo de vida útil, tasas de interés, costos de mantenimiento y operación, así como la cantidad de energía a obtener de las diferentes alternativas de los proyectos seleccionados.

Para la evaluación económica de los proyectos de generación tanto eólica como solar, se considera los índices financieros como son la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Valor Actual Neto (VAN), que son índices comúnmente empleados para evaluar la viabilidad de una inversión.

Se debe considerar que:

- Al tener un VAN positivo indica que el proyecto es viable, lo cual se podría pensar ya en estudios más detallados para definir con precisión las especificaciones, costos y valoración de ingresos de dicho proyecto.
- Al tener la TIR positiva, se afirma que la inversión cumple con los criterios de rentabilidad, por lo tanto, el proyecto es viable.

4.1.1. Evaluación Económica de Generación de Electricidad (Energía Eólica)

La inversión total del proyecto se calculó mediante cotizaciones de equipos de características similares, y a su vez con datos referenciales de proyectos eólicos con potencia equivalente 50 MW². El detalle de los costos de inversión por alternativa, se indica en el ANEXO 3.1.

Tabla 4.1: Inversión de proyectos seleccionados (Energía Eólica)
Fuente: Elaboración Propia

	Alternativa 2 (Cuenca ≈ 42 MW)	Alternativa 3 (Oña ≈ 21 MW)	Alternativa 5 (Nabón ≈ 18 MW)
Inversión	\$ 57,683,743.0	\$ 30,850,308.2	\$ 24,721,605.4

En cuanto a los servicios de Operación y Mantenimiento (O&M) son fundamentales para garantizar el rendimiento técnico y económico de la planta eólica durante su vida útil. Sus valores se pueden considerar entre el 1.5% y 2% de la inversión inicial (Danish Wind Industry Association) o también aproximadamente el 25% de los ingresos netos del parque (AEMER). En el presente estudio se considerará el 2% de la inversión inicial para cada año.

² Proyecto Eólico Minas de Huascachaca 50MW, <https://www.compraspublicas.gob.ec/>

Tabla 4.2: Resumen de los Costos de Operación y Mantenimiento (Energía Eólica)
Fuente: Elaboración Propia

	Alternativa 2 (Cuenca ≈ 42 MW)	Alternativa 3 (Oña ≈ 21 MW)	Alternativa 5 (Nabón ≈ 18 MW)
O&M	\$ 1,153,674.9	\$ 617,006.2	\$ 494,432.1

El análisis de costos del presente proyecto se valora considerando dos escenarios; por un lado, el precio de kilovatio hora de la última regulación que consideraba incentivos a la generación con energía renovable equivalente a 9.13cUSD/kWh (CONELEC), y por otro lado, el precio de acuerdo al International Renewable Energy Agency (IRENA), con un valor de 6cUSD/kWh; además se considera un factor de planta de 25% (Smil). Con estos parámetros considerados, se obtiene la producción de energía anual (tabla 4.3). El detalle de la producción de energía tanto diaria como anual se encuentra en el ANEXO 3.2.

Tabla 4.3: Energía media anual e Ingresos brutos de las propuestas seleccionadas (Energía Eólica)
Fuente: Elaboración Propia

	Alternativa 2 (Cuenca ≈ 42 MW)	Alternativa 3 (Oña ≈ 21 MW)	Alternativa 5 (Nabón ≈ 18 MW)
Energía media anual esperada (GWh)	91.98	45.99	39.42
Escenario 1 (9.13cUSD/kWh)			
Ingresos Brutos	\$ 8,397,774.0	\$ 4,198,887.0	\$ 3,599,046.0
Escenario 2 (6cUSD/kWh)			
Ingresos Brutos	\$ 5,518,800.0	\$ 2,759,400.0	\$ 2,365,200.0

Comparación Financiera de las tres alternativas

A continuación, se describe brevemente los aspectos más relevantes de los proyectos eólicos analizados. La tasa de descuento (TD) empleada es del 7%³, además de un tiempo de vida útil de 20 años.

Tabla 4.4: Comparación Financiera de las diferentes alternativas (Energía Eólica)
Fuente: Elaboración Propia

	Alternativa 2 (Cuenca ≈ 42 MW)	Alternativa 3 (Oña ≈ 21 MW)	Alternativa 5 (Nabón ≈ 18 MW)
Escenario 1 (9.13cUSD/kWh)			
VAN (7%)	\$ 76,744,089.5	\$ 37,946,496.6	\$ 32,890,323.8
TIR	11%	10%	11%
Escenario 2 (6cUSD/kWh)			
VAN (7%)	\$ 46,244,197.9	\$ 22,696,550.8	\$ 19,818,941.7
TIR	4%	3%	4%

³ <https://www.banecuador.fin.ec>

Como se puede observar en la tabla 4.4, la Tasa Interna de Retorno para el caso de las 3 propuestas se encuentran entre el 3% y 4% para precios de 6cUSD/kWh (escenario 2), lo cual no haría rentables a los proyectos (considerando una tasa de descuento del 7%). Para el escenario 1 se obtiene una TIR entre el 10% y 11% con precios de acuerdo a la regulación (CONELEC), pudiendo así establecer que las 3 alternativas serían rentables. Con el fin de plantear un escenario adecuado para establecer un precio por kWh rentable y atractivo para inversionistas, con una TIR del orden del 7% (similar a la tasa de descuento) se calcula que el precio del kWh debería ser del orden de 7.18cUSD/kWh. En lo que tiene que ver con el Valor Actual Neto, las alternativas presentan un valor del VAN mayor que cero, concluyendo así que las 3 alternativas, para para el escenario 1, presentan viabilidad económica. En la figura 4.1 se representa el período de retorno de inversión de las alternativas viables con la tarifa de 7.18cUSD/kWh.



FIG. N° 4.1: Período de retorno de la inversión (Energía Eólica)
Fuente: Elaboración propia

4.1.2. Evaluación Económica de Generación de Electricidad (Energía Solar)

En lo que tiene que ver con el costo de inversión, se elaboró mediante cotizaciones de equipos con características semejantes, además de considerar precios de proyectos de generación eléctrica con energía solar fotovoltaica de países con gran capacidad instalada (Sánchez, 2017). El detalle de los costos de inversión, se encuentran en el ANEXO 3.3.

Tabla 4.5: Inversión de proyectos seleccionados (Energía Solar)
Fuente: Elaboración Propia

	Alternativa 4 (Camilo P. E. ≈ 12.4 MW)	Alternativa 9 (Oña ≈ 2.1 MW)	Alternativa 10 (Sígsig ≈ 2.6 MW)
Inversión	\$ 37,888,886.2	\$ 6,038,883.5	\$ 7,635,560.8

Por otro lado, los servicios de O&M ayudan en la gestión de la implementación de procesos para evitar o mitigar los peligros potenciales y garantizar el retorno óptimo de la inversión. Los costos de operación y mantenimiento se encuentran en el rango de 0.5 al 1.5% anual del costo de inversión total (Edenhofer, Pichs-Madruga, & Sokona); para el presente proyecto se fijó de un 1.5% anual.

Tabla 4.6: Resumen de los Costos de Operación y Mantenimiento (Energía Solar)
Fuente: Elaboración Propia

	Alternativa 4 (Camilo P. E. \approx 12.4 MW)	Alternativa 9 (Oña \approx 2.1 MW)	Alternativa 10 (Sigsig \approx 2.6 MW)
O&M	\$ 568,333.3	\$ 90,583.3	\$ 114,533.4

Para el análisis de costos del presente proyecto se debe considerar el factor de planta fotovoltaico, el cual oscila entre 10% y 30% (Smil), por lo tanto, se define para el análisis un factor de 15%. Al igual que en la sección 4.1.1, el precio de kWh para el análisis se establece considerando dos escenarios; por un lado, el precio de kilovatio hora de 40.03cUSD/kWh (CONELEC) y de 10cUSD/kWh (IRENA). El detalle de la producción de energía tanto diaria como anual se encuentra en el ANEXO 3.4. En la tabla 4.7 se presenta la producción de energía anual y los ingresos brutos anuales.

Tabla 4.7: Ingresos brutos de las propuestas seleccionadas (Energía Solar)
Fuente: Elaboración Propia

	Alternativa 4 (Camilo P. E. \approx 12.4 MW)	Alternativa 9 (Oña \approx 2.1 MW)	Alternativa 10 (Sigsig \approx 2.6 MW)
Energía media anual esperada (GWh)	16.25	2.73	3.44
Escenario 1 (40.03cUSD/kWh)			
Ingresos Brutos	\$ 6,505,745.4	\$ 1,092,205.4	\$ 1,377,128.6
Escenario 2 (10cUSD/kWh)			
Ingresos Brutos	\$ 1,625,217.4	\$ 272,846.7	\$ 344,024.1

Comparación Financiera de las tres alternativas

Se presenta los aspectos más relevantes de las alternativas analizadas, para poder realizar una comparación financiera y establecer la viabilidad de los proyectos. Se considera un tiempo de vida útil de 20 años.

Tabla 4.8: Comparación Financiera de las diferentes alternativas (Energía Solar)
Fuente: Elaboración Propia

	Alternativa 4 (Camilo P. E. \approx 12.4 MW)	Alternativa 9 (Oña \approx 2.1 MW)	Alternativa 10 (Sigsig \approx 2.6 MW)
Escenario 1 (40.03cUSD/kWh)			
VAN (7%)	\$ 62,901,028.9	\$ 10,611,199.7	\$ 13,375,951.4
TIR	15%	16%	16%
Escenario 2 (10cUSD/kWh)			
VAN (7%)	\$ 11,196,645.8	\$ 1,930,901.8	\$ 2,431,228.0
TIR	-5%	-4%	-4%

Para el caso de generación eléctrica fotovoltaica, la Tasa Interna de Retorno se puede observar alrededor de 15% para precios por kWh de acuerdo a la última regulación del país; pero para precios internacionales (IRENA) la TIR se vuelve negativa, lo que significa que la inversión no es rentable para un precio de 10cUSD/kWh. Con una TIR del orden del 7% (similar a la tasa de descuento), el precio del kWh debería ser del orden de 24.28cUSD/kWh. El período de retorno de inversión de las alternativas viables con esta tarifa, se representa en la figura 4.2.



FIG. N° 4.2: Período de retorno de la inversión (Energía Solar)
Fuente: Elaboración propia

4.2. Evaluación ambiental

Esta sección contiene una evaluación de impacto ambiental (EIA) preliminar con la finalidad de describir y analizar las actividades a desarrollar, tanto en la fase de construcción como de operación; e identificar, prevenir e interpretar los impactos ambientales que producirán los proyectos en caso de ser ejecutados.

Los impactos ambientales de la energía eólica o solar, al no causar contaminación extrema del aire, agua o suelo como ocurre con otras fuentes de energía; son relativamente fáciles de mitigar, debido a que tanto en su fase de construcción como operación no contribuyen, por ejemplo, al efecto invernadero o generan efluentes que pudieran afectar la calidad del agua o el suelo.

Uno de los aspectos negativos a tomar en cuenta es la amplia superficie que se necesita para un buen aprovechamiento del recurso renovable, no obstante, para los proyectos eólicos, el uso real del suelo afectado es mucho menor que el terreno requerido para la explotación de esta fuente renovable.

Además, existen otros impactos locales que merecen ser considerados. Por lo tanto, a continuación, se abarcarán los impactos ambientales tanto del parque eólico como del fotovoltaico.

Cabe recalcar que con el fin de abarcar de forma efectiva los impactos ambientales identificados, se necesitará de un estudio de impacto ambiental a profundidad y un amplio análisis del equipo profesional a cargo.

Para la evaluación ambiental preliminar, se elaborará una matriz de identificación de Impactos Ambientales (acciones derivadas de la obra - factores ambientales).

En la tabla 4.9, en base a EIA realizados en proyectos de generación eléctrica (GreenWind), se definen los factores ambientales que se consideran resultarán afectados tanto en la construcción, operación y abandono de los proyectos a evaluar.

Tabla 4.9: Factores ambientales considerados para la Evaluación Ambiental de proyectos eólicos y solares fotovoltaicos
Fuente: Elaboración Propia

Factores ambientales afectados	Suelo	Procesos erosivos y desestabilización	Falta de cobertura vegetal, aumento inestabilidad del suelo y pérdida de fertilidad
		Topografía y Geomorfología	Modificación de morfología del terreno
		Usos del suelo	Cambio de uso de suelo
	Agua	Cantidad de agua superficial	Modificación de la dinámica de drenaje superficial
		Calidad de agua superficial	Afectación de drenaje natural por posible derrames de combustible
		Disponibilidad de agua de usos agrícolas	Disminución para requerimientos de agua en obra
	Aire	Ruido	Nivel de ruido provocado por aerogeneradores, subestación eléctrica y/o maquinaria
		Calidad de aire	Afectación de calidad de aire por maquinaria o circulación vehicular
	Flora	Cobertura Vegetal	Modificación de tamaño o eliminación de plantas de la zona
	Fauna	Desplazamiento de especies	Rutas migratorias / movilidad de fauna
	Ecosistemas	Pérdida de biodiversidad	Disminución variedad de especies, colisión de aves
		Paisajes	Impacto visual
		Atmósfera	Cambios en el microclima
	Aspecto Social	Población	Afectación de modo de vida de la población
	Aspecto Económico	Actividad Económica	Afectación de actividades productivas en la región
		Empleo	Creación de empleo
Aspecto Cultural	Patrimonio cultural	Afectación terreno histórico, arqueológico, paleontológico, etc.	

4.2.1. Energía Eólica

Las acciones que produzcan afectación ambiental, se las dividirá por fases, para poder así elaborar la matriz para la evaluación ambiental.

Fase de Construcción

En esta fase es donde se presentan los mayores impactos ambientales, especialmente en obra civil, tales como: movimiento de tierras, vías de acceso, edificaciones, subestación. Un punto a favor, es que en la mayoría de casos el



acceso principal son carreteras existentes. Por lo tanto, entre las principales actividades, tenemos:

- Parque Eólico
 - Remoción de suelos y cobertura vegetal
 - Excavación y zanjas (ductos subterráneos)
 - Relleno, compactación de suelo
 - Circulación de vehículos livianos / maquinaria pesada
 - Generación de residuos
- Construcción viales
 - Remoción de suelos y cobertura vegetal
 - Relleno, compactación de suelo
 - Circulación de vehículos livianos / maquinaria pesada
 - Generación de residuos
- Montaje de aerogeneradores
 - Circulación de vehículos livianos / maquinaria pesada
 - Generación de residuos

Fase de Operación

Uno de los impactos a considerar es el impacto visual (aerogeneradores a una altura considerable lo que ocasiona un cambio en el paisaje, además de la aparición de sombras) y acústicos (ruido generado por el aerogenerador o el viento al golpear las palas), relacionado directamente de la vida útil del proyecto. Dependiendo de la ubicación del proyecto, se debe tener en cuenta la mortalidad de aves por colisión en los aerogeneradores, aunque este impacto es relacionado directamente con las características y ubicación del proyecto. En base a esto, se puede listar las siguientes actividades que producen afectación ambiental:

- Generación de ruido
- Generación de vibraciones
- Generación de sombras
- Generación de reflejos y destellos
- Producción de energía con recurso renovable
- Generación de residuos

Fase de Abandono

En esta fase, los impactos en su mayor parte son positivos, cuyas actividades corresponden al desmontaje de equipos, demolición de obra civil y rehabilitación de suelos; por lo tanto, las actividades en esta fase se tienen:

- Restitución del área
- Circulación de vehículos livianos / maquinaria pesada

▪ Generación de residuos

Una vez identificados las acciones derivadas de la obra y los factores ambientales, se procede a formar la Matriz de Evaluación Ambiental (tabla 4.10). Esta matriz cualitativa establece la importancia de los impactos identificados sobre los distintos factores ambientales. En un estudio más profundo se deberá definir la magnitud de cada impacto.

Tabla 4.10: : Matriz de Evaluación Ambiental (Energía Eólica)
Fuente: Elaboración Propia

FACTORES AMBIENTALES AFFECTADOS	Físico						Biológico				Económico - Cultural					
	Suelo		Agua				Aire		Flora	Fauna	Ecosistemas	Social	Económico	Cultural		
	Procesos erosivos y desestabilización	Topografía y Geomorfología	Usos del suelo	Cantidad de agua superficial	Calidad de agua superficial	Disponibilidad de agua de usos agrícolas	Ruido	Calidad del aire	Cobertura Vegetal	Desplazamiento de especies	Pérdida de biodiversidad	Paisajes	Población	Actividad Económica	Empleo	Aspecto Cultural
ACCIONES																
CONSTRUCCIÓN																
Parque Eólico																
Remoción de suelos y cobertura vegetal	×	×	×	×	×	×			×	×	×	×	×	×	✓	×
Excavación y zanjas (ductos subterráneos)	×	×			×				×		×	×			✓	×
Relleno, compactación de suelo		×		×											✓	
Circulación de vehículos livianos / maq. pesada			×				×	×				×			✓	
Generación de residuos			×		×				×	×		×				
Construcción viales																
Remoción de suelos y cobertura vegetal	×	×	×	×	×	×			×	×	×	×	×	×	✓	×
Relleno, compactación de suelo		×		×											✓	
Circulación de vehículos livianos / maq. pesada			×				×	×				×		×	✓	
Generación de residuos		×							×	×		×				
Montaje de aerogeneradores																
Circulación de vehículos livianos / maq. pesada			×				×	×				×	×		✓	
Generación de residuos		×							×	×		×				
OPERACIÓN																
Generación de ruido							×						×			
Generación de vibraciones							×						×			
Generación de sombras									×				×	×		
Generación de reflejos y destellos													×	×		
Producción de energía con recurso renovable										×	×	×	✓	✓	✓	
Generación de residuos									×		×	×				
ABANDONO																
Restitución del área	✓			✓	✓	✓			✓			✓	✓	✓		
Circulación de vehículos livianos / maq. pesada			×				×	×				×			✓	
Generación de residuos		×							×		×	×				

De acuerdo a la matriz (tabla 4.10), se deduce que las principales acciones que provocan el mayor número de afectaciones ambientales negativas se dan en la Fase de Construcción. Sin embargo, para la Fase de Operación, las acciones que afectan al medio físico disminuyen de gran manera; posteriormente en la Fase de Abandono, la mayoría de actividades serán positivas debido al retiro de la infraestructura del proyecto, provocando así impactos positivos tanto para en los factores físicos como en los sociales y económicos. Un punto a considerar es el factor económico en todas las fases, a causa de que se producen impactos positivos sobre la economía de la población puesto que se necesita mano de obra para la construcción y operación.



4.2.2. Energía Solar

Al igual que en los proyectos eólicos, para la evaluación ambiental preliminar de los proyectos fotovoltaicos, se dividirá por fases las acciones que produzcan afectación ambiental.

Fase de Construcción

Entre las principales actividades que producen afectación ambiental, tenemos:

- Parque Fotovoltaico
 - Remoción de suelos y cobertura vegetal
 - Excavación y zanjas (ductos subterráneos)
 - Relleno, compactación de suelo
 - Circulación de vehículos livianos / maquinaria pesada
 - Generación de residuos
- Construcción viales
 - Remoción de suelos y cobertura vegetal
 - Relleno, compactación de suelo
 - Circulación de vehículos livianos / maquinaria pesada
 - Generación de residuos
- Montaje de paneles solares
 - Circulación de vehículos livianos / maquinaria pesada
 - Generación de residuos

Fase de Operación

Uno de los aspectos a considerar es el cambio de uso de suelo, que obviamente va ligado con la vida útil del proyecto. Se debe considerar también los impactos sobre la atmósfera, como los cambios en el microclima que pudiera ocurrir. Por lo tanto, para esta fase, se consideran las siguientes actividades:

- Generación de ruido (subestación)
- Generación de microclimas
- Generación de reflejos y destellos
- Producción de energía con recurso renovable
- Generación de residuos

Fase de Abandono

Al igual que para un proyecto eólico, en esta fase los impactos en su mayor parte son positivos, cuyas actividades corresponden al desmontaje de equipos, demolición de obra civil y rehabilitación de suelos; por lo tanto, las actividades en esta fase son:

- Restitución del área

- Circulación de vehículos livianos / maquinaria pesada
- Generación de residuos

Una vez identificados las acciones, se define la matriz de importancia de Impactos Ambientales. En un estudio posterior se deberá establecer la magnitud de dichos impactos para un proyecto específico.

Tabla 4.11: : Matriz de Evaluación Ambiental (Energía Solar)
Fuente: Elaboración Propia

FACTORES AMBIENTALES AFFECTADOS \ ACCIONES	Físico					Biológico					Económico - Cultural						
	Suelo		Agua			Aire		Flora	Fauna	Ecosistemas		Social	Económico	Cultural			
	Procesos erosivos y desestabilización	Topografía y Geomorfología	Usos del suelo	Cantidad de agua superficial	Calidad de agua superficial	Disponibilidad de agua de usos agrícolas	Ruido	Calidad del aire	Cobertura Vegetal	Desplazamiento de especies	Pérdida de biodiversidad	Paisajes	Atmósfera	Población	Actividad Económica	Empleo	Aspecto Cultural
CONSTRUCCIÓN																	
Parque Fotovoltaico																	
Remoción de suelos y cobertura vegetal	×		×	×	×	×			×	×	×	×		×	×	✓	×
Excavación y zanjas (ductos subterráneos)		×			×				×		×					✓	×
Relleno, compactación de suelo		×		×												✓	
Circulación de vehículos livianos / maq. pesada							×	×								✓	
Generación de residuos			×					×			×						
Construcción viales																	
Remoción de suelos y cobertura vegetal	×	×	×	×	×	×		×	×	×	×			×	×	✓	×
Relleno, compactación de suelo		×		×												✓	
Circulación de vehículos livianos / maq. pesada			×				×	×							×	✓	
Generación de residuos		×						×	×		×						
Montaje de paneles solares																	
Circulación de vehículos livianos / maq. pesada							×	×						×		✓	
Generación de residuos		×						×	×		×						
OPERACIÓN																	
Generación de ruido (subestación)							×							×			
Cambio de microclimas								×				×		×	×		
Generación de reflejos y destellos									×					×			
Producción de energía con recurso renovable									×	×	×			✓	✓	✓	
Generación de residuos								×			×						
ABANDONO																	
Restitución del área	✓			✓	✓	✓			✓					✓	✓		
Circulación de vehículos livianos / maq. pesada			×				×	×								✓	
Generación de residuos											×						

Analizando la matriz de la tabla 4.11, se puede establecer que, para la Fase de Construcción, las afectaciones son principalmente los factores físicos en el suelo y agua; dichos factores disminuyen notoriamente en la Fase de Operación, aunque se debe prestar atención que el factor biológico sigue afectado; para la Fase de Abandono hay una notable mejoría en la mayor parte de actividades debido al retiro de la infraestructura del proyecto.

Se debe tener en cuenta que las acciones que causan un impacto negativo, en su mayoría son de carácter temporal, moderados y mitigables; que a través de medidas correctivas y preventivas se las podría reducir notablemente.

Es de suma importancia, para cada proyecto, realizar a futuro un Estudio de Impacto Ambiental inalienable de cada sitio, con el fin de identificar los impactos propios de cada proyecto en función de su ubicación, para posteriormente adaptar medidas correctivas y preventivas para la minimizar dichos efectos. Además, se deben evaluar los impactos sobre todos los factores, por ejemplo,

las infraestructuras asociadas a la línea de evacuación, que en función de su diseño puede acarrear impactos de elevada magnitud.

4.2.3. Beneficios Económicos por reducción de emisiones de CO₂

Los proyectos analizados al representar un complemento a otras fuentes de energía, pueden desplazar a la energía termoeléctrica convencional, por lo que es necesario no sólo considerar los ingresos por venta de energía como se detalla en la sección 4.1, sino también considerar el beneficio adicional por reducción de emisiones de CO₂ y una eventual venta de estas reducciones.

El factor de emisión de CO₂ para el año 2017 del S.N.I., de acuerdo al Informe Anual 2018 de la CENACE, establece en 0.49 tCO₂/MWh. Si se considera con un valor promedio hasta abril de 2020 de 21.65 USD/tCO₂ (SENDECO₂), se puede obtener así los ingresos anuales por concepto de reducción de emisión para cada proyecto propuesto, cuyos resultados son presentados en la tabla 4.12. Estos valores representan ingresos adicionales para los proyectos, que bien pudieran incluirse en sus análisis financieros correspondientes.

Tabla 4.12: Beneficios económicos por reducción de emisiones
Fuente: Elaboración Propia

Energía Eólica			
	Energía Generada (GWh)	Reducción emisiones CO ₂ (tCO ₂)	Ingresos Anuales por Reducción emisiones CO ₂
Alternativa 2 (Cuenca ≈ 42 MW)	91.98	45070.2	\$ 975,769.83
Alternativa 3 (Oña ≈ 21 MW)	45.99	22535.1	\$ 487,884.92
Alternativa 5 (Nabón ≈ 18 MW)	39.42	19315.8	\$ 418,187.07
Energía Solar			
	Energía Generada (GWh)	Reducción emisiones CO ₂ (tCO ₂)	Ingresos Anuales por Reducción emisiones CO ₂
Alternativa 2 (Camilo P. E. ≈ 12.4 MW)	16.25	7962.50	\$ 172,388.13
Alternativa 3 (Oña ≈ 2.1 MW)	2.73	1337.70	\$ 28,961.21
Alternativa 5 (Sígsig ≈ 2.6 MW)	3.44	1685.60	\$ 36,493.24



Capítulo 5: Conclusiones y Recomendaciones

5.1. Conclusiones

La generación eléctrica con fuentes de energía renovable, eólica o solar, representa un complemento a otras fuentes de energía, especialmente a la energía hidroeléctrica en épocas de estiaje; además de desplazar a la energía termoeléctrica convencional. Proyectos con estas fuentes renovables permitirían así diversificar la matriz energética del Ecuador.

En general, el país cuenta con abundante recurso solar y, en menor grado con recurso eólico, para generación de energía eléctrica. En base a la información analizada, se puede concluir que existen provincias que disponen de ambas fuentes energéticas, como es el caso de Loja, Manabí, Esmeraldas, Azuay, etc., fuentes que pudieran ser explotadas comercialmente.

Mediante un análisis multicriterio, se obtuvo mapas de zonas prioritarias para el eventual emplazamiento de parques eólicos o fotovoltaicos en la provincia del Azuay, los cuales, a través de un análisis financiero y considerando dos escenarios de precios de energía, presentaron viabilidad de construcción. Sin embargo, siempre es necesario realizar campañas de medición in situ, previo a decidir la implementación de un proyecto.

En la parte técnica, se debe tener presente reforzar y mejorar las redes eléctricas en las zonas de implementación, ya que como se determinó, éstas se encuentran en áreas rurales de baja densidad de población, donde las redes eléctricas por lo general son débiles.

La falta de condiciones de mercado impide definir con precisión una tarifa para comercializar la energía de los proyectos fotovoltaicos y eólicos cuya factibilidad se ha demostrado en este estudio. Para efecto práctico, y buscando determinar la factibilidad financiera de los proyectos propuestos, se ha desarrollado un análisis de las tarifas vigentes para las tecnologías analizadas en países donde, en su gran mayoría, las condiciones técnicas y de mercado son bastante similares al nuestro.

Además, se demuestra que, al existir potencial para el desarrollo de proyectos con energías renovables, éstos pueden producir impactos ambientales positivos (reducción de emisiones) que incidan en el despacho económico, llegando a ahorrar un máximo de \$USD 975,769.83 en lo que tiene que ver con energía eólica y \$USD 172,388.13 en energía solar.

Tras la derogación de las regulaciones N° CONELEC-004/11 y 03/01, en nuestro país no existe una normativa vigente que incentive la inclusión de nuevos proyectos de energías renovables no convencionales, entre ellas la fotovoltaica



y eólica. Al no disponer de condiciones técnicas y de mercado (precio, plazo, etc.), la inversión y desarrollo de nuevos proyectos se vuelve completamente inviable.

5.2. Recomendaciones

A pesar de que nuestro país se encuentra en una ubicación privilegiada para la generación de energía eólica y fotovoltaica, la información disponible de irradiación y velocidades de viento, es muy escasa. Las estaciones meteorológicas han sido dispuestas principalmente en áreas urbanas y, en áreas de interés como en el sector donde se implementará el Proyecto Eólico Minas de Huascachaca. De hecho, tanto el atlas eólico como el atlas solar vigentes del Ecuador han sido realizados mediante simulaciones. Razón por la cual, para poder desarrollar proyectos con energía renovable, es necesario conocer cuál es el potencial de dicho recurso, a través de campañas de medición in situ. Este estudio plantea un análisis multicriterio dando como resultado un grupo de alternativas que puede abrir la posibilidad de campañas de medición en la provincia del Azuay.

Asimismo, los diferentes inversionistas (públicos o privados) deben conocer las ventajas técnicas, energéticas y económicas, que ofrece la implantación de proyectos de generación eléctrica con tecnologías limpias en nuestro país. Por ello, es fundamental un marco regulatorio adecuado a cada tecnología, que impulse mediante incentivos su implementación.

Se debe tener en cuenta que previo a la implementación del proyecto, es necesario realizar un Estudio de Impacto Ambiental característico de cada sitio, en el cual se identifiquen los impactos propios respecto a su ubicación y se diseñen las medidas correctivas y preventivas para minimizarlos.

Al tener que conectarse los parques al S.N.I. para la evacuación de energía, es necesario realizar simulaciones de flujos de potencia incluyendo todos los escenarios posibles de transferencia en la línea a conectar, con el fin de evaluar el impacto de la central propuesta en el sistema.



Bibliografía

- AEMER. (s.f.). *Asociación de Empresas de Mantenimiento de Energías Renovables*. Obtenido de Asociación de Empresas de Mantenimiento de Energías Renovables: <https://aemer.org>.
- Alami Merrouni, A., Mezrhab, A., & Mezrhab, A. (2013). CSP sites suitability analysis in the Eastern region of Morocco. *Energy Procedia*, 2270-2279.
- ARCONEL. (2019). Obtenido de Mapas del Sector Eléctrico: <https://www.regulacioneolica.gob.ec/mapas-del-sector-electrico/>
- Barreto, C., & Campo, J. (22 de noviembre de 2012). Relación de largo plazo entre Consumo de Energía y PIB en América Latina: Una evaluación empírica con datos panel.
- Cabello Herce, A. (2017). Métodos de decisión multicriterio y sus aplicaciones. Universidad de la Rioja.
- Centro Nacional de Control de Energía. (2019). *Informe Anual 2018*.
- CONELEC. (s.f.). *Regulación No. CONELEC – 004/11* . Consejo Nacional de Electricidad.
- Danish Wind Industry Association. (s.f.). *Danish Wind Industry Association*,. Obtenido de Danish Wind Industry Association: <http://www.windpower.org>
- Edenhofer, O., Pichs-Madruga, R., & Sokona, Y. (2011). *Renewable energy sources and climate change mitigation: Special report of the intergovernmental panel on climate change*. Cambridge University Press.
- ENERCON. (s.f.). *Technical Data E-70 E4 2300 kW*.
- Fernandez Barberis, G., & Escribano Rodenas, M. C. (2002). Utilización del método ELECTRE IS. University Foundation San Pablo CEU.
- Global Solar Atlas. (2020). *Energy Data*. Obtenido de Global Solar Atlas: <https://globalsolaratlas.info>
- Global Wind Atlas. (2020). *Energy Data*. Obtenido de Global Wind Atlas: <https://globalwindatlas.info/>
- GreenWind. (2016). *Estudio de Impacto Ambiental Central Eólica Corti; INOCO SRL – GREENWIND S.A; Bahía Blanca; 2016*. Bahía Blanca: Estudio de Impacto Ambiental; Central Eólica Corti; INOCO SRL – GREENWIND S.A; Bahía Blanca; 2016.



INAMHI. (s.f.). Obtenido de Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología:
<http://www.serviciometeorologico.gob.ec>

IRENA. (2020). *Renewable Energy Sources*. Obtenido de International Renewable Energy Agency: <https://www.irena.org>

Jinko. (s.f.). *JKM320-340PP-(V)-72-A3.1-EN*.

Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. (2013). *Atlas Eólico del Ecuador con fines de generación eléctrica*.

Ministerio del Ambiente. (2015). *Sistema Nacional de Áreas Protegidas del Ecuador*. Obtenido de Áreas Protegidas del Ecuador:
<http://areasprotegidas.ambiente.gob.ec>

Ministerio Energía y Recursos Nat. No Renovables. (2020). *Plan Maestro de Electricidad 2018-2027*.

NREL. (s.f.). *Nacional Renewable Energy Laboratory*. Obtenido de National Renewable Energy Laboratory: <https://www.nrel.gov>

Sánchez, R. (2017). *Proyecto de Instalación de Planta Fotovoltaica Almansa 5.8 MW*. Sevilla.

SENDECO2. (abril de 2020). *Precios CO2*. Obtenido de Sistema Europeo de Negociación de CO2: <https://www.sendeco2.com>

Sistema Nacional de Información. (s.f.). *Archivos de Información Geográfica*. Obtenido de Sistema Nacional de Información:
<https://sni.gob.ec/coberturas>

Smil, V. (2012). A Skeptic Looks at Alternative Energy. *IEEE Spectrum*.

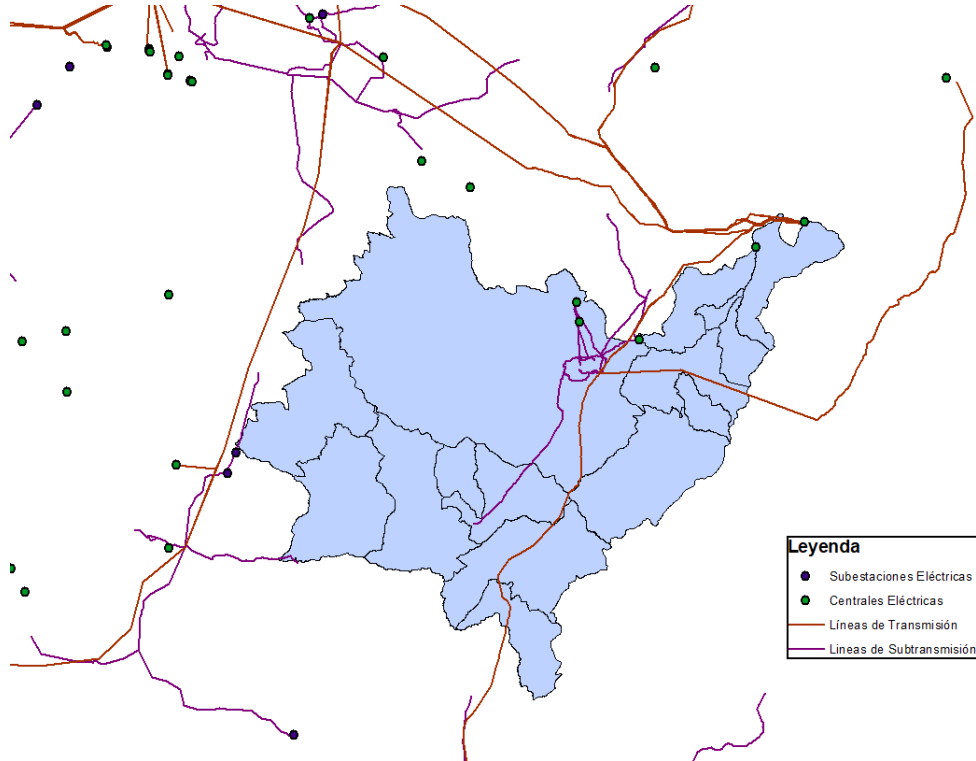
Ziuku, S., Seyitini, L., Mapurisa, B., Chikodzi, D., & Koen van Kuijk. (2014). Potential of Concentrated Solar Power (CSP) in Zimbabwe. *Energy for Sustainable Development*, 220-227.



ANEXOS

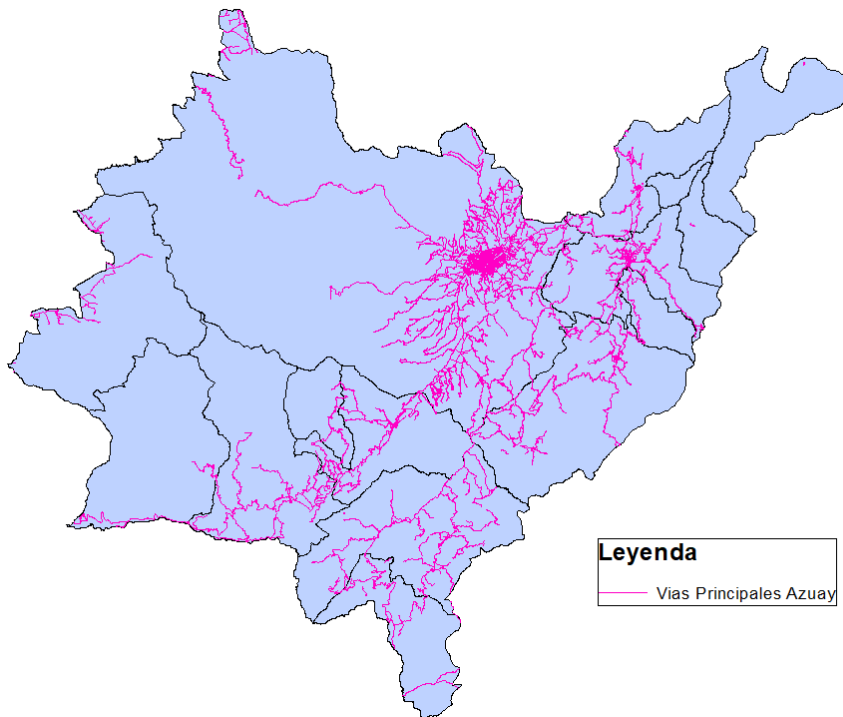


Anexo 1: Mapas informativos de la Provincia del Azuay (Sistema Nacional de Información)



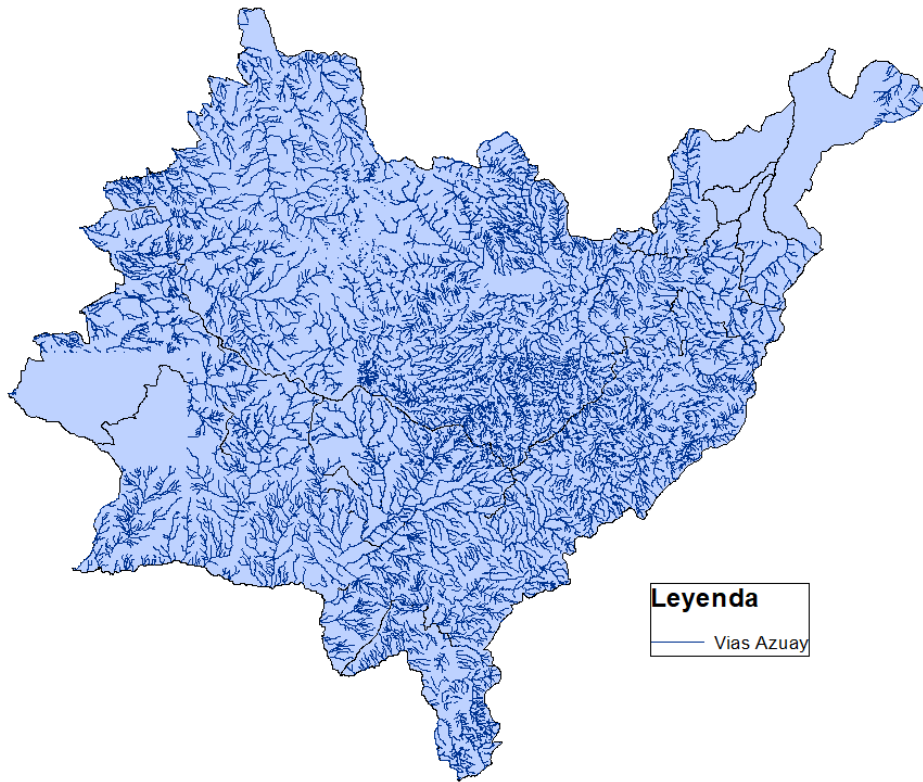
- Leyenda**
- Subestaciones Eléctricas
 - Centrales Eléctricas
 - Líneas de Transmisión
 - Líneas de Subtransmisión

Sistema de Transmisión Eléctrica (Provincia del Azuay)

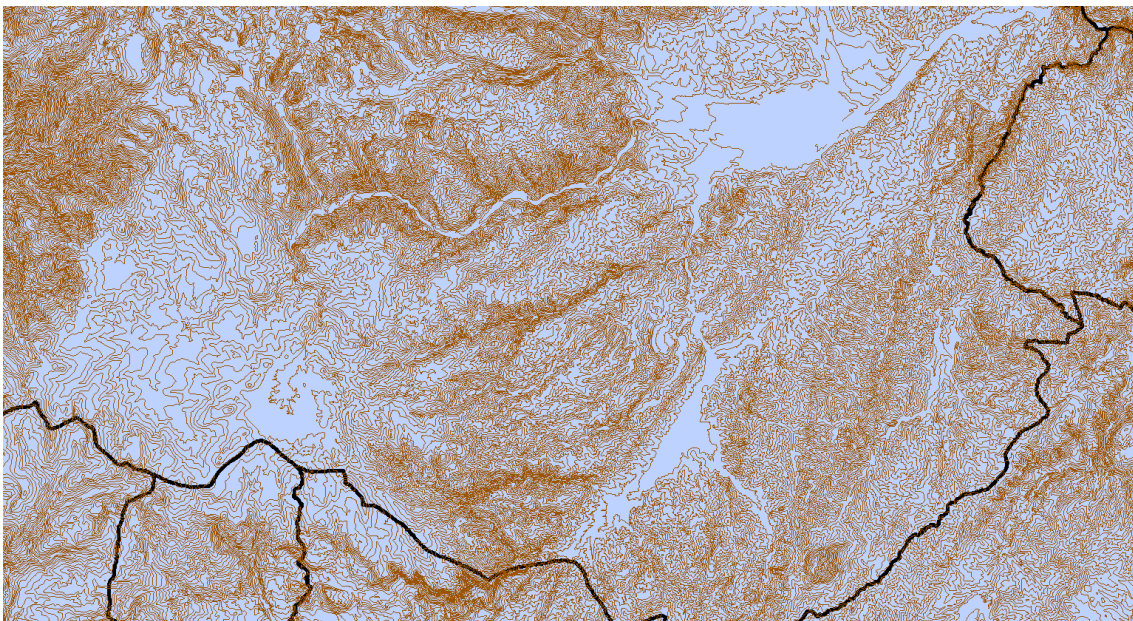


- Leyenda**
- Vías Principales Azuay

Vías principales (Provincia del Azuay)



Vías (Provincia del Azuay)

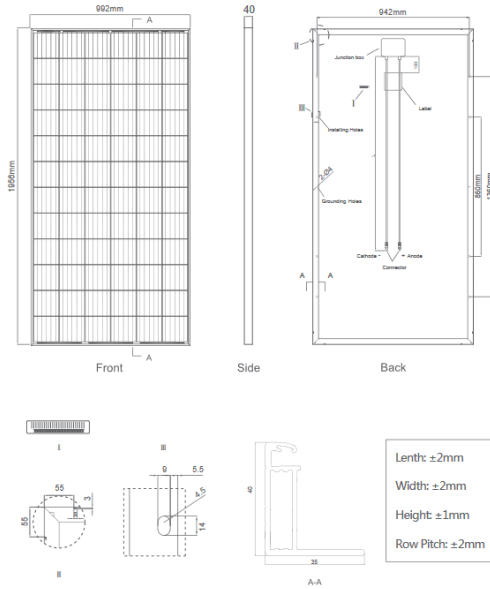


Curvas de nivel (cantón Cuenca)

Anexo 2: Especificaciones Técnicas Panel Solar (Jinko)

Panel Solar Jinko Eagle JKM325PP-72-V

Engineering Drawings

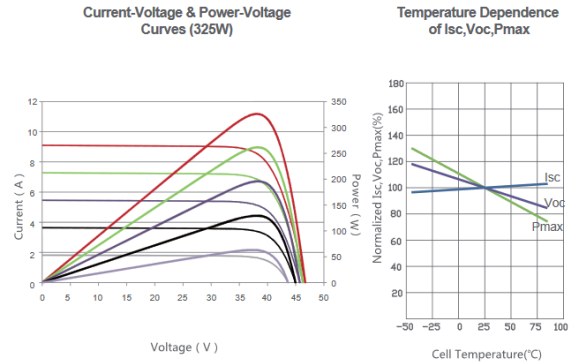


Packaging Configuration

(Two pallets=One stack)

27pcs/pallet, 54pcs/stack, 648 pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 157x157mm (6 inch)
No.of cells	72 (6x12)
Dimensions	1956x992x40mm (77.01x39.05x1.57 inch)
Weight	22.5 kg (49.6 lbs.)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	TÜV 1x4.0mm ² , Length: 1200mm or Customized Length

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM320PP-72		JKM325PP-72		JKM330PP-72		JKM335PP-72		JKM340PP-72	
	JKM320PP-72-V	JKM325PP-72-V	JKM325PP-72-V	JKM330PP-72-V	JKM330PP-72-V	JKM335PP-72-V	JKM335PP-72-V	JKM340PP-72-V	JKM340PP-72-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	320Wp	237Wp	325Wp	241Wp	330Wp	245Wp	335Wp	249Wp	340Wp	253Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	37.4V	34.7V	37.6V	35.0V	37.8V	35.3V	38.0V	35.6V	38.2V	35.9V
Maximum Power Current (Imp)	8.56A	6.83A	8.66A	6.89A	8.74A	6.94A	8.82A	6.99A	8.91A	7.05A
Open-circuit Voltage (Voc)	46.4V	43.0V	46.7V	43.3V	46.9V	43.6V	47.2V	43.8V	47.5V	44.0V
Short-circuit Current (Isc)	9.05A	7.35A	9.10A	7.40A	9.14A	7.45A	9.18A	7.52A	9.22A	7.98A
Module Efficiency STC (%)	16.49%		16.75%		17.01%		17.26%		17.52%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1000/1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	20A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.38%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.31%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									



Anexo 3: Evaluación Económica

Anexo 3.1: Costos de inversión de alternativas seleccionadas (Energía Eólica)

Inversión de proyecto eólico – Alternativa 2 (Cuenca ≈ 42 MW)

Fuente: Elaboración Propia

INVERSIÓN - Alternativa 2 (Cuenca ≈ 42 MW)						
Descripción	PARQUE EÓLICO					
	CANTIDAD	UNIDAD	COSTO UNIT	COSTO TOT	%	
OBRAS CIVILES					\$ 26,096,000.00	50.67%
Cimentaciones	21	Ud	\$ 500,000.00	\$ 10,500,000.00	20.39%	
Vías de acceso e interiores	1	Global	\$ 6,819,400.00	\$ 6,819,400.00	13.24%	
Desbroce, explanación, nivelación, canalización y vallado perimetral	1	Global	\$ 8,400,000.00	\$ 8,400,000.00	16.31%	
Terreno	1	Global	\$ 376,600.00	\$ 376,600.00	0.73%	
ELECTROMECAÁNICO					\$ 20,370,140.00	39.55%
Línea de Transmisión / Subestación	1	Global	\$ 17,056,200.00	\$ 17,056,200.00	33.12%	
Circuito colector interno	1	Global	\$ 2,042,600.00	\$ 2,042,600.00	3.97%	
Aerogenerador 2 MW (incluye montaje)	21	Ud	\$ 60,540.00	\$ 1,271,340.00	2.47%	
ADMINISTRATIVOS					\$ 5,037,202.0	9.78%
Estudios complementarios	1	Global	\$ 420,000.00	\$ 420,000.00	0.82%	
Fiscalización	1	Global	\$ 3,568,600.00	\$ 3,568,600.00	6.93%	
Supervisión	1	Global	\$ 515,200.00	\$ 515,200.00	1.00%	
Contingencias	1	Global	\$ 533,400.00	\$ 533,400.00	1.04%	
SUBTOTAL					\$ 51,503,342.00	
IVA					\$ 6,180,401.0	
TOTAL					\$ 57,683,743.0	

**Inversión de proyecto eólico – Alternativa 3 (Oña ≈ 21 MW)**
Fuente: Elaboración Propia

INVERSIÓN - Alternativa 3 (Oña ≈ 21 MW)					
Descripción	PARQUE EÓLICO				
	CANTIDAD	UNIDAD	COSTO UNIT	COSTO TOT	%
OBRAS CIVILES				\$ 14,798,000.00	53.72%
Cimentaciones	14	Ud	\$ 500,000.00	\$ 7,000,000.00	25.41%
Vías de acceso e interiores	1	Global	\$ 3,409,700.00	\$ 3,409,700.00	12.38%
Desbroce, explanación, nivelación, canalización y vallado perimetral	1	Global	\$ 4,200,000.00	\$ 4,200,000.00	15.25%
Terreno	1	Global	\$ 188,300.00	\$ 188,300.00	0.68%
ELECTROMECÁNICO				\$ 10,228,316.00	37.13%
Línea de Transmisión / Subestación	1	Global	\$ 8,528,100.00	\$ 8,528,100.00	30.96%
Circuito colector interno	1	Global	\$ 1,021,300.00	\$ 1,021,300.00	3.71%
Aerogenerador 1.5 MW (incluye montaje)	14	Ud	\$ 48,494.00	\$ 678,916.00	2.46%
ADMINISTRATIVOS				\$ 2,518,602.0	9.14%
Estudios complementarios	1	Global	\$ 210,000.00	\$ 210,000.00	0.76%
Fiscalización	1	Global	\$ 1,784,300.00	\$ 1,784,300.00	6.48%
Supervisión	1	Global	\$ 257,600.00	\$ 257,600.00	0.94%
Contingencias	1	Global	\$ 266,700.00	\$ 266,700.00	0.97%
SUBTOTAL				\$ 27,544,918.00	
IVA				\$ 3,305,390.2	
TOTAL				\$ 30,850,308.2	

**Inversión de proyecto eólico – Alternativa 5 (Nabón ≈ 18 MW)**
Fuente: Elaboración Propia

INVERSIÓN - Alternativa 5 (Nabón ≈ 18 MW)					
Descripción	PARQUE EÓLICO				
	CANTIDAD	UNIDAD	COSTO UNIT	COSTO TOT	%
OBRAS CIVILES				\$ 11,184,000.00	50.67%
Cimentaciones	9	Ud	\$ 500,000.00	\$ 4,500,000.00	20.39%
Vías de acceso e interiores	1	Global	\$ 2,922,600.00	\$ 2,922,600.00	13.24%
Desbroce, explanación, nivelación, canalización y vallado perimetral	1	Global	\$ 3,600,000.00	\$ 3,600,000.00	16.31%
Terreno	1	Global	\$ 161,400.00	\$ 161,400.00	0.73%
ELECTROMECÁNICO				\$ 8,730,060.00	39.55%
Línea de Transmisión / Subestación	1	Global	\$ 7,309,800.00	\$ 7,309,800.00	33.12%
Circuito colector interno	1	Global	\$ 875,400.00	\$ 875,400.00	3.97%
Aerogenerador 2 MW (incluye montaje)	9	Ud	\$ 60,540.00	\$ 544,860.00	2.47%
ADMINISTRATIVOS				\$ 2,158,802.0	9.78%
Estudios complementarios	1	Global	\$ 180,000.00	\$ 180,000.00	0.82%
Fiscalización	1	Global	\$ 1,529,400.00	\$ 1,529,400.00	6.93%
Supervisión	1	Global	\$ 220,800.00	\$ 220,800.00	1.00%
Contingencias	1	Global	\$ 228,600.00	\$ 228,600.00	1.04%
SUBTOTAL				\$ 22,072,862.00	
IVA				\$ 2,648,743.4	
TOTAL				\$ 24,721,605.4	



Anexo 3.2: Producción de Energía Anual (Energía Eólica)

Ingresos brutos de proyecto eólico – Alternativa 2 (Cuenca ≈ 42 MW)

Fuente: Elaboración Propia

CÁLCULO ECONÓMICO		
DATOS	EÓLICO (1er escenario)	EÓLICO (2do escenario)
Potencia aerogenerador (MW)	2.0	2.0
Número de equipos	21	21
Potencia Parque Eólico (MW)	42.0	42.0
Factor de planta	0.25	0.25
Precio USD kWh	\$ 0.0913	\$ 0.0600
Días	365	365
Energía media diaria esperada (MWh)	252.00	252.00
Energía media anual esperada (GWh)	91.98	91.98
Ingreso día	\$ 23,007.60	\$ 15,120.00
Ingreso año	\$ 8,397,774.00	\$ 5,518,800.00

Ingresos brutos de proyecto eólico – Alternativa 3 (Oña ≈ 21 MW)

Fuente: Elaboración Propia

CÁLCULO ECONÓMICO		
DATOS	EÓLICO (1er escenario)	EÓLICO (2do escenario)
Potencia aerogenerador (MW)	1.5	1.5
Número de equipos	14	14
Potencia Parque Eólico (MW)	21.0	21.0
Factor de planta	0.25	0.25
Precio USD kWh	\$ 0.0913	\$ 0.0600
Días	365	365
Energía media diaria esperada (MWh)	126.00	126.00
Energía media anual esperada (GWh)	45.99	45.99
Ingreso día	\$ 11,503.80	\$ 7,560.00
Ingreso año	\$ 4,198,887.00	\$ 2,759,400.00



Ingresos brutos de proyecto eólico – Alternativa 5 (Nabón ≈ 18 MW)
Fuente: Elaboración Propia

CÁLCULO ECONÓMICO		
DATOS	EÓLICO (1er escenario)	EÓLICO (2do escenario)
Potencia aerogenerador (MW)	2.0	2.0
Número de equipos	9	9
Potencia Parque Eólico (MW)	18.0	18.0
Factor de planta	0.25	0.25
Precio USD kWh	\$ 0.0913	\$ 0.0600
Días	365	365
Energía media diaria esperada (MWh)	108.00	108.00
Energía media anual esperada (GWh)	39.42	39.42
Ingreso día	\$ 9,860.40	\$ 6,480.00
Ingreso año	\$ 3,599,046.00	\$ 2,365,200.00



Anexo 3.3: Costos de inversión de alternativas seleccionadas (Energía Solar)

Inversión de proyecto fotovoltaico – Alternativa 4 (Camilo P. E. ≈ 12.4 MW)

Fuente: Elaboración Propia

INVERSIÓN – Alternativa 4 (Camilo P. E. ≈ 12.4 MW)					
Descripción	PARQUE FOTOVOLTAICO				
	CANTIDAD	UNIDAD	COSTO UNIT	COSTO TOT	%
OBRAS CIVILES				\$ 6,934,873.35	20.50%
Desbroce, explanación y nivelación	1	Global	\$ 1,164,980.36	\$ 1,164,980.36	3.44%
Fijación estructura solar	1	Global	\$ 927,635.53	\$ 927,635.53	2.74%
Subestación	1	Global	\$ 61,842.37	\$ 61,842.37	0.18%
Viales	1	Global	\$ 346,317.26	\$ 346,317.26	1.02%
Drenajes y Canalización Eléctrica	1	Global	\$ 476,186.24	\$ 476,186.24	1.41%
Vallado perimetral y accesos	1	Global	\$ 371,054.21	\$ 371,054.21	1.10%
Terreno	1	Global	\$ 3,586,857.38	\$ 3,586,857.38	10.60%
ELECTROMECAÁNICO				\$ 26,438,333.90	78.15%
Subestación Eléctrica completa para montaje intemperie, incluye inversores, ventilación, sistema de comunicaciones modbus TCP/IP, protecciones en CC y AC, totalmente equipada y preparada para conexión a la red.	1	Global	\$ 3,555,936.20	\$ 3,555,936.20	10.51%
Circuito colector interno	1	Global	\$ 333,948.79	\$ 333,948.79	0.99%
Módulo FV 325 Wp, policristalino, 1.500 Vcc, JKM325PP-72-V de Jinko Solar o similar.	176692	Ud	\$ 107.00	\$ 18,906,044.00	55.89%
Estructura solar en acero galvanizado, para 84 módulos en 3 strings. Montaje en terreno plano. Incluido tornillería en acero inoxidable.	2103	Ud	\$ 753.00	\$ 1,583,917.57	4.68%
Caja de conexiones CC de 1.500 Vcc, combiner box, 18 entradas para agrupación de strings. Incluye pares de base portafusibles, fusibles, descargadores, interruptor-seccionador de CC, cableado y pequeño material eléctrico. Caja apta para montaje exterior.	1435	Ud	\$ 1,434.74	\$ 2,058,487.34	6.08%
ADMINISTRATIVOS				\$ 456,155.4	1.35%
Estudios complementarios	1	Global	\$ 20,117.32	\$ 20,117.32	0.06%
Fiscalización	1	Global	\$ 166,461.10	\$ 166,461.10	0.49%
Supervisión	1	Global	\$ 134,787.50	\$ 134,787.50	0.40%
Contingencias	1	Global	\$ 134,787.50	\$ 134,787.50	0.40%
SUBTOTAL				\$ 33,829,362.68	
IVA				\$ 4,059,523.5	
TOTAL				\$ 37,888,886.2	



Inversión de proyecto fotovoltaico – Alternativa 9 (Oña ≈ 2.1 MW)
Fuente: Elaboración Propia

INVERSIÓN – Alternativa 9 (Oña ≈ 2.1 MW)					
Descripción	PARQUE FOTOVOLTAICO				
	CANTIDAD	UNIDAD	COSTO UNIT	COSTO TOT	%
OBRAS CIVILES				\$ 1,164,248.81	21.59%
Desbroce, explanación y nivelación	1	Global	\$ 195,580.64	\$ 195,580.64	3.63%
Fijación estructura solar	1	Global	\$ 155,734.43	\$ 155,734.43	2.89%
Subestación	1	Global	\$ 10,382.30	\$ 10,382.30	0.19%
Viales	1	Global	\$ 58,140.85	\$ 58,140.85	1.08%
Drenajes y Canalización Eléctrica	1	Global	\$ 79,943.68	\$ 79,943.68	1.48%
Vallado perimetral y accesos	1	Global	\$ 62,293.77	\$ 62,293.77	1.16%
Terreno	1	Global	\$ 602,173.14	\$ 602,173.14	11.17%
ELECTROMECAÁNICO				\$ 4,151,028.95	76.99%
Subestación Eléctrica completa para montaje intemperie, incluye inversores, ventilación, sistema de comunicaciones modbus TCP/IP, protecciones en CC y AC, totalmente equipada y preparada para conexión a la red.	1	Global	\$ 596,981.99	\$ 596,981.99	11.07%
Circuito colector interno	1	Global	\$ 56,064.40	\$ 56,064.40	1.04%
Módulo FV 325 Wp, policristalino, 1.500 Vcc, JKM325PP-72-V de Jinko Solar o similar.	29664	Ud	\$ 107.00	\$ 3,174,048.00	58.87%
Estructura solar en acero galvanizado, para 84 módulos en 3 strings. Montaje en terreno plano. Incluido tornillería en acero inoxidable.	353	Ud	\$ 753.00	\$ 265,916.57	4.93%
Caja de conexiones CC de 1.500 Vcc, combiner box, 18 entradas para agrupación de strings. Incluye pares de base portafusibles, fusibles, descargadores, interruptor-seccionador de CC, cableado y pequeño material eléctrico. Caja apta para montaje exterior.	241	Ud	\$ 240.87	\$ 58,018.00	1.08%
ADMINISTRATIVOS				\$ 76,582.5	1.42%
Estudios complementarios	1	Global	\$ 3,377.36	\$ 3,377.36	0.06%
Fiscalización	1	Global	\$ 27,946.02	\$ 27,946.02	0.52%
Supervisión	1	Global	\$ 22,628.56	\$ 22,628.56	0.42%
Contingencias	1	Global	\$ 22,628.56	\$ 22,628.56	0.42%
SUBTOTAL				\$ 5,391,860.27	
IVA				\$ 647,023.2	
TOTAL				\$ 6,038,883.5	



Inversión de proyecto fotovoltaico – Alternativa 10 (Sígsig ≈ 2.6 MW)
Fuente: Elaboración Propia

INVERSIÓN – Alternativa 10 (Sígsig ≈ 2.6 MW)					
Descripción	PARQUE FOTOVOLTAICO				
	CANTIDAD	UNIDAD	COSTO UNIT	COSTO TOT	%
OBRAS CIVILES				\$ 1,467,965.89	21.53%
Desbroce, explanación y nivelación	1	Global	\$ 246,601.68	\$ 246,601.68	3.62%
Fijación estructura solar	1	Global	\$ 196,360.81	\$ 196,360.81	2.88%
Subestación	1	Global	\$ 13,090.72	\$ 13,090.72	0.19%
Viales	1	Global	\$ 73,308.03	\$ 73,308.03	1.08%
Drenajes y Canalización Eléctrica	1	Global	\$ 100,798.55	\$ 100,798.55	1.48%
Vallado perimetral y accesos	1	Global	\$ 78,544.32	\$ 78,544.32	1.15%
Terreno	1	Global	\$ 759,261.78	\$ 759,261.78	11.14%
ELECTROMECAÁNICO				\$ 5,252,939.08	77.05%
Subestación Eléctrica completa para montaje intemperie, incluye inversores, ventilación, sistema de comunicaciones modbus TCP/IP, protecciones en CC y AC, totalmente equipada y preparada para conexión a la red.	1	Global	\$ 752,716.42	\$ 752,716.42	11.04%
Circuito colector interno	1	Global	\$ 70,689.89	\$ 70,689.89	1.04%
Módulo FV 325 Wp, policristalino, 1.500 Vcc, JKM325PP-72-V de Jinko Solar o similar.	37402	Ud	\$ 107.00	\$ 4,002,014.00	58.70%
Estructura solar en acero galvanizado, para 84 módulos en 3 strings. Montaje en terreno plano. Incluido tornillería en acero inoxidable.	445	Ud	\$ 753.00	\$ 335,282.21	4.92%
Caja de conexiones CC de 1.500 Vcc, combiner box, 18 entradas para agrupación de strings. Incluye pares de base portafusibles, fusibles, descargadores, interruptor-seccionador de CC, cableado y pequeño material eléctrico. Caja apta para montaje exterior.	304	Ud	\$ 303.70	\$ 92,236.55	1.35%
ADMINISTRATIVOS				\$ 96,560.0	1.42%
Estudios complementarios	1	Global	\$ 4,258.41	\$ 4,258.41	0.06%
Fiscalización	1	Global	\$ 35,236.29	\$ 35,236.29	0.52%
Supervisión	1	Global	\$ 28,531.66	\$ 28,531.66	0.42%
Contingencias	1	Global	\$ 28,531.66	\$ 28,531.66	0.42%
SUBTOTAL				\$ 6,817,465.00	
IVA				\$ 818,095.8	
TOTAL				\$ 7,635,560.8	



Anexo 3.4: Producción de Energía Anual (Energía Solar)

Ingresos brutos de proyecto fotovoltaico – Alternativa 4 (Camilo P. E. \approx 12.4 MW)
Fuente: Elaboración Propia

CÁLCULO ECONÓMICO		
DATOS	PFV (1er escenario)	PFV (2do escenario)
Potencia celda (MW)	325.0	325.0
Número de equipos	176692	176692
Potencia Parque Fotovoltaico (MW)	12.4	12.4
Factor de planta	0.15	0.15
Precio USD kWh	\$ 0.4003	\$ 0.1000
Días	365	365
Energía media diaria esperada (MWh)	44.53	44.53
Energía media anual esperada (GWh)	16.25	16.25
Ingreso día	\$ 17,823.96	\$ 4,452.65
Ingreso año	\$ 6,505,745.44	\$ 1,625,217.45

Ingresos brutos de proyecto fotovoltaico – Alternativa 9 (Oña \approx 2.1 MW)
Fuente: Elaboración Propia

CÁLCULO ECONÓMICO		
DATOS	PFV (1er escenario)	PFV (2do escenario)
Potencia celda (MW)	325.0	325.0
Número de equipos	29664	29664
Potencia Parque Fotovoltaico (MW)	2.1	2.1
Factor de planta	0.15	0.15
Precio USD kWh	\$ 0.4003	\$ 0.1000
Días	365	365
Energía media diaria esperada (MWh)	7.48	7.48
Energía media anual esperada (GWh)	2.73	2.73
Ingreso día	\$ 2,992.34	\$ 747.53
Ingreso año	\$ 1,092,205.44	\$ 272,846.72



Ingresos brutos de proyecto fotovoltaico – Alternativa 10 (SÍGSIG ≈ 2.6 MW)
Fuente: Elaboración Propia

CÁLCULO ECONÓMICO		
DATOS	PFV (1er escenario)	PFV (2do escenario)
Potencia celda (MW)	325.0	325.0
Número de equipos	37402	37402
Potencia Parque Fotovoltaico (MW)	2.6	2.6
Factor de planta	0.15	0.15
Precio USD kWh	\$ 0.4003	\$ 0.1000
Días	365	365
Energía media diaria esperada (MWh)	9.43	9.43
Energía media anual esperada (GWh)	3.44	3.44
Ingreso día	\$ 3,772.96	\$ 942.53
Ingreso año	\$ 1,377,128.60	\$ 344,024.13