



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

SISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN EN ENERGÍA
RENOVABLE Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

TEMA:

**ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA
PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA.
CASO DE ESTUDIO PARQUE EÓLICO
MINAS DE HUASCACHACA.**

AUTOR:

PACHECO DELGADO GONZALO GABRIEL

Trabajo de Titulación previo a la obtención del Grado Académico de
**MAGÍSTER EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN EN ENERGÍAS
RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA**

TUTOR:

Ing. Gustavo M. Mazzini Muñoz, Msc.

Guayaquil – Ecuador

Guayaquil, 15 de junio de 2023



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

SISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN EN ENERGÍA
RENOVABLE Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

CERTIFICACIÓN

Certificamos que el presente trabajo fue realizado en su totalidad por **Pacheco Delgado Gonzalo Gabriel** como requerimiento parcial para la obtención del Grado Académico de **MAGÍSTER EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN EN ENERGÍAS RENOVABLES Y EFICIENCIA ENERGÉTICA.**

TUTOR



f. _____

Ing. Gustavo M. Mazzini Muñoz, Msc.

DIRECTOR DEL PROGRAMA



f. _____

Ing. Bohórquez Escobar Bayardo, Msc.

Guayaquil, 15 de junio de 2023



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

SISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN EN ENERGÍA
RENOVABLE Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, Pacheco Delgado Gonzalo Gabriel

DECLARO QUE:

El trabajo de titulación “**ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA. CASO DE ESTUDIO PARQUE EÓLICO MINAS DE HUASCACHACA**”, previa a la obtención del grado Académico de Magíster, ha sido desarrollada con base en una investigación exhaustiva, respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan al pie de las páginas correspondientes. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría. En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance científico del trabajo de titulación del Grado Académico en mención.

Guayaquil, 15 de junio de 2023

EL AUTOR

PACHECO DELGADO GONZALO GABRIEL
Ci: 0919775593



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

SISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN EN ENERGÍA
RENOVABLE Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

AUTORIZACIÓN

Yo, Pacheco Delgado Gonzalo Gabriel

Autorizo a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, la publicación, en la biblioteca de la institución del trabajo de titulación de Maestría titulado: **“ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA. CASO DE ESTUDIO PARQUE EÓLICO MINAS DE HUASCACHACA”**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, 15 de junio de 2023

PACHECO DELGADO GONZALO GABRIEL

f. 
Ci: 0919775593

INFORME DE URKUND



Document Information

Analyzed document	TESIS-Ing. G. Pacheco-EOLICA-urkund gmmm-normalizada.docx (D153179366)
Submitted	12/13/2022 2:56:00 AM
Submitted by	
Submitter email	efrain.velez@cu.ucsg.edu.ec
Similarity	1%
Analysis address	efrain.velez.ucsg@analysis.urkund.com

Sources included in the report

SA	MARCO VINICIO ORDOÑEZ CABRERA_147472_assignsubmission_file_23(2).docx Document MARCO VINICIO ORDOÑEZ CABRERA_147472_assignsubmission_file_23(2).docx (D54741835)		1
W	URL: https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00367.pdf Fetched: 12/13/2022 2:56:00 AM		1
W	URL: https://dspace.ucuenca.edu.ec/bitstream/123456789/39765/1/Trabajo%20de%20titulaci%C3%B3n.pdf Fetched: 11/5/2022 3:46:58 PM		1
W	URL: https://www.elecaastro.gob.ec/proyectos/proyecto-eolico-minas-de-huascachaca/ Fetched: 12/13/2022 2:57:00 AM		1

Entire Document

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL SISTEMA DE POSGRADO MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN EN ENERGÍA RENOVABLE Y EFICIENCIA ENERGÉTICA
TEMA:
ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA EN LA COSTA ECUATORIANA. PROPUESTA DE INTERVENCIÓN PARA LA CONSTRUCCIÓN DE UN PARQUE EÓLICO
AUTOR:
PACHECO DELGADO GONZALO GABRIEL
Trabajo de Titulación previo a la obtención del Grado Académico de MAGÍSTER EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN EN

Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación **ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA. CASO DE ESTUDIO PARQUE EÓLICO MINAS DE HUASCACHACA**, presentado por el estudiante **Pacheco Delgado Gonzalo Gabriel**, fue enviado al Sistema Anti plagio URKUND, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 1%, por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.

f. 

Ing. Gustavo M. Mazzini Muñoz, M.Sc

Dedicatoria

Dedico mi tesis primeramente a Dios por proveerme de la sabiduría necesaria para poder realizar este trabajo de tesis y a su vez ser la razón de mi vida. Segundo, a mis padres Gonzalo Pacheco Sánchez y Pilar Delgado Quinde, por haberme insistido a continuar con mi carrera, apoyándome en el desarrollo de mi profesión de manera incondicional y haberme alentado y motivado a dar grandes pasos en las decisiones de mi existir. Tercero, a mi esposa Leslie Murillo y mis hijos Isaac Pacheco y Santiago Pacheco por ser comprensivos cuando los dejaba los fines de semana en casa sin compartir con ellos, todo esto con la finalidad de poder concluir esta prestigiosa carrera y dejarle como ejemplo a seguir y no por ser ultimo deja de ser importante, a mi mentor y jefe, el que me impulso a seguir con esta carrera, al que me dio el impulso para inscribirme en esta maestría por lo que estoy muy agradecido con el Ing. Orly Guzmán Kure (+), gracias por toda su enseñanza que en vida me proporciono.

Pacheco Delgado Gonzalo Gabriel

Agradecimiento

Agradezco a Dios, por su inmensa sabiduría y misericordia, a mi familia que siempre fue el impulso a seguir adelante en mis sueños, al Director de la carrera por la confianza y apoyo brindado hacia mi persona, especialmente en los momentos que más lo he necesitado, a mi tutor Ing. Gustavo Mazzini Muñoz, sin usted y sus virtudes, su paciencia y constancia este trabajo no lo hubiese logrado tan fácil. Sus consejos fueron siempre útiles cuando no salían de mi pensamiento las ideas para escribir lo que hoy he logrado. Usted formó parte importante de esta historia con sus aportes profesionales que lo caracterizan. Muchas gracias por sus múltiples palabras de aliento, cuando más las necesite; por estar allí cuando mis horas de trabajo se hacían confusas. Gracias por sus orientaciones.

Pacheco Delgado Gonzalo Gabriel



**UNIVERSIDAD CATÓLICA
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL**

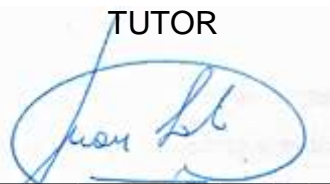
SISTEMA DE POSGRADO
MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD CON MENCIÓN EN ENERGÍA
RENOVABLE Y EFICIENCIA ENERGÉTICA

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN


f. _____

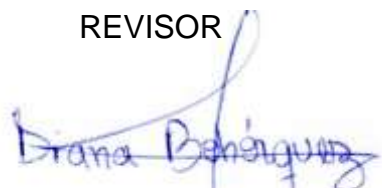
Ing. Mazzini Muñoz Gustavo Miguel, M.Sc

TUTOR


f. _____

Ph.D Lata García Juan Carlos

REVISOR


f. _____

MSc. Bohórquez Heras Diana Carolina

REVISOR


f. _____

Ing. Bohórquez Escobar Bayardo, M.Sc

DIRECTOR DEL PROGRAMA

ÍNDICE GENERAL

Resumen.....	xiv
CAPITULO 1.....	1
DESCRIPCIÓN GENERAL DEL TRABAJO DE TITULACIÓN.....	1
1.1 Introducción	1
1.2 Antecedentes.....	2
1.3 Problema	3
1.3.1 Planteamiento del problema	3
1.4 Objetivos.....	5
1.4.1 Objetivo General.....	5
1.4.2 Objetivos específicos	6
1.5 Hipótesis.....	6
CAPITULO 2.....	8
FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.....	8
2.1 Estado del arte.....	8
2.2 Evolución de los parques eólicos.....	8
2.3 Investigaciones previas.....	11
2.4 La energía eólica	13
2.5 El aerogenerador	15
2.6 Componentes del aerogenerador	16
2.7 Clasificación de los aerogeneradores	19
2.8 Estado actual de la energía eólica en el Ecuador	21
2.9 Parámetros en la implementación de proyectos eólicos.....	25
2.10 Análisis de las variables físicas.....	27
2.11 Distribución en frecuencias de la velocidad del viento y parámetros de Weibull.....	30
2.12 Curva de Potencia vs velocidad de viento.....	31
2.13 Producción anual esperada.....	32
2.14 Ley de Betz.....	34
2.15 Modelos para el cálculo del potencial eólico.....	35

2.16 Metodología de la investigación	36
CAPÍTULO 3.....	38
DIAGNÓSTICO, DISEÑO Y ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD.....	38
3.1 Factores que inciden en el diseño.....	38
3.2 Evaluación económica de un parque eólico.....	39
3.3 OWECOP (Offshore Wind Energy Cost and Potential).....	44
3.4 Energía anual que genera un parque eólico... ..	45
3.5 Análisis del recurso eólico en el Ecuador.....	51
3.6 Determinación del potencial eólico en Ecuador.....	52
3.7 Emplazamiento parque eólico.....	63
3.7.1 Caso de estudio proceso Huascachaca	63
3.7.2 Criterios de elección del emplazamiento, estudios de prefactibilidad	64
3.7.3 Detalles del proceso	66
3.7.4 Especificaciones técnicas de los aerogeneradores.....	67
3.7.5 Sistema de control	70
3.7.6 Especificaciones técnicas de las obras civiles.....	74
3.7.7 Especificaciones técnicas de las líneas de transmisión y subestación....	74
3.8 Resultados de la investigación.....	75
CAPITULO 4.....	84
NORMATIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO.....	84
4.1 LOSPPE: Ley orgánica del servicio público de energía eléctrica.....	84
4.2 Marco Regulatorio.....	84
4.3 Sector eléctrico ecuatoriano.....	84
4.4 Normativa y Regulaciones ARCERNNR (ex ARCONEL).....	86
CAPITULO 5.....	87
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	87
5.1 Conclusiones	87
5.2 Recomendaciones	88
5.3 Referencias bibliográficas.....	89
Declaración y autorización de senescyt.....	91
Ficha de registro de trabajo de titulación.....	92

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1	Capacidad eólica instalada en el continente americano.....	24
Tabla 2.2	Parques eólicos en Ecuador	24
Tabla 2.3	Clasificación de las potencias de viento.....	29
Tabla 2.4	Clase de emplazamiento empleadas en aplicación Web-Gis.....	33
Tabla 3.1	Calculador de potencia de un aerogenerador.....	46
Tabla 3.2	Resultados de la curva de potencia del aerogenerador	47
Tabla 3.3	Características de los aerogeneradores.....	65
Tabla 3.4	Cálculo de la función de densidad de probabilidad Weibull.	69
Tabla 3.5	Cálculo de la función de densidad de probabilidad Beta	70
Tabla 3.6	Metodo probabilistico PEMH.....	71
Tabla 3.7	Presupuesto del proyecto Huascachaca.....	72
Tabla 3.8	Costos del proyecto	85
Tabla 3.9	Costo fijo por MWh	86
Tabla 3.10	Componentes del costo por KWh	89
Tabla 3.11	Costos medio de generación de energía eléctrica	90
Tabla 3.12	Costo total de energía eléctrica	90
Tabla 3.13	Precio del Kwh.....	91

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2. 1 Primera turbina eólica.....	9
Figura 2. 2 Generación de los vientos	14
Figura 2. 3 Estructura de un aerogenerador	17
Figura 2. 4 Componentes internos del aerogenerador.....	19
Figura 2. 5 Evolución de la producción energía eólica en el mundo ...	22
Figura 2. 6 Distribución de la potencia instalada en el mundo	22
Figura 2. 7 Rosa de los vientos	30
Figura 2. 8 Histograma de velocidades con parámetros de Weibull	31
Figura 2. 9 Histograma de velocidades con parámetros de Weibull	32
Figura 2. 10 Histograma de velocidades con parámetros de Weibull	34
Figura 3. 1 Red mínima conexa.....	42
Figura 3. 2 Gráfico de las potencias del aerogenerador	47
Figura 3. 3 Curva de potencia del aerogenerador.....	49
Figura 3. 4 Curva de coeficiente de potencia.....	49
Figura 3. 5 Proceso para escoger el emplazamiento	54
Figura 3. 6 Mapa de pendiente de terreno.....	56
Figura 3. 7 Mapa rugosidad del terreno.....	57
Figura 3. 8 Mapa velocidad de viento a 80 ms. de altura.....	58
Figura 3. 9 Mapa potencia del viento a 80 ms. altura	59
Figura 3. 10 Mapa velocidad del viento a 80 ms. de altura	60
Figura 3. 11 Mapa potencial eólica bruto del Ecuador	61
Figura 3. 12 Mapa potencial eólico factible del Ecuador.....	62
Figura 3. 13 Ubicación del parque Huascachaca	64
Figura 3.14 Curva de potencia aerogenerador PEHM	65
Figura 3.15 Curva de distribución de Weibull PEHM	68
Figura 3.16 Distribución probabilidad Beta PEHM.. ..	83
Figura 3.17 Distribución unifilar de interconexión.....	83
Figura 4.1 Estructura del sector eléctrico ecuatoriano.....	93

Resumen

La presente tesis tiene como propósito principal realizar un estudio de factibilidad técnico económico para un emplazamiento de una central de energía eólica como alternativa de fuente renovable de energía, así como también determinar el potencial eólico en el Ecuador. El trabajo se fundamenta por el análisis de los criterios técnicos, económicos y geográficos, utilizando investigación bibliográfica de fuentes secundarias, se pone en práctica con un caso de estudio del proyecto Minas Huancashaca a partir del proceso para la implementación del proyecto. Las variables de investigación involucradas son dependencia de recurso no renovable y el estudio técnico económico. La metodología de la investigación es descriptiva, cualitativa, cuantitativa, analítica sintética y no experimental. Se demuestra que el diseño de un parque eólico es un proceso muy complejo que comprende áreas como la ingeniería, economía, medio ambiente e incluso el derecho. Para decidir la ubicación de un parque eólico se considera las condiciones del viento, diseño de las aspas del aerogenerador, orografía del terreno y la presencia de obstáculos como zonas de paso de aves migratorias, presencia de núcleos cercanos de población; también es necesaria la disponibilidad y accesibilidad del terreno, acceso a la red de transporte y distribución de la energía eléctrica. Así como el efecto de las estelas entre turbinas no sea excesivo y al mismo tiempo, la distancia entre aerogeneradores no sea muy elevada afectando negativamente a costes como la instalación eléctrica, pérdidas eléctricas en el sistema y costes de operación y mantenimiento.

Palabras clave: parque eólico, estudio, factibilidad técnico económica

Abstract

The main purpose of this thesis is to carry out a technical-economic feasibility study for a wind power plant site as an alternative renewable energy source. The work is based on the analysis of technical, economic and geographical criteria, using bibliographical research from secondary sources. In the same way, the wind potential in Ecuador is determined and a case study of the Minas Huancashaca project determined the process for the implementation of the project. The research variables involved are dependence on non-renewable resources and the economic technical study. The research methodology is descriptive, qualitative, quantitative, non-experimental, synthetic analytical and non-experimental. It is shown that the design of a wind farm is a very complex process that includes areas such as engineering, economics, the environment and even law. To decide the location of a wind farm, wind conditions and blade design are considered. Orography of the terrain and the presence of obstacles such as passageways for migratory birds, presence of nearby population centers. It is also necessary the availability and accessibility of the land, access to the transport network and distribution of electrical energy as well as the effect of wakes between turbines is not excessive and, at the same time, the distance between wind turbines is not very high, negatively affecting costs such as electrical installation, electrical losses in the system and operation and maintenance costs.

Key words: wind farm, study, economic technical feasibility

CAPITULO 1

DESCRIPCIÓN GENERAL DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

1.1 Introducción

El desarrollo de la teoría de la aerodinámica desde principios del siglo pasado, fue un factor fundamental para la fabricación de los actuales aerogeneradores, sobre todo en el diseño de las aspas, estableciendo los criterios básicos para el diseño de las nuevas generaciones de los mismos, desarrollando la tecnología para transformar esta energía en electricidad a gran escala en las últimas décadas las cuales son un reflejo del avance que se tiene en materiales para su fabricación y la evolución de las aspas, rotores, generadores y sistemas de control.

Debido a esto la energía eólica, cuya capacidad instalada a nivel mundial sobrepasa los 743 GW, (AEE, 2022) las economías de gran escala, tiene como meta explotar y aprovechar la mayor velocidad de viento a mayores alturas y maximizar la producción de energía eléctrica con la consecuente rentabilidad de los proyectos.

La evolución de esta tecnología incidió en el rango de potencia de los aerogeneradores los cuales comprende desde los 2 MW, hasta los 7 MW y existen estudios para desarrollar un modelo de 10 MW (Vidal , 2014). De igual manera ha aumentado el diámetro de los rotores hasta dimensiones de 100 metros superando la altura del eje de los 80 metros, que le han permitido posicionarse en los mercados eléctricos internacionales, complementando y compitiendo en la oferta eléctrica mundial.

En la explotación del recurso eólico, se debe considerar cierto tipo de variables estas son el clima, la velocidad, dirección, características del viento (turbulencia) y densidad del aire. Por otro lado la utilización de aerogeneradores de pequeña escala como el tipo Savonius o Darrius también se utilizan y se ofrecen por la industria eólica para ranchos, departamentos, áreas comerciales y residenciales por todo el mundo, contribuyendo a la generación limpia en sitios en donde es propicio instalarlos una vez hechos

los estudios pertinentes.

1.2 Antecedentes

La producción energética en el Ecuador, está compuesta por energía hidráulica, (53.72 %), luego la térmica (27.28%), y en menor cantidad otras energías como la eólica (0.05%) y la solar (CENACE, 2020). De la potencia nominal calculada por 5.206,37 MW, siendo la potencia efectiva de 4.680,42MW, de esto, el 41.60% corresponde a energía renovable, ya sea de origen hidráulico (94.96%), Térmica Turbovapor (4.93%) o eólica (0.11%) m, esta última comprende en proyectos eólicos como San Cristóbal en la provincia de Galápagos, con una potencia instalada de 2,4 MW y una producción media de energía estimada en 3,20 GWh/año).

A pesar de la poca generación eólica existente en el país, en el Ecuador se evidencian los proyectos eólicos como el proyecto Salinas (10 MW), el Villonaco Wind Power (15 MW), el Proyecto 4 Islas (eólico fotovoltaico de 5.71 MW) y el proyecto Huascachaca (30 MW) - siendo éste último- el proyecto eólico más grande del Ecuador y que en la actualidad se encuentra en etapa de estudios definitivos, por parte de la Corporación para la Investigación Energética – CIE (Cubillo, 2010).

La construcción del proyecto Huascachaca, generara cerca de 30 megavatios de potencia posicionando al Ecuador entre los países con alta producción en generación eólica. La potencia nominal este proyecto, lo convierte en el proyecto eólico más importante del país y constituye un referente para futuros proyectos de este tipo, que podrían proporcionar al Ecuador una potencia de al menos 60MW.

Algunas ventajas en la producción de energía eléctrica a partir del viento, son las que generalmente originan gases tóxicos, el cual no aportan al efecto invernadero, ni tampoco a la lluvia de estado ácido, de igual manera no produce efectos secundarios de riesgos ni residuos de índole contaminante, de acuerdo al CONELEC: Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano semestre Enero – Junio del 2009 energía eólica en lugar de carbón, evita la emisión de 0.6 kg. de CO₂, dióxido de carbono, 1,33 g. de SO₂, dióxido de azufre, 1,67 g. de NO_x, óxido de nitrógeno **(Cubillo, 2010)**.

1.3 Problema

1.3.1 Planteamiento del problema.

El Ecuador pese a contar con una enorme cantidad de recurso eólico para la generación de energía eléctrica, aquella no es aprovechada de manera adecuada, más se utilizan en centrales termoeléctricas e hidráulicas para compensar las deficiencias del sistema energético del país en épocas de estiaje.

Frente al diseño de un parque eólico el principal problema está orientado a la ubicación de los aerogeneradores y comprende situar los mismos en lugares donde el potencial de viento sea mayor, guardando en la dirección predominante del viento una determinada distancia entre turbinas para evitar el efecto de las estelas (Serrano, 2012).

Sin embargo, este tipo de configuraciones regulares no son necesariamente las más adecuadas en cuanto a la rentabilidad final del proyecto, esto es debido principalmente a que el perfil de velocidades del viento es modificado notablemente cuando el flujo de aire atraviesa el rotor de una turbina. En un parque eólico, compuesto por una agrupación de aerogeneradores, esta alteración hace que el campo de velocidades sea muy variable en función de la posición de las turbinas.

De igual manera otras variables que influyen en el diseño adecuado son la topología del terreno, orografía, posición de las líneas de evacuación, costes de adquisición e instalación de los equipos, precio de venta de la energía, indicadores económicos, etc. Todo ello da lugar a que el problema de posicionamiento óptimo de las turbinas implique un elevado grado de complejidad desde un punto de vista matemático.

En la misma línea la evolución futura de los precios de venta de la energía, indicadores económicos, incertidumbre en los costes de adquisición e instalación de los diversos componentes, cambios regulatorios, también influyen en el diseño.

En todo caso el diseño de un parque eólico es un proceso muy complejo

comprende áreas del conocimiento como la ingeniería, economía, medio ambiente e incluso el derecho. Para decidir la ubicación de un parque eólico se debe considerar los siguientes factores.

Condiciones de viento, es el factor más crítico, las aspas deben ser elevadas con el fin de asegurar viabilidad económica del parque eólico, la orografía del terreno y la presencia de obstáculos tienen una gran incidencia sobre el nivel de turbulencias que afectan directamente a la fiabilidad de las turbinas.

Frente a la disponibilidad y accesibilidad del terreno, se debe de contar con suficiente espacio para alcanzar un grado de compactación de las turbinas adecuado, para que el efecto de las estelas entre turbinas no sea excesivo y, al mismo tiempo, la distancia entre aerogeneradores no sea muy elevada afectando negativamente a costes como la instalación eléctrica, pérdidas eléctricas en el sistema y costes de operación y mantenimiento.

Factores medioambientales. El impacto medioambiental de la implantación de un parque eólico debe ser lo más reducido posible, y por ello, es necesario tener presente diversos factores como zonas de paso de aves migratorias, presencia de núcleos cercanos de población, etc.

Acceso a la red de transporte y distribución de energía eléctrica. La interconexión del parque eólico con la red de transporte resulta un factor clave en la ubicación de un parque eólico. Ya que, por un lado, la distancia al punto de conexión tendrá una fuerte influencia sobre la inversión inicial a realizar y, por otro lado, es necesario evaluar la viabilidad técnica de dicha conexión en términos de límite de potencia admitido por la línea de evacuación y estabilidad del sistema.

Por otro lado, en el 2017, el Banco Mundial publicó un informe que indica que la extracción de materiales que se requeriría para construir suficientes instalaciones solares y eólicas para llegar a una producción anual de unos 7 terawatts de electricidad para el año 2050. Y para llegar hasta las emisiones cero, y los resultados son asombrosos: 34 millones de toneladas métricas de cobre, 40 millones de toneladas de plomo, 50 millones de toneladas de zinc,

162 millones de toneladas de aluminio y no menos de 4.800 millones de toneladas de hierro.

Se debe considerar en la construcción de un parque eólico depende de ciertos factores:

- Dependen de fenómenos atmosféricos. Por lo que si sólo se hiciera uso de la energía renovable en este momento no se aseguraría la demanda energética en su totalidad para algún país.
- Requiere de una mayor inversión porque en muchos casos aún no se encuentra en el mercado.
- En algunos casos no es sencillo llevar a cabo su almacenamiento, por lo que es necesario consumir en el momento.
- No todas las latitudes del planeta disponen de los mismos recursos naturales. Por lo tanto, es imposible que todos los países obtengan las mismas cantidades y tipos de energía. Algo, todo sea dicho, que los obligaría a seguir haciendo uso de otro tipo de energía para satisfacer sus necesidades energéticas.

Formulación del Problema de Investigación.

¿Cuáles deben ser los criterios técnicos, económicos y geográficos para optimizar el diseño e implementación de un parque eólico en el Ecuador?

1.4 Objetivos.

1.4.1 Objetivo General.

Realizar un estudio de factibilidad técnico para lograr un óptimo emplazamiento de un parque eólico utilizando distribución de frecuencias y distribución de Weibull.

1.4.2 Objetivos específicos.

- Determinar por medio de criterios técnicos, económicos y geográficos los parámetros adecuados para implementación de proyectos de energía eólica utilizando investigación bibliográfica.
- Realizar un informe del estado actual del potencial eólico en el Ecuador para los proyectos de energía alternativa por medio de investigación de fuentes secundarias.
- Analizar el proyecto del parque eólico Minas de Huancashaca determinado el proceso para la implementación del proyecto.

1.5 Hipótesis

El estudio técnico económico permitirá disminuir el impacto ambiental y la dependencia de los recursos energéticos no renovables en el país.

Definición de las variables.

- Variable dependiente: impacto ambiental y dependencia de recursos no renovables.
- Variable independiente: Estudio técnico económico de un parque eólico.

FORMULACIÓN DE HIPÓTESIS/PREGUNTAS DE INVESTIGACIÓN.

Respuesta posible.

El estudio permitirá la correcta decisión de la ubicación de un parque eólico cumpliendo con los parámetros y normas permitidas.

Hipótesis / Preguntas de investigación.

- Ho: El estudio técnico económico de un parque eólico influirá positivamente en el impacto ambiental y utilización de recursos no renovables.

- Ha: El estudio técnico económico de un parque eólico no influirá

positivamente en el impacto ambiental y utilización de recursos no renovables.

- Y: Impacto ambiental y dependencia de recursos no renovables.
- X: Estudio técnico económico de un parque eólico.
- Tipos de datos de Y: continuos.
- Tipos de datos de X: continuos.

CAPITULO 2

FUNDAMENTACIÓN TEÓRICA.

El Estado del Arte permite obtener el último conocimiento generado sobre un tema o problema de investigación científica y/o tecnológica, estableciendo hasta donde ha avanzado el mismo, cual es la frontera en un tiempo y espacio determinado, a continuación, se presenta la evolución de los aerogeneradores y las últimas publicaciones generados sobre el tema específico.

2.1 Estado del arte.

El grado de penetración de la energía eólica en grandes redes de distribución eléctrica puede alcanzar sin problemas del 15 al 20% del total sin especiales precauciones en la calidad del suministro ni en la estabilidad de la red, para conocer cuál es la distribución de las velocidades del viento en un lugar determinado durante el año, se efectúan medidas sistemáticas por medio de anemómetros.

Actualmente se dispone de mapas con las regiones más favorecidas para la instalación de máquinas eólicas para el aprovechamiento rentable de la energía del viento. Existe una medida llamada Escala Beaufort que consiste en una medida empírica para la intensidad del viento.

La velocidad del viento aumenta con la altura; por tanto, la hélice del aparato tendrá que colocarse cuanto más alto mejor (algunas decenas de metros por encima del suelo). También se procura colocar el aparato lejos de las turbulencias provocadas por obstáculos (árboles, edificios, etc.). Los emplazamientos más favorables son los cerros o las colinas que dominan un terreno despejado y las costas marinas.

2.2 Evolución de los parques eólicos.

El ser humano desde la antigüedad aprovechaba la fuerza del viento, inclusive de manera principal utilizaban para mover ruedas de piedra.

Desde los años 4500 a.d.c. es utilizada por los egipcios en los barcos

con navegación a vela y en los molinos de viento, por el siglo VII ya inclusive utilizaban por el centro de Asia para la agricultura (riego y la molienda), en la cual molían trigo, extraían agua, entre los años 1887 y 1988.

El estadounidense Charles Francis Brush quien nació en 1849 estudió ingeniería de minas en la Universidad de Michigan, dedicó su vida al estudio de las energías y de cómo obtener beneficios de ellas, fundó la compañía Brush Electric Company, construyó cerca de su casa en Cleveland la primera turbina eólica para la generación eléctrica que era operada de manera automática, estaba conformada por un rotor de 17 metros de diámetro y constaba de 144 palas de madera de cedro, producía una potencia de 12 kW por la baja rotación de las palas, este tuvo una permanencia por 20 años de funcionamiento.

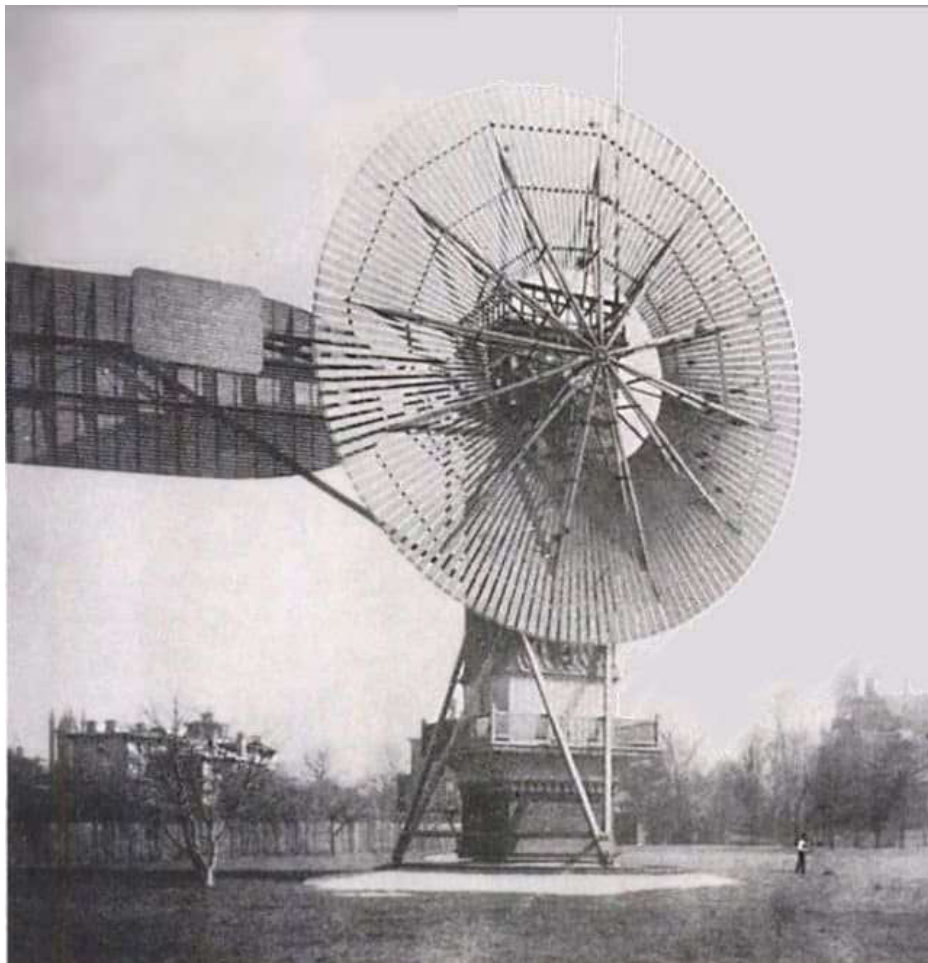


Figura 2. 1 Primera turbina eólica

Fuente: <https://ecoinventos.com/primera-turbina-eolica-de-la-historia/>

Al transcurrir el tiempo se fue modificando y mejorando la eficiencia de la palas, esto debido a que las turbinas de tipo estadounidense tenían palas en cantidades en demasía, hasta que un meteorólogo llamado Poul la Cour construyó un túnel de viento el cual usaba electricidad originada por las turbinas la cual obtenía hidrógeno de la electrólisis y suministraba electricidad a las lámparas de una escuela de su propiedad, en donde enseñaba como producir electricidad proveniente del viento.

En los años 1890 Poul la Cour construyó muchos generadores de grandes tamaños en su escuela denominada Askov Folk y en el año de 1904 fundó la sociedad de electricistas del viento hasta donde publicó revistas, ya en 1918 en Dinamarca se habían constituido unas 120 empresas las cuales suministraban electricidad hasta un 3% del consumo total, posteriormente disminuyó su producción debido a la segunda guerra mundial (Lopez & Gomez , 2021).

A mediados del siglo 20 una compañía denominada F. L. Smidth comenzó a construir máquinas aerogeneradores de 2 y 3 palas con una mayor eficiencia las de 3 palas.

Posteriormente se inicia la revolución eólica por los años 1950 en donde entre los años 1956 y 57, respectivamente un alumno Poul la Cour, un ingeniero Johannes Juul inventó un fabuloso sistema denominado tripala gedser con una potencia de 200 kW para la obtención de corriente alterna de los aerogeneradores, esto sirvió como modelo para la NASA para nuevos programas americanos de investigaciones de energía eólica, la cual incluso obligó por el año 1973 a fabricar aerogeneradores de grandes tamaños, hasta que el año 1980 se instalaron miles de ventiladores de grandes tamaños en California, pero Dinamarca continuaba con una producción de hasta 3.000 MW de potencia conformados por 5.500 aerogeneradores, actualmente se elaboran turbinas de hasta 2,5 MW de potencia con rotores con diámetros hasta de 80 metros (curiosfera, 2021).

Se ha descrito de manera histórica en resumen la evolución de la energía eólica cronológicamente, hasta que por el año 1991 en Dinamarca se construye el primer parque eólico marino ubicado en el Báltico, el cual está constituido por 11 aerogeneradores.

2.3 Investigaciones previas.

En la investigación bibliográfica existen publicaciones entre las que se referencian las siguientes:

Generación Eólica en Ecuador: Análisis del Entorno y Perspectivas de Desarrollo, autor E. A. Barragán de la Universidad Politécnica Salesiana, en este trabajo de investigación se menciona y analiza los factores clave para propiciar el desarrollo de la generación eólica en el Ecuador así como las condiciones financieras y económicas locales (Barragan, 2014).

Se determina si los precios de generación establecidos en el Ecuador para la energía eólica son atractivos para que un proyecto de este tipo pueda ser financieramente sostenible en el tiempo, aplicando los índices financieros como el Valor Actual Neto y la Tasa Interna de Retorno. Además se hace un análisis de sensibilidad para determinar cómo se modifican estos índices al variar el precio de la energía, el factor de planta o la tasa de descuento, entre otros.

Una segunda investigación es la titulada *Energía Eólica, ventajas y desventajas de su utilización en Colombia*, autor Paola Andra Cortes de la Universidad Libre de Colombia especialización Gerencia Ambiental, en esta investigación se tiene como objetivo evaluar la factibilidad de la utilización de la energía eólica como fuente de energía a escala masiva en Colombia (Moreno, 2013).

En la misma línea otra publicación académica publicada es denominada *Mejoras en las prestaciones de aerogeneradores sincrónicos de velocidad variables frente a los huecos de tensión* realizada por el Ing. Julio Hernández Chilán, Universidad Técnica de Manabí (UTM), Portoviejo, Ecuador.

En donde se plantea la interrogante las energías renovables: ¿Es posible hablar de un derecho energético ambiental? De Milton José Pereira Blanco de la Universidad del Norte En este trabajo se sostiene como tesis central, la necesidad infranqueable de ingresar a la canasta energética, energías renovables competitivas para la forzosa consolidación de la relación causal

entre energía, medio ambiente, y desarrollo económico. Lo anterior a partir del siguiente problema: ¿Cuál es el papel de las energías renovables dentro del sistema energético y su importancia frente a la crisis energética? La tesis expuesta implica que la energía, el medio ambiente y el desarrollo económico son elementos estructurales para la construcción de un derecho energético ambiental, pero para efectos de consolidar la conexión necesaria para estos elementos se debe incorporar dentro de la canasta energética (Hernandez, 2016).

Siguiendo la misma línea otra investigación que aporta en el marco referencial es la tesis realizada por Manuel Fernando Tello titulada *Aerogenerador con Sistema de medición de giro* de la Universidad Internacional SEK en donde se describe el cálculo, diseño y construcción de una turbina de viento de eje vertical tipo Savonius, además, la programación de un microcontrolador para medir la velocidad de rotación del rotor que será impulsado por la fuerza del viento (Tello, 2015).

Este trabajo aportará la información recogida en el estudio, cálculo, diseño, construcción, programación y resultados del rotor Savonius, que se instalará en la Universidad Internacional SEK, ubicada en el sector de Carcelén, a una altura de aproximadamente 5 metros Sobre el nivel del suelo.

Finalmente el trabajo académico titulado *Diseño Óptimo de Parques Eólicos de Gran Dimensión Incluyendo Análisis de Riesgos* realizado por Javier Serrano González en la Universidad de Sevilla Departamento de Ingeniería Eléctrica Tesis Doctoral.

Hasta la fecha, la tendencia general en cuanto al posicionamiento de los aerogeneradores en un parque eólico ha sido en el caso de parques eólicos en tierra firme situar los aerogeneradores en las posiciones donde el potencial de viento es mayor, guardando en la dirección predominante del viento una determinada distancia entre turbinas, con el fin de evitar un efecto de las estelas excesivo (Serrano, 2012).

Por otro lado, en parques marítimos la tendencia general es situar los aerogeneradores formando estructuras regulares guardando una mayor

separación entre turbinas, según la dirección predominante del viento.

Sin embargo, diversos trabajos muestran que este tipo de configuraciones regulares no son necesariamente las más adecuadas en cuanto a la rentabilidad final del proyecto se refiere. Esto es debido principalmente a que el perfil de velocidades del viento es modificado notablemente cuando el flujo de aire atraviesa el rotor de una turbina. En un parque eólico, compuesto por una agrupación de aerogeneradores, esta alteración hace que el campo de velocidades se ha muy variable en función de la posición de las turbinas que lo forman.

2.4 La energía eólica.

El término “energía eólica” describe el proceso por el cual el viento se usa para generar energía mecánica o eléctrica, por lo tanto la fuerza el viento es consecuencia de resultado de la radiación solar donde el desigual calentamiento de la superficie de la tierra origina zonas de presiones altas y bajas, lo que ocasiona desplazamientos del aire que rodea a la tierra, dando como consecuencia el viento que es la energía en movimiento, energía cinética, capaz de ser aprovechada para producir energía mecánica de rotación y por consiguiente energía eléctrica.

El flujo de energía solar emitido hacia la tierra es de 174.423.000.000.000 kWh 3 de energía, que en otras palabras representa $1,74 \times 10^{17}$ W de potencia, lo cual es igual a 10,000 veces la tasa total mundial del consumo energético. Una pequeña porción del flujo total solar (aproximadamente 1% ó 1015 vatios) se convierte en movimiento atmosférico o viento (Martinez A. , 2015).

El origen de esta energía cinética tiene su origen en el calentamiento dispar de la superficie terrestre debido a la radiación solar, en la regiones tropicales cerca del ecuador ocurre una mayor absorción de la radiación del sol, por lo tanto el aire caliente que se eleva en los trópicos es reemplazado por las masas de aire fresco superficiales proveniente de los polos. Si el globo no rotase, el aire simplemente llegaría al Polo Norte y al Polo Sur para posteriormente descender y volver al ecuador. Sin embargo, cuando el aire

llega a latitudes de 30° en los trópicos, se detiene debido al movimiento de la tierra y crea diferencias de presión que aceleran el aire en la atmósfera y lo hacen descender hacia la superficie creando vientos. Todo fenómeno meteorológico se produce en la tropósfera, a esta altura los vientos se conocen como vientos globales.

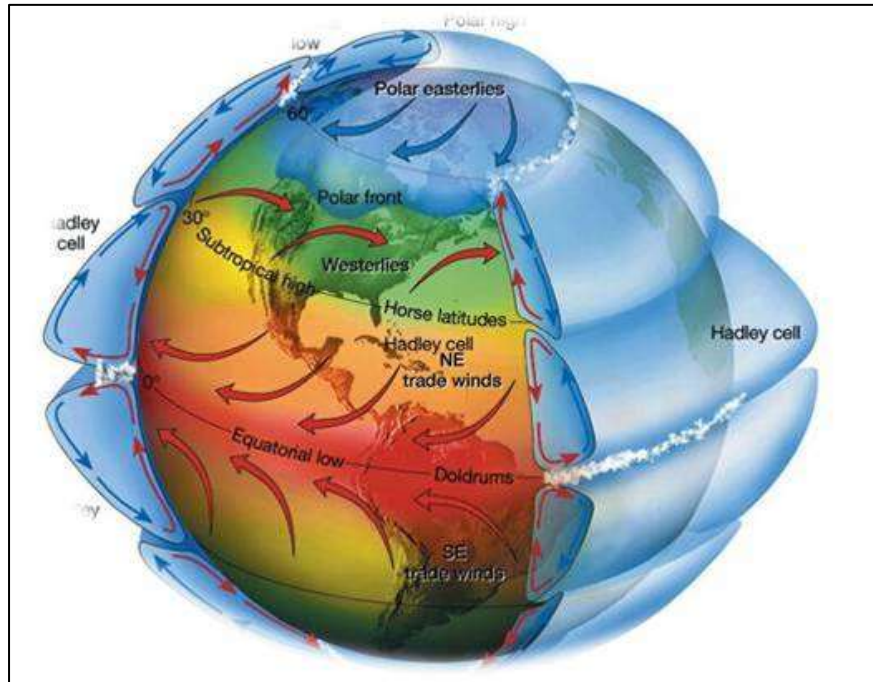


Figura 2. 2 Generación de los vientos

Fuente: <https://agentesgeologicos.weebly.com/viento.html>

Para fines de generación eléctrica u otros usos, los vientos de nuestro interés son los denominados vientos locales que son los que se generan en la superficie de la tierra hasta una altura de 100 metros y que se ven influenciados por la rugosidad del terreno. En el caso del Ecuador, “los vientos se producen por la diferencia de presión entre los valles de las zonas de los Andes o en las costas, y las brisas marinas”.

2.5 El aerogenerador.

Las turbinas eólicas convierten la energía cinética del viento en energía mecánica. La energía mecánica se puede usar para labores específicas (tales como moler grano o bombear agua), o bien, un generador puede convertir esta energía mecánica en electricidad. Una turbina de viento funciona de manera contraria a un ventilador. En vez de usar la electricidad para generar viento, como un ventilador, las turbinas usan el viento para generar

electricidad.

El viento hace girar las aspas y éstas hacen girar un eje, el cual se conecta a un generador y produce electricidad, al igual que los molinos de viento, las turbinas van generalmente montadas sobre una torre para capturar el máximo de energía. Las turbinas de viento funcionan basadas en un principio muy sencillo.

La energía en el viento hace girar dos o tres aspas similares a una hélice alrededor de un rotor. El rotor va conectado al eje principal, el cual hace girar un generador para producir electricidad, a unos 30 metros (100 pies) o más sobre el suelo, pueden aprovechar la mayor rapidez y menor turbulencia del viento. Un aspa actúa de manera muy similar al ala de un avión. Cuando sopla el viento, se forma un bolsillo de aire de baja presión en el lado inferior del aspa. El bolsillo de aire de baja presión atrae el aspa, haciendo que gire el rotor. Esto se denomina elevación.

La fuerza de la elevación es mucho mayor que la fuerza del viento contra la cara lateral del aspa, la cual se denomina resistencia. La combinación de elevación y resistencia hace que el rotor gire como una hélice y el eje giratorio hace rotar un generador para producir electricidad. Las turbinas de viento se pueden usar a fin de producir electricidad para una sola vivienda o inmueble, o bien conectar a una red eléctrica. La velocidad del viento y la altura de las aspas contribuyen a la cantidad de energía que se genere.

2.6 Componentes del aerogenerador.

1. Góndola.

Es la parte que protege a los componentes internos del aerogenerador, también aísla acústicamente el exterior del ruido generado por la máquina, comprende el núcleo central de las turbinas eólicas donde se alojan todos los componentes esenciales que se encargan de transformar la energía cinética proveniente del viento en un generador en rotación que produce electricidad.

2.- Las aspas.

Tiene como objetivo capturar el viento y transmitir su potencia hacia el

buje, las aspas o palas del rotor, están diseñadas para optimizar la energía obtenida a través de diseños aerodinámicos, además de resistir cargas extremas y minimizar peso y costo, las aspas giran entre 13 y 20 revoluciones por cada minuto, esto de acuerdo a su tecnología puede ser a velocidad constante o variable, se constituye en el componente más crítico en el funcionamiento de la turbina debido a que debe estar bien diseñada para aprovechar su máxima potencia proveniente del viento y además resistir las cargas aerodinámicas repartidas a lo largo de su longitud de diseño.

3.- El buje.

El buje del rotor está acoplado a las aspas y al eje de baja velocidad que a la vez está conectado a la caja multiplicadora o directamente al generador. A través del buje, se transmiten todas las cargas aerodinámicas y el peso de las aspas.

4.- El eje de baja velocidad.

Se encuentra ubicado entre el buje y el multiplicador, está conformado por un sistema hidráulico el cual hace funcionar el sistema de freno aerodinámico.

5.- El multiplicador.

Se encuentra situado entre los dos ejes principales y es el responsable que el eje de alta velocidad gire 50 veces más rápido que el eje de baja velocidad, es decir como su nombre lo indica es un multiplicador (García 2009).

No todos los aerogeneradores poseen esta caja, esto depende del fabricante, sin embargo, aquellos que la poseen, presentan un sistema de enfriamiento en base a aceite, además poseen bandejas que permiten coleccionar el lubricante durante las labores de mantenimiento.

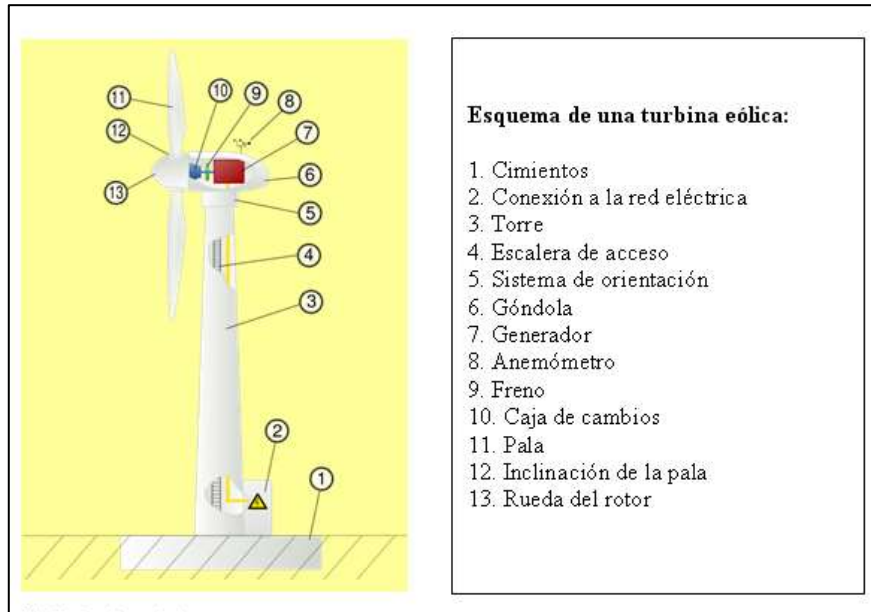


Figura 2. 3 Estructura de un aerogenerador

Fuente:https://www.cienciasfera.com/materiales/tecnologia/tecn01/tema03/21_aerogeneradores.html

Los aerogeneradores con caja multiplicadora son los más comerciales. Las aspas capturan la energía del viento y transmiten el giro rotacional hacia un eje que está conectado al generador eléctrico a través del multiplicador (engranajes) que incrementa el número de revoluciones traspasadas desde el rotor (baja velocidad) hacia el generador eléctrico convencional.

6.- El eje de alta velocidad.

Es el que permite el funcionamiento del generador eléctrico debido a que gira aproximadamente a una velocidad de 1.500 revoluciones por minuto, este eje contiene mecanismos de freno de emergencia en caso de fallo del freno aerodinámico o en caso de mantenimiento.

7.- El generador eléctrico.

Es aquel que transforma la energía mecánica en energía eléctrica, es decir transforma la energía cinética a eléctrica y es de tipo asíncrono, tienen sistemas de enfriamiento que funcionan por aire forzado o por agua.

El controlador electrónico.

Es un computador que monitorea constantemente las condiciones de la turbina, analiza y monitorea constantemente las condiciones del viento y otras

variables, así como el mecanismo de orientación con el fin de aumentar la eficiencia del aerogenerador.

8.- La unidad de enfriamiento

Constituye el sistema de refrigeración conformado por un ventilador eléctrico el cual hace enfriar el generador eléctrico, en algunos casos se los enfría por medio de agua, el cual enfrían el aceite lo que permite disminuir la temperatura.

9.- La torre.

Comprende la estructura que soporta el peso y mecanismo de la góndola y el rotor, así como la velocidad del viento considerando su altura, las torres pueden ser bien tubulares de acero fabricadas en secciones de 20-30 metros con flanche o sujeción en cada uno de los extremos y unidas con pernos in situ, existen torres más seguras para el personal de operación y mantenimiento como las tubulares debido a que pueden ser utilizadas con escalera interior para acceder a la parte superior de la turbina, pueden ser también de celosía. La principal ventaja de las torres de celosía es que son más baratas puesto que utilizan menos cantidad de material para su construcción, sin embargo, por su apariencia prácticamente han desaparecido. La torre es una infraestructura de suma importancia, debido a que soportará todo el empuje del viento sobre el molino y el viento por ráfagas., por lo tanto, su cimentación y ubicación garantizan la eficiencia del proyecto, inclusive existen torres de hormigón.

10.- Cimientos.

Está conformado generalmente por una estructura de hormigón armado y sus dimensiones dependen del tamaño del aerogenerador y las características del suelo. Los cimientos pueden ser cuadrados o circulares; un cimiento cuadrado es de fácil construcción, el circular en cambio ocupa menor cantidad de material y tiene distribución de fuerzas uniforme, sin embargo, un cimiento circular es bastante complejo de instalar. Como referencia, las fundaciones de un aerogenerador de 1.5 MW equivalen a aproximadamente 10 m x 10m x 3m, es decir 300 m³.

11.- Anclajes.

De la buena ubicación de los anclajes depende que la torre quede vertical y opere eficientemente. En los manuales generalmente están especificadas este tipo de dimensiones, pero una recomendación inicial es que cualquier anclaje requiere de por lo menos 0.5 m de profundidad. Algunas torres son convenientes anclarlas sobre algún tipo de base como estructuras en concreto, esto con el fin de aumentar la altura del rotor sobre el piso. No todas las torres poseen anclajes.

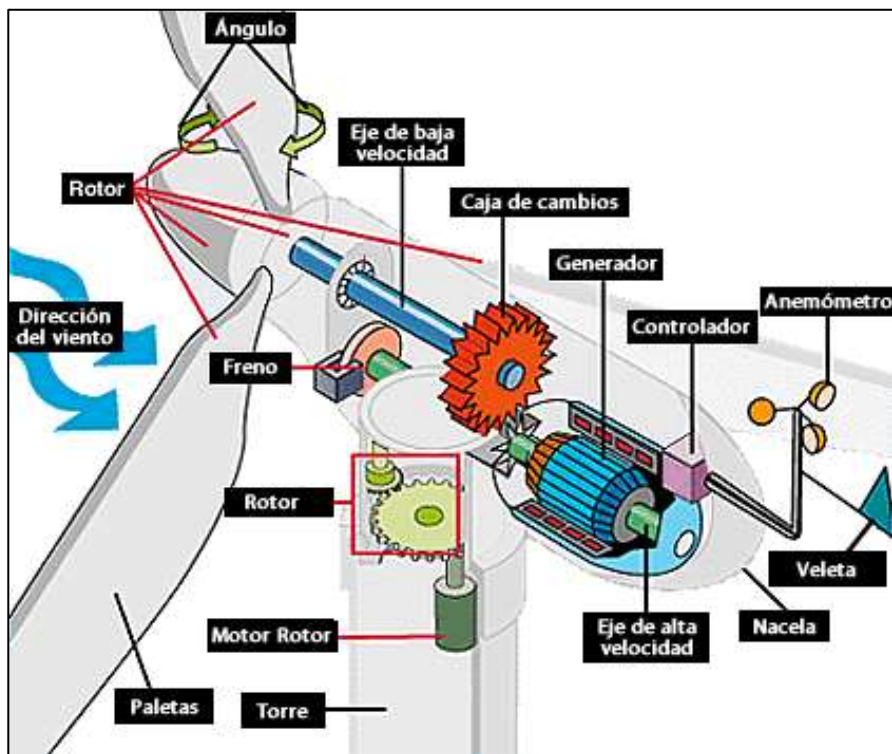


Figura 2. 4 Componentes internos del aerogenerador

Fuente: <https://www.researchgate.net/figure/>

2.7 Clasificación de los aerogeneradores.

- De eje horizontal.

También conocidos como aerogeneradores de eje horizontal se caracterizan por girar las palas en dirección perpendicular a la velocidad de la fuerza del viento, pueden ser de aeroturbinas lentas y rápidas. Todos los aerogeneradores comerciales conectados a la red se construyen actualmente con un rotor tipo hélice de eje horizontal.

Entre las ventajas tenemos: a) se puede situar el generador, el multiplicador, entre otros, en el suelo, y puede no tener que necesitar una torre para la máquina; b) No necesita un mecanismo de orientación para girar el rotor en contra del viento.

Entre las Desventajas tenemos que las velocidades del viento cerca del nivel del suelo son muy bajas, por lo que a pesar de que puede ahorrarse la instalación de una torre, por lo que sus velocidades de viento serán muy bajas en la parte más inferior de su rotor.

- **Aerogenerador tripala.**

La característica principal de este tipo de aerogenerador es la estabilidad de la turbina. Un rotor con un número impar de palas (y como mínimo tres palas) puede ser considerado como un disco a la hora de calcular las propiedades dinámicas de la máquina. Un rotor con un número par de palas puede dar problemas de estabilidad en una máquina que tenga una estructura rígida.

La razón es que en el preciso instante en que la pala más alta se flexiona hacia atrás, debido a que obtiene la máxima potencia del viento, la pala más baja pasa por la sombra del viento de enfrente de la torre, es importante detallar que la energía máxima que se extrae del viento es indispensable del número de palas, los sistemas trípala se han demostrado como una solución más estable y equilibrada desde el enfoque dinámico y son económicamente más eficaces que los sistemas con mayor número de palas, incluso son mucho mejor que los monopalas y los bipalas. A este diseño se le suele llamar el clásico "concepto danés", y tiende a imponerse como estándar al resto de conceptos evaluados.

- **Aerogeneradores de eje vertical.**

Los aerogeneradores verticales o de eje vertical no necesitan mecanismo de orientación y lo que sería el generador eléctrico se puede encontrar situado en el suelo. Su producción energética es menor y tiene algunos pequeños hándicaps como que necesita ser motorizado para que se

le pueda poner en marcha. Existen tres tipos de aerogeneradores verticales como son Savonius, Giromill y Darrrieus.

- **Estudio de carga del aerogenerador.**

Cuando se construyen aerogeneradores o helicópteros, deben tenerse en cuenta la resistencia, el comportamiento dinámico y las propiedades de fatiga de los materiales y de todo el conjunto. Los aerogeneradores están contruidos para atrapar la energía cinética del viento Los modernos aerogeneradores no se construyen con un gran número de palas del rotor, como en los viejos molinos de viento "americanos" que conocemos generalmente.

- **Cargas de fatiga:**

Los aerogeneradores están sujetos a vientos fluctuantes y, por tanto, a fuerzas fluctuantes. Esto se da particularmente en el caso de estar emplazados en un clima eólico muy turbulento. Los componentes sujetos a una flexión repetida pueden desarrollar grietas, que en última instancia pueden provocar la rotura del componente.

2.8 Estado actual de la energía eólica en el Ecuador.

El estado actual energético ecuatoriano comprende un sistema basado en fuentes de energía de origen fósil y energías renovables. La base de datos The Wind Power pone a su disposición datos cuantitativos y cualitativos verificados y actualizados sistemáticamente dos veces al año como mínimo. Este inventario de datos muestra el porcentaje medio de contenido de forma totalmente transparente y aporta asimismo un amplio abanico de análisis detallados y personalizables.

Su propósito es satisfacer de la forma más precisa posible sus necesidades en cuanto a tabulación cruzada y análisis multifactorial a fin de ilustrar y documentar los principales aspectos del sector. The Wind Power es una estructura ligera y flexible capaz de responder a sus necesidades de forma inmediata. En Latinoamérica el desarrollo de la energía eólica está en sus comienzos, llegando la capacidad conjunta instalada en estos países a los 769 MW (Moreno, 2013) .

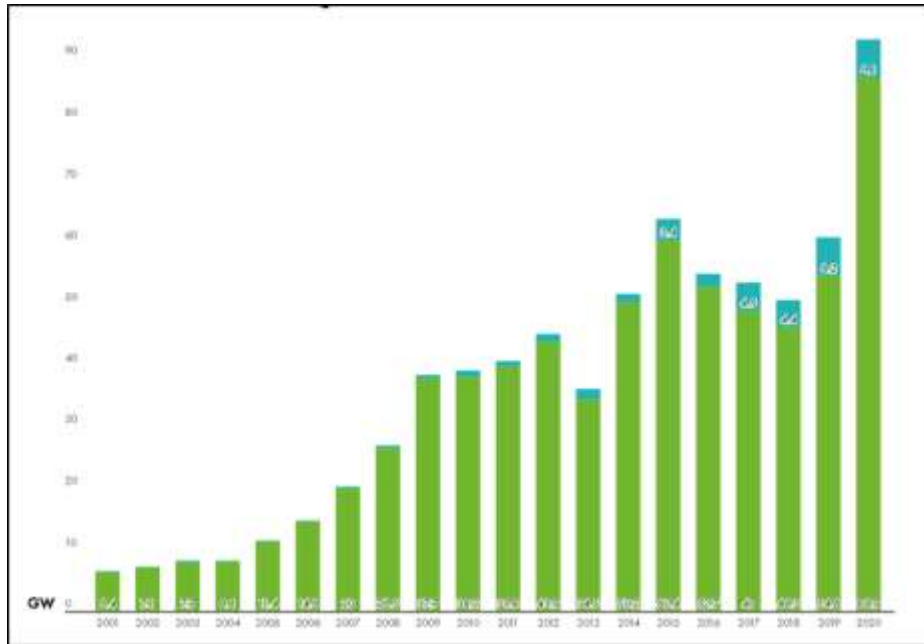


Figura 2. 5 Evolución de la producción energía eólica en el mundo

Fuente: <https://elperiodicodelaenergia.com/>

El desglose de potencia instalada por países y su porcentaje sobre el total de cada país es el siguiente:

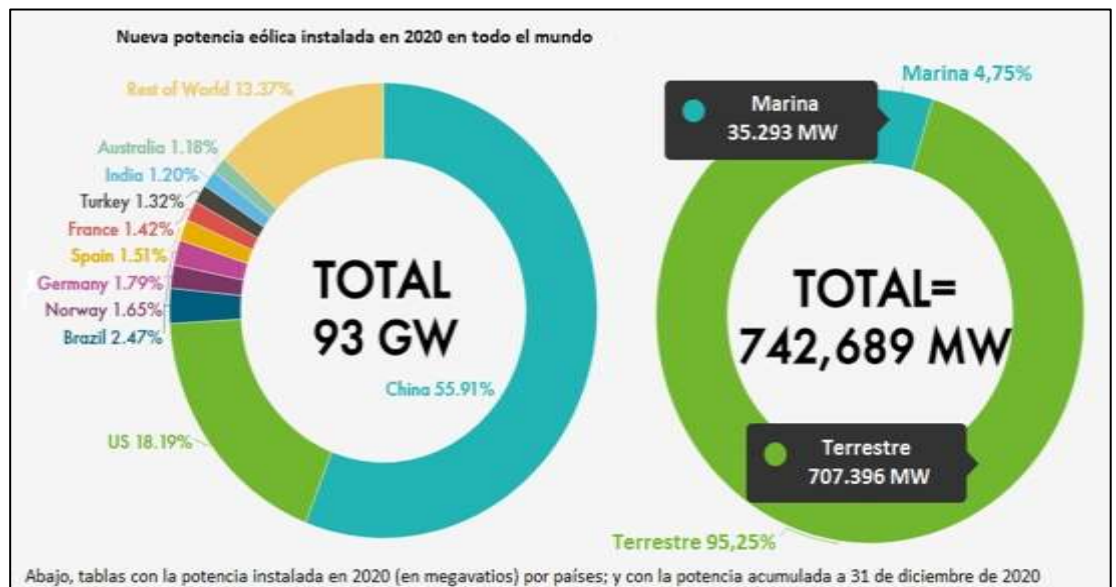


Figura 2. 6 Distribución de la potencia instalada en el mundo

Fuente: <https://elperiodicodelaenergia.com>

La Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) produce estadísticas completas sobre una variedad de temas relacionados con las energías renovables. Esta publicación presenta estadísticas de capacidad de

generación eléctrica (IRENA, 2021).

Ecuador necesita aumentar su capacidad de generación con tarifas de energía competitivas para ello debe:

- Cubrir la demanda del país con energía competitiva Incorporar más licitaciones de energía renovable al Plan Maestro de Electricidad.
- Confirmar los cronogramas de los bloques ERNC de 200 MW y 400 MW e añadir más bloques de energía renovable al PME.
- Para cubrir el crecimiento de la demanda de energía de Ecuador es necesario construir nuevas plantas de energía.
- Complementar el recurso solar & eólico con el hidro.
- Tener una visión a largo plazo al inversionista permite crear un mercado con precios cada vez más bajos.
- Las empresas privadas deben asumir el riesgo de la inversión.
- Generación de empleos durante las fases de desarrollo, construcción y operación de las plantas de energía renovable.
- Fideicomiso; derechos de prestamistas; riesgos no atribuibles al desarrollador (demora en licencias); compensación en eventos de terminación; etc.
- Seguridad jurídica para el inversionista con estabilidad del régimen de impuestos y proteger contra cambios de ley.
- Establecer plazos de concesión más largo y que la concesión empiece a correr después de la entrada en operación.
- Beneficios fiscales y exoneración de aranceles.
- Permitir las economías de escala (proyectos >50 MW).
- Constancia y visión a largo plazo de licitaciones.

Lista de los países incluidos

	Capacidad en la base (MW) En construcción y en funcionamiento	Capacidad oficial (MW) WWEA
Argentina	3 637.7	2 624.0 (2020)
Bahamas	1.0	1.0 (2020)
Bolivia	135.0	27.0 (2020)
Brasil	22 745.3	18 010.0 (2020)
Canadá	15 795.4	13 588.0 (2020)
Chile	5 607.8	2 150.0 (2020)
Colombia	377.5	510.0 (2020)
Costa Rica	413.6	394.0 (2020)
Cuba	112.7	13.0 (2020)
Curazao	47.3	48.0 (2020)
Dominica	0.2	7.0 (2020)
Ecuador	78.3	21.0 (2020)
El Salvador	54.0	0.0 (2019)
Estados Unidos	136 520.1	122 328.0 (2020)
Granada	1.1	2.0 (2020)
Guatemala	107.4	107.4 (2020)
Guyana	0.0	15.0 (2020)
Honduras	179.9	241.0 (2020)
Jamaica	102.2	99.0 (2020)
México	7 889.1	8 128.0 (2020)
Nicaragua	186.2	186.0 (2020)
Panamá	336.0	270.0 (2020)
Perú	777.4	375.0 (2020)
Puerto Rico	102.5	101.0 (2020)
República Dominicana	365.1	375.0 (2020)
San Cristóbal y Nieves	2.2	2.2 (2020)
Uruguay	1 644.8	1 514.0 (2020)
Venezuela	125.5	71.0 (2020)

Tabla 2. 1 Capacidad eólica instalada en el continente americano

Fuente: <https://www.bnamericas.com/es/noticias/los-motores-de-la-expansion-eolica-en-america-latina>

Nombre	Potencia (Kw)	aerogeneradores	estado
Baltra-Sta. Cruz	2250	3	operativo
Loja Villonaco	16500	11	Operativo
Minas de Huascachaca	57120	16	En construcción
San Cristobal	2400	3	operativo

Tabla 2. 2 Parques eólicos en Ecuador

Fuente: <https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00289.pdf>

2.9 Parámetros en la implementación de proyectos eólicos.

Comparación costo beneficio otros tipos de energía.

Ventajas.

La electricidad producida por un aerogenerador evita que se quemen diariamente miles de kilogramos combustibles fósiles en una central térmica. Ese mismo generador produce idéntica cantidad de energía que la obtenida por quemar diariamente 1.000 Kg de petróleo (Moreno, 2013).

Al no quemarse esos Kg de carbón, se evita la emisión de 4.109 Kg de CO₂, lográndose un efecto similar al producido por 200 árboles. Se impide la emisión de 66 Kg de dióxido de azufre -SO₂- y de 10 Kg de óxido de nitrógeno -NO_x- principales causantes de la lluvia ácida. Cabe detallar que la energía eólica se obtiene en forma mecánica proveniente de la fuerza del viento y por tanto es directamente utilizable.

En cuanto a su transformación en electricidad, esta se realiza con un rendimiento excelente y no a través de aparatos termodinámicos con un rendimiento de Carnot siempre pequeño. Al finalizar la vida útil de la instalación, el desmantelamiento no deja huellas y lo analizaremos a continuación.

Desventajas.

Entre las principales desventajas tenemos. a) falta de seguridad con la existencia del viento debido a cambios climáticos; b) la velocidad no puede exceder un límite; c) incide en un impacto medioambiental, d) la construcción ocupa grandes espacios de terreno; e) Dificultad para la planificación, donde existe una dificultad intrínseca para poder planificar la energía eólica disponible con antelación, dado que los sistemas eléctricos son operados calculando la generación con un día de antelación en vista del consumo previsto; f) Plazo de desarrollo, desde que un promotor empieza a construir un parque eólico hasta que éste inicia su vertido de energía a la red eléctrica pueden pasar 5 años.

Además es importante detallar que:

- Variabilidad. Es necesario suplir la disminución de tensión eólicas de forma instantánea -aumentando la producción de las centrales térmicas-, pues de no hacerse así se podrían producir apagones.

- Almacenamiento imposible. La energía eléctrica producida no es almacenable.

Necesidad de infraestructuras. Los parques eólicos suelen situarse en zonas apartadas o en el mar, lejos de los puntos de consumo, y para transportar la energía eléctrica se requieren torres de alta tensión y cables de gran capacidad que pueden salvar importantes distancias y causan impacto en el paisaje. En este proceso, además, suele perderse energía.

- Vulnerabilidad a los huecos de tensión. Uno de los mayores inconvenientes de los aerogeneradores es el llamado 'huevo de tensión' (reducción brusca de la tensión en una fase de la red eléctrica, seguida de una vuelta a los valores normales, todo ello en milisegundos). Las protecciones de los aerogeneradores con motores de jaula de ardilla se desconectan de la red para evitar ser dañados y, por tanto, provocan falta de suministro.

- Demasiado viento no ayuda. Si el viento sobrepasa las especificaciones técnicas de diseño del aerogenerador, es necesario desconectar ese circuito de la red o cambiar la inclinación de las aspas para que dejen de girar, puesto que con viento de altas velocidades la estructura puede resultar dañada. La producción eléctrica desciende y afecta a la planificación de producción eléctrica prevista.

Impacto medioambiental. Los parques eólicos suelen ocupar grandes espacios y se localizan en paisajes naturales transformando el paisaje original. Es necesario realizar estudios de impacto ambiental previos para evitar que perjudiquen las aves migratorias o al paisaje. Al margen de estas desventajas de la energía eólica, hay que tener en cuenta que ninguna forma de producción de energía tiene el potencial de cubrir toda la demanda y la

producción energética basada en renovables, por lo que su aportación a la red eléctrica es positiva.

2.10 Análisis de las variables físicas.

Para determinar la potencia del viento es necesario conocer el módulo y su ángulo. Las unidades del módulo, el metro y el segundo (m/s), o el kilómetro y la hora (km/h). Debido a la navegación también se utiliza el nudo, que equivale a una milla náutica por hora o 1,852 km/h. La dirección del viento, en meteorología, se mide en grados sexagesimales, pero el criterio empleado es diferente del matemático habitual.

Además del viento medio, es fundamental para la caracterización del mismo el conocimiento de las direcciones en las que se distribuye en una ubicación concreta. En el caso de los estudios para la ubicación de un parque eólico, este factor es especialmente crítico, puesto que condiciona su diseño. En Meteorología, se suele representar la distribución del viento con un gráfico polar denominado rosa de viento.

Velocidad del viento.

Esta velocidad del viento se la mide con la componente horizontal del desplazamiento del aire en un punto y en un determinado tiempo determinado, esta se la mide con un aparato denominado anemómetro y su unidad de medida es m/seg. Para mediciones del viento en relación a las alturas, el caso del Atlas Eólico las alturas establecidas son 10 m, 25 m, 50 m, 75 m, 100 m, 125 m y 150 m., respectivamente.

Densidad del aire.

Se conoce a la densidad del aire como la masa que se encuentra por unidad de volumen en los gases atmosféricos. La notación que se le asigna es la de ρ , que es la letra griega rho. Lo que se refiere a la densidad del aire va a depender tanto de la temperatura como también de la presión que tenga el aire. Por lo normal se da el valor a la densidad del aire en cuanto a la temperatura y la presión que sea estándar.

En otras palabras podemos establecer que la densidad del aire o

también denominada densidad atmosférica (density alttude) es la masa por unidad de volumen de la atmosfera de la tierra, esta densidad del aire disminuye cuando aumenta la altitud, cuando se tiene un día caluroso a grande altura o en un día húmedo, resulta que el aire es menos denso. Para estimación de la densidad en energías eólicas haciendo uso de la velocidad del viento y la densidad (esto en escala horaria), tenemos que la ley general de los gases del aire se utiliza para derivar los valores de densidad, a partir de los parámetros de presión y temperatura.

Para calcular el valor de la densidad se establecen las siguientes ecuaciones en la normativa IEC-61400-12-1 [Ref 14], i.e.:

En donde:

(1)

$$\rho = \frac{B}{R_0 \cdot T}$$

B es la presión atmosférica [Pa];

T es la temperatura absoluta [K];

R₀ es la constante de los gases en el aire seco [287.05 J/kg·K]

Densidad de la potencia del viento (Potencial eólico).

El potencial eólico es la potencia en área de un metro cuadrado contenida en el viento y puede ser capturada por un aerogenerador.

También denominada potencia disponible, la cual nos determina la cantidad de potencia eólica por metro cuadrado de flujo de viento la cual puede esperarse en este desplazamiento de manera particular, es decir que cada velocidad dl viento en particular contribuye con la cantidad total de la potencia disponible por metro cuadrado, y se calcula para cada punto del Atlas Eólico según la expresión siguiente:

En donde:

(2)

$$\frac{P}{A} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3$$

P es la potencia [W];

A es el área [m²];

ρ es la densidad del aire [kg/m³];

v es la velocidad media en dicho punto [m/s].

Fundamentado en la densidad de la potencia del viento, se tiene una clasificación de la densidad de potencia del viento, conforme al cuadro siguiente:

Clase de potencia del viento	Clasificación del potencial del recurso	Densidad de potencia (W/m ²)
1	Pobre	0-200
2	Escaso	200-300
3	Moderado	300-400
4	Bueno	400-500
5	Excelente 1	500-600
6	Excelente 2	600-800

Tabla 2. 3 Clasificación de las potencias de viento

Fuente: Autor

Dirección del viento.

En la rosa de viento se divide el círculo en un número de sectores múltiplo de cuatro, debido a los puntos cardinales, y se muestra el tanto por ciento del tiempo en el que el viento sopla en cada uno de estos sectores. Conviene recordar que la dirección del viento es siempre la dirección desde la que viene el mismo, no hacia donde va (Burgos & Aldana, 2016).

Para aplicaciones en energía eólica, aunque la rosa habitual es también útil, es tanto o más interesante considerar una modificación de la misma.

Además de la frecuencia con que el viento sopla en una dirección, lo que interesa en este caso es la energía del mismo en las diferentes direcciones. Por ello se suelen representar en colores diferentes sobre un mismo círculo las dos magnitudes; la frecuencia temporal y la fracción de energía en cada uno de los sectores, como se puede observar en la figura.

Otra propiedad es el perfil vertical de viento que significa la variación de la velocidad del viento horizontal con la altura sobre el suelo. Para terrenos con orografía simple y en condiciones de estabilidad neutra, el perfil logarítmico proporciona una buena aproximación al perfil vertical.

En la aplicación del sistema Web-GIS, la cual proporciona los valores de la dirección el viento como una distribución en frecuencias por sector, en donde esto se hace dividiendo la dirección del viento en 16 sectores de 22.5° centrados en el norte, es decir agrupando los valores de dirección del viento en intervalos de -11.25° a 11.25° , de 11.25° a 33.75° etcétera. La distribución de la dirección del viento se presenta en %.

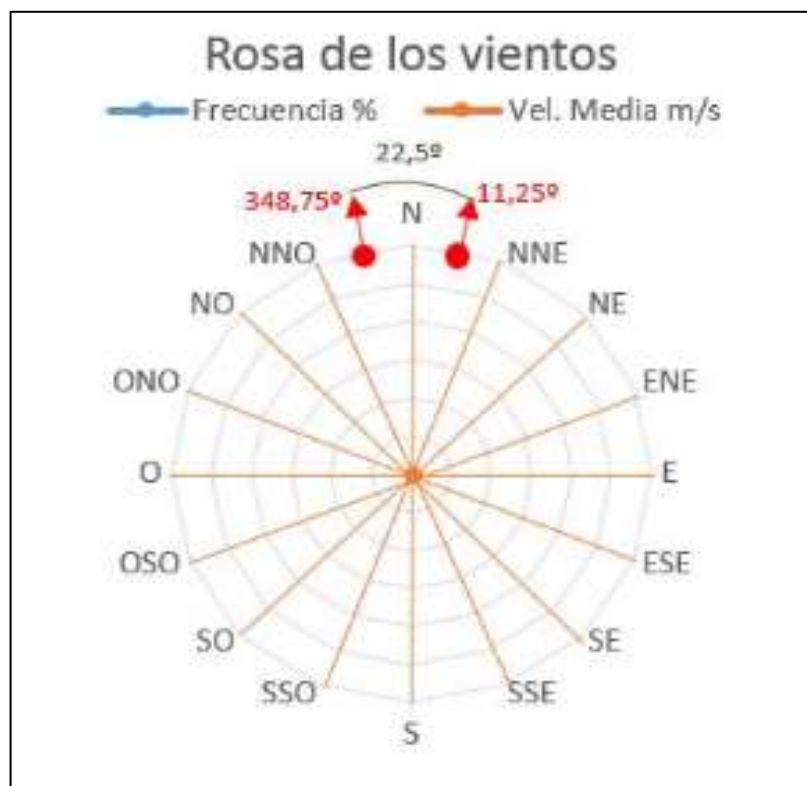


Figura 2.7 Rosa de los vientos

Fuente: <https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00367.pdf>

2.11 Distribución en frecuencias de la velocidad del viento y parámetros de Weibull.

La velocidad del viento cambia de manera continua, siendo necesario irlo describiendo de manera estadística con funciones matemáticas y en una tabla de valores discretos, siendo conveniente establecer un modelo de las frecuencias de las velocidades del viento como un histograma en porcentaje, la a distribución de frecuencias de la velocidad del viento se obtiene por el “binado” en intervalos (bines) de 1 m/seg.; esto es agrupando en intervalos de velocidad de 1 m/s de anchura (desde 0 m/s a 1 m/s, de 1 m/s a 2 m/s y así sucesivamente) (olade.org, 2016). La distribución en frecuencias del viento, se puede aproximar a una distribución de Weibull la cual se muestra con la siguiente expresión:

En donde:

$$f(U) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{U}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{U}{c}\right)^k\right] \quad (3)$$

U es la velocidad del viento [m/s];

k es el factor de escala de la distribución,

c es el factor de forma de la distribución [m/s].

Sobre la base de la distribución en frecuencias de la velocidad del viento, los parámetros de la distribución de Weibull se calculan utilizando el método de la máxima verosimilitud, el cual consiste en un método muy utilizado en la práctica puesto que proporciona estimadores consistentes y normalmente distribuidos para muestras grandes, tal como se detalla en el siguiente Histograma de velocidades con parámetros de Wibell:

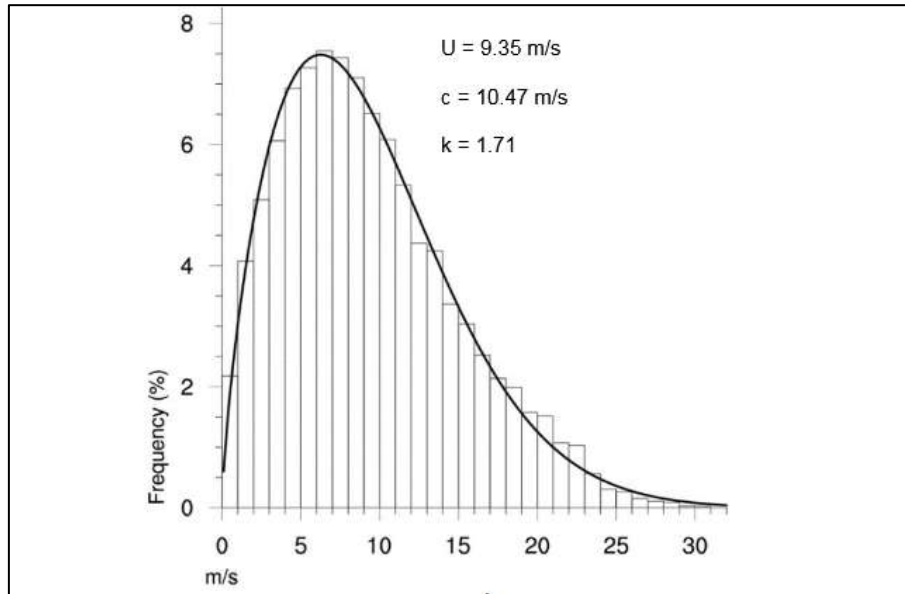


Figura 2. 8 Histograma de velocidades con parámetros de Weibull

Fuente: <https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00367.pdf>

2.12 Curva de Potencia vs velocidad de viento.

La curva de potencia de un aerogenerador representa la potencia eléctrica teóricamente producida por el aerogenerador a diferentes velocidades del viento, están basadas en mediciones de laboratorio o de zonas de experimentación con baja turbulencia, con dirección de cara al viento (windpower, 2020).

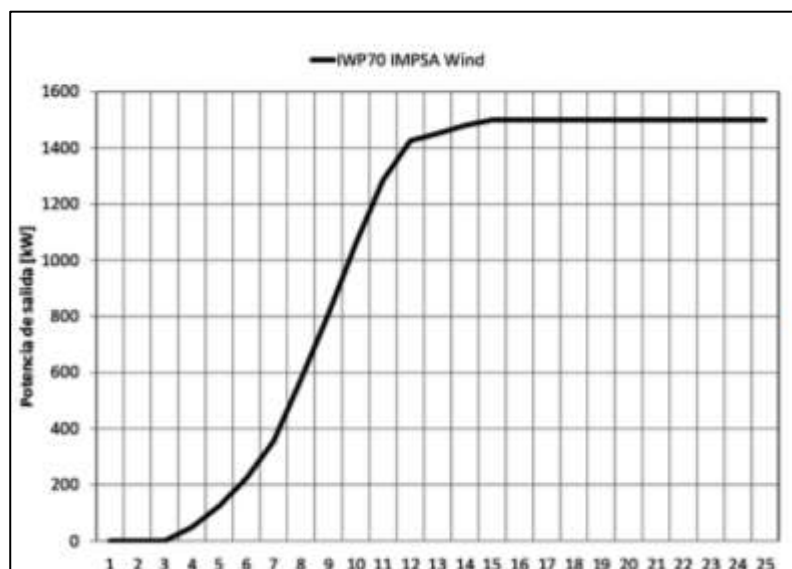


Figura 2. 9 Histograma de velocidades con parámetros de Weibull

Fuente: <https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00367.pdf>

2.13 Producción anual esperada.

En la aplicación del Atlas Eólico se integra un modelo genérico a la curva de potencia de un aerogenerador de 3 MW, y viene en función de la velocidad media del emplazamiento, y de acuerdo a la normativa IEC-61400-1 (Ediciones 2 y 3) se tiene los siguientes resultados:

Velocidad media anual del emplazamiento	Clase de curva de potencia empleada
8.5 m/s <V med	Clase I
7.5 <V med <= 8.5 m/s	Clase II
V med <= 7.5 m/s	Clase III

Tabla 2. 4 Clase de emplazamiento empleadas en aplicación Web-Gis

Fuente: Autor

Para la producción anual esperada que se calcula la normativa IEC-61400-12-1, y en donde se aplica la curva de potencia a la distribución de frecuencia de velocidad de viento en cada punto, tenemos las siguientes expresiones.

$$AEP = N_h \sum_{i=1}^N [F(V_i) - F(V_{i-1})] \cdot \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2} \right) \quad (4)$$

$$F(V) = 1 - \exp \left[-\frac{\pi}{4} \cdot \left(\frac{V}{V_{AVE}} \right)^k \right] \quad (5)$$

En donde:

AEP es la producción anual de energía;

Nh es el número de horas en un año (≈ 8760);

N es el número de bins.

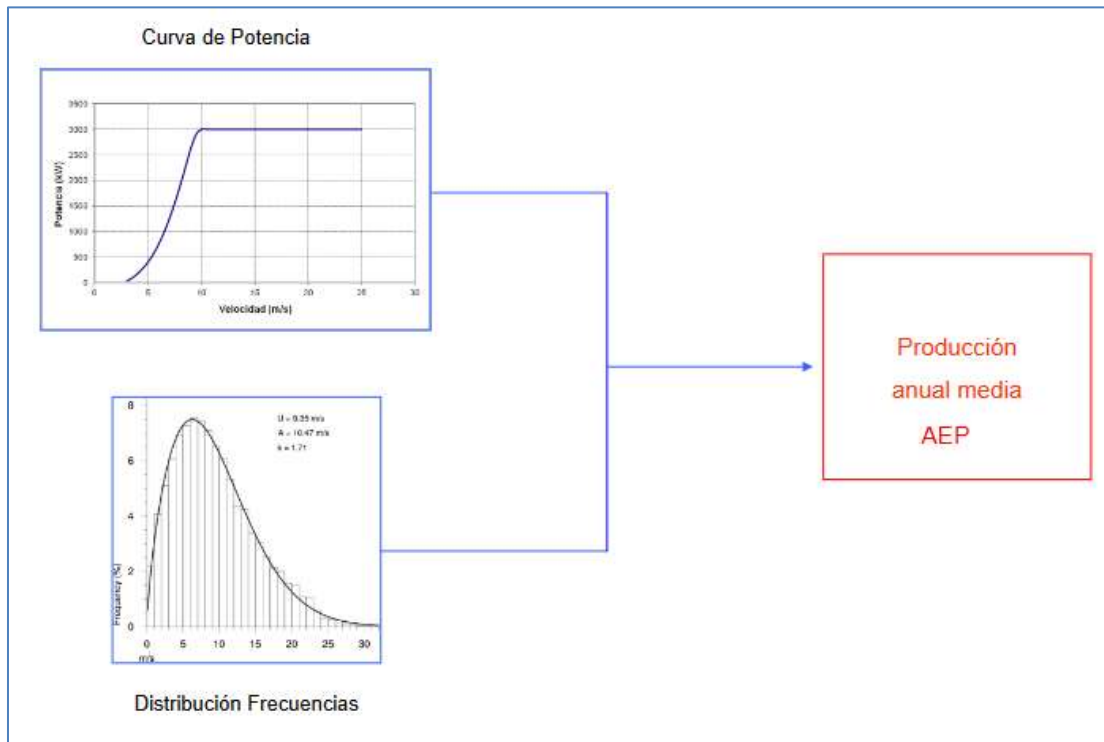


Figura 2. 10 Histograma de velocidades con parámetros de Weibull

Fuente: <https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00367.pdf>

V_i es la velocidad del viento normalizada y promediada en el bin i . P_i es la potencia normalizada y promediada en el bin i ; donde $F(V)$ es la función de distribución de probabilidad acumulada de Weibull para velocidad del viento VAVE es la velocidad media anual a altura de buje. V es la velocidad del viento. k es el parámetro de forma de la distribución de Weibull.

En este caso, la aplicación Web-GIS proporciona un valor de k específico para cada punto del Atlas Eólico. Es decir, tenemos que la suma se inicia poniendo V_{i-1} igual a $V_i - 0.5$ m/s y P_{i-1} igual a 0.0 kW (esto es iniciando el primer bin de la curva en 0). En la figura siguiente se muestra un esquema del cálculo de la producción:

2.14 Ley de Betz

La energía eólica es la energía cinética del viento, la potencia eólica

extraída o captada del viento por el rotor de la máquina se conoce como Potencia Eólica Aprovechada (Pa). El rendimiento de conversión se describe por un Coeficiente de Potencia (Cp) definido como la relación entre la potencia aprovechada y la disponible (Cp=Pa/Pd). Es la fracción de la energía cinética del viento convertida en energía cinética de rotación en el rotor del aerogenerador.

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3 \cdot \pi \cdot r^2 \quad (6)$$

Existe un límite superior para la potencia eólica aprovechada, según el cual ningún aerogenerador puede extraer del viento una potencia superior a la fijada por este límite. Este es el definido por la Teoría de Betz y, aunque este teorema se demuestra para máquinas de eje horizontal (tipo hélice), sus conclusiones son aplicables a las de eje vertical. De hecho, el rendimiento de estas últimas se acostumbra a referir a la potencia máxima aprovechada dada por el límite de Betz. Para calcular cuándo tendremos máxima potencia mecánica, derivamos e igualamos a cero:

$$\frac{dP_m}{da} = 2 \cdot \rho \cdot S \cdot V_1^3 \cdot (1 - 4a + 3a^2) = 0 \quad (7)$$

Este valor, es el máximo valor de la potencia contenida en el tupo de corriente del aire que es capaz de extraer el rotor de una aeroturbina, se puede determinar que una turbina eólica puede transformar en energía mecánica como máximo del 59,26 % de la energía cinética del viento, la cual incide sobre ella. La teoría de Betz es una simplificación ya que no tiene presente algunos aspectos existentes en la práctica como resistencia aerodinámica de las palas, pérdida de energía por turbulencia de la estela, la compresibilidad del aire y la propia interferencia entre las palas.

Esta teoría es sólo una aproximación al problema de determinar la potencia que puede obtenerse de una eólica de eje horizontal, pero es útil para establecer un límite superior para el coeficiente de potencia Cp (rendimiento de conversión de potencia eólica-mecánica un aerogenerador).

2.15 Modelos para el cálculo del potencial eólico.

Los modelos convencionales de flujo de viento son poco precisos ante regímenes de viento muy variables, e incluso en zonas de terreno moderadamente complejo, su exactitud decae sustancialmente con la distancia a la torre de observación más cercana. Las técnicas de modelización meso escalares y micro escalares ofrecen una solución muy efectiva a todos estos problemas.

Combinando la utilización de un sofisticado, el cual es un modelo diseñado para la simulación atmosférica, que permite hacer reproducir los comportamientos de patrones de viento a gran escala, se pueden llevar a cabo estudios del potencial eólico en regiones extensas con un nivel de detalle imposible de alcanzar en el pasado.

Además, hay que remarcar que no son necesarios datos de viento de entrada para conseguir resultados razonablemente precisos, a pesar de que los datos de torres meteorológicas son imprescindibles para confirmar el potencial eólico previsto en un punto concreto. La modelización atmosférica mesoescalar y micro escalar reduce notablemente el coste y el tiempo necesarios para identificar y evaluar regiones potencialmente prometedoras para la implantación de proyectos eólicos.

En la mayoría de los proyectos de diseño de parques eólicos, se ha empleado el sistema MesoMap, que consiste en una integración de modelos de simulación de la atmósfera, bases de datos, estaciones de trabajo y unidades de disco de gran capacidad. En el corazón de MesoMap está el MASS (Mesoscale Atmospheric Simulation System), un modelo físico-matemático que simula el comportamiento de la atmósfera a mesoescala.

El modelo MASS se acopla a un modelo de microescala simplificado de flujo de viento, WindMap, que se utiliza para refinar la resolución espacial del MASS y para incluir los efectos locales de la rugosidad y la orografía. El MASS simula las condiciones atmosféricas sobre la región de interés para un total de 366 días elegidos de forma aleatoria de un total de 15 años.

2.16 Metodología de la investigación.

El diseño óptimo de parques eólicos comprende con la obtención del máximo rendimiento considerando el criterio económico. Para su evaluación se propone, primeramente un modelo de evaluación de la energía producida y, por otro lado, un modelo de costes detallado, tanto de los costes de inversión como de operación.

Se ha tomado en consideración en el diseño de parques eólicos dos aspectos: primero es el posicionamiento de los aerogeneradores y el diseño óptimo de la instalación eléctrica. Este planteamiento tiene un doble soporte, por un lado, el peso económico de dicha instalación eléctrica que comprende, típicamente, entre 10 y 25 % del coste total del parque eólico; por otro lado, el problema de diseño óptimo de la instalación eléctrica es un problema relativamente complejo (como consecuencia de las condiciones de no derivabilidad y discontinuidad de la función objetivo).

Sin embargo, en la práctica, el diseño de dicha instalación afecta a las posiciones de los aerogeneradores y, por tanto, al diseño óptimo del parque eólico. Por ello, en este trabajo se propone una herramienta que permite abordar el problema de forma integral realizando conjuntamente la optimización tanto del problema de posicionamiento como de la instalación eléctrica óptima. Los modelos y metodologías propuestos se han analizado sobre un conjunto de casos de estudio que permitirán poner de manifiesto la aptitud de las herramientas desarrolladas para acometer el diseño óptimo de parques eólicos terrestres.

CAPITULO 3

DIAGNOSTICO Y ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD

3.1 Factores que inciden en el diseño.

Los factores que inciden en el diseño de un parque eólico están relacionadas con áreas de la ingeniería, economía, medio ambiente y normativas. En el momento de tomar a la decisión de ubicar el emplazamiento de un parque eólico es importante considerar estos factores que influyen para la evaluación de la aptitud técnica y económica del proyecto, el primero considera las variables de las condiciones de viento, es el principal factor que tiene más peso sobre el comportamiento económico del proyecto. En todo caso los valores promedio de intensidad del viento tienen que ser lo suficientemente elevados con el fin de asegurar viabilidad económica del parque eólico.

También se debe considerar la orografía del terreno y así como la existencia de cierto tipo de obstáculos ya que originan turbulencias que pueden afectar a la producción de las turbinas.

Con respecto a la disponibilidad y accesibilidad del emplazamiento, este debe tener suficiente espacio para la compactación esperada de las turbinas adecuado, para que el efecto de las estelas entre turbinas no sea excesivo y, al mismo tiempo, la distancia entre aerogeneradores no sea muy elevada afectando negativamente a costes como la instalación eléctrica, pérdidas eléctricas en el sistema y costes de operación y mantenimiento.

Lo relacionado con los elementos medioambientales, su impacto en la implantación de un parque eólico debe ser lo más reducido posible, teniendo presente diversos factores como zonas de paso de aves migratorias, presencia de núcleos cercanos de población, etc.

De igual manera el acceso a la red de transporte y distribución de energía eléctrica también es un factor clave, pues la interconexión del parque eólico con la red de transporte resulta un factor clave en la ubicación de un parque eólico. Ya que, por un lado, la distancia al punto desconexión tendrá una fuerte

influencia sobre la inversión inicial a realizar y, por otro lado, es necesario evaluar la viabilidad técnica de dicha conexión en términos de límite de potencia admitido por la línea de evacuación y estabilidad del sistema.

Estos factores son los más importantes, pero no los únicos a considerar. También es preciso que el terreno tenga una elevada capacidad portante, baja actividad, que la zona no sea propensa a la presencia de huracanes u otras catástrofes naturales.

3.2 Evaluación económica de un parque eólico.

La presente investigación tiene como principal objetivo optimizar el diseño de un parque eólico de acuerdo con un criterio económico. Para lo cual se considera aspectos como el modelo de producción del parque eólico, costes de obra civil, instalación, transporte e instalación eléctrica.

Para lo cual se emplea un criterio ampliamente utilizado en los proyectos de inversión que es el criterio de máximo Valor Actual Neto (VAN). El cual consiste en actualizar al momento inicial todos los flujos de caja existentes durante el tiempo de vida útil del proyecto. La expresión general empleada para su cálculo es:

$$VAN = -I_0 + \sum_{k=1}^{IT} \frac{FC_k}{(1+i)^k} \quad (8)$$

El índice TV representa el periodo de vida útil del parque eólico en años, i la tasa de interés o depreciación anual del dinero y FC_k es el flujo de caja hasta el año k -ésimo. Desarrollando la expresión general para un caso particular se tiene.

$$VAN(x) = -I_{PE}(x) - C_D(x) + V_R(x) + C_{I\&T}(x) + \sum_{k=1}^{TV} \frac{Energía(x) p_{kWh} (1 + \Delta p_{kWh})^{k+1} - C_{OM}(x) (1 + \Delta C_{OM})^{k+1}}{(1+i)^k} \quad (9)$$

Donde x representa la configuración de turbinas (modelo, altura y

localización geográfica, $I_{PE}(x)$ es la inversión inicial, $CD(x)$ y $VR(x)$ son, respectivamente, el coste actualizado de los gastos de desmantelamiento y el valor residual actualizado por venta de los activos del parque, una vez agotada la vida útil; $CI\&T(x)$ son los costes de instalación y transporte de los aerogeneradores que componen el parque eólico.

Energía(x) es la cantidad neta anual de energía eléctrica vendida, p_{kWh} es su precio de venta, Δp_{kWh} es su incremento anual, $COM(x)$ representa los costes anuales de operación y mantenimiento y ΔCOM es su incremento anual.

Esto significa que la inversión necesaria para el funcionamiento de un parque eólico puede dividirse en tres tipos de inversiones.

- Inversión en aerogeneradores.
- Inversión en obra civil.
- Inversión en instalación eléctrica.

Por lo tanto adquirir las turbinas tiene mayor relevancia en el momento de la inversión inicial, lo cual depende únicamente del modelo de aerogenerador empleado como también de la cantidad de turbinas a instalar en el parque eólico.

En lo que respecta a la inversión en obra civil se conoce que está de acuerdo con los costes de transporte e instalación, costes de cimentación y de la ejecución de los caminos de acceso auxiliares. La obra civil tiene una doble influencia sobre el problema de diseño óptimo de un parque eólico.

Por un lado, el número de turbinas contenidas en la solución óptima estará condicionado por los costes de cimentación y, en menor medida, por los costes de transporte, instalación y caminos de acceso auxiliares. Por otro lado, la separación media entre los aerogeneradores y grado de compacidad del parque eólico estará influenciado por los costes de construcción de los caminos de acceso auxiliares.

El diseño de la instalación eléctrica depende de diversos factores como la potencia nominal de los aerogeneradores, energía producida, costes de los equipos, distancia al punto de conexión, etc. La instalación eléctrica afectará

principalmente a la separación media entre aerogeneradores y el grado de compacidad del parque eólico, ya que una disposición de parque eólico con los aerogeneradores excesivamente separados implicaría una mayor inversión a realizar en la instalación eléctrica de distribución y las pérdidas eléctricas en dicha instalación también serían mayores.

Finalmente, la energía generada por el parque eólico está relacionada con condiciones de viento que existen en el emplazamiento, al número de turbinas de la planta, así como a las posiciones relativas entre aerogeneradores, que condicionarán las pérdidas de producción como consecuencia de las estelas.

En cuanto a la inversión inicial del parque eólico, IPE, se puede determinar como la suma del coste de adquisición de los aerogeneradores, IAE, más el coste de la obra civil, IOC, costes de transporte e instalación, II&T, y, finalmente, costes de la instalación eléctrica, IIE, calculada según la ecuación.

$$I_{PE} = I_{AE} + I_{OC} + I_{I\&T} + I_{IE} \quad (10)$$

Inversión en aerogeneradores: La inversión total en los aerogeneradores de un parque corresponde a la suma de los costes de adquisición, CAEj, de cada una de las Nt turbinas.

$$I_{AE} = \sum_{j=1}^{N_t} C_{AEj} \quad (11)$$

Inversión en obra civil Los costes de obra civil está compuesto, de forma mayoritaria, por los costes de cimentación de cada máquina, ICim, y los costes de ejecución de los caminos auxiliares de acceso que comunican desde el camino principal hasta las ubicaciones finales de los aerogeneradores, IAcc.

$$I_{OC} = I_{Cim} + I_{Acc} \quad (12)$$

Los costes de realización de los caminos auxiliares de acceso que deben comunicar las posiciones de las turbinas con los caminos principales o carreteras de acceso se componen de las actividades de desbroce, relleno y compactación de los viales. Estos costes pueden considerarse directamente proporcionales a la longitud total de los mismos.

Pero la longitud total de los caminos auxiliares es, a priori, desconocida ya que el trazado óptimo que comunica cada aerogenerador con el camino principal es un problema de similares características al problema de optimización de la instalación eléctrica de distribución. Dicho problema se ha resuelto empleando el algoritmo de Prim, que permite calcular el árbol recubridor de mínimo coste (en este caso, mínima longitud) en grafos no conexos.

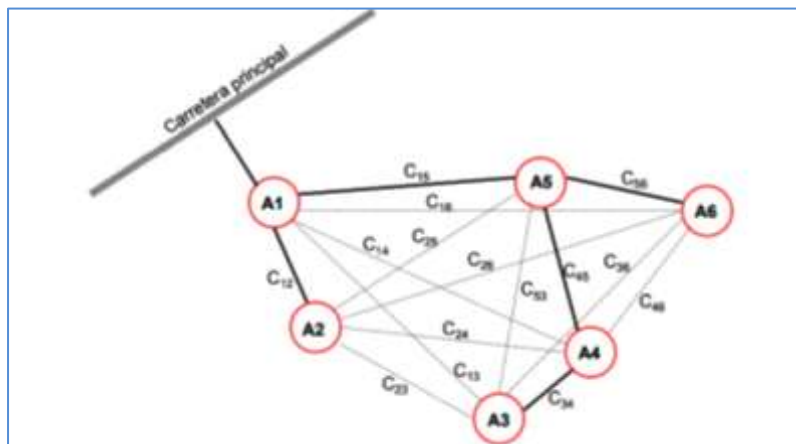


Figura 3. 1 Red mínima conexa

Fuente: autor

Para realizar el cálculo del camino mínimo entre dos puntos se empleará el algoritmo de Dijkstra. Dicho algoritmo permite obtener el camino más corto entre dos puntos de un grafo en el que los pesos o costes de las aristas (en este caso, las distancias entre celdas) toman valores no negativos.

Costes de instalación y transporte Los costes de transporte de la góndola, los alabes y tramos de torre, así como la parte correspondiente a su montaje para el aerogenerador i -ésimo, $CI\&T$.

Costes de la infraestructura eléctrica El cálculo de la inversión necesaria en instalación eléctrica merece especial atención, ya que el problema de diseño óptimo de dicha instalación es, también, un problema complejo de resolver desde un punto de vista matemático. La infraestructura eléctrica de un parque eólico está compuesta fundamentalmente por tres partes:

- Instalación de distribución o colectora en media tensión.
- Subestaciones.
- Instalación de enlace en alta tensión con la línea de evacuación.

$$C'_{IE} = I_{MT} + I_{SB} + I_{AT} + \sum_{k=1}^L \frac{((EP_{MT}(k) + EP_{SB}(k) + EP_{AT}(k)) \cdot p_{kWh}(k))^{k+1}}{(1+r)^k} \quad (13)$$

En la maximización del VAN del parque eólico. Se debe determinar la configuración, x , de dicho parque eólico que puede estar sujeta a una serie de restricciones. Las cuatro primeras restricciones mostradas en la formulación hacen referencia a los valores mínimos y máximos que pueden tomar cada una de las variables de diseño del problema.

De esta forma, X_{min} y X_{max} indican los valores mínimos y máximos (determinado por los extremos occidental y oriental del terreno) que puede tomar la coordenada X , para cada uno de los aerogeneradores. Y_{min} y Y_{max} son, respectivamente, los límites mínimos y máximos para la coordenada geográfica Y (establecidos por los extremos meridional y septentrional de la parcela). T_{min} y T_{max} son los límites de la variable que codifica el tipo de aerogenerador a instalar.

El valor mínimo es la unidad, ya que es necesario tener en cuenta, al menos, un aerogenerador durante el proceso de optimización y el valor máximo es determinado por el número de tipos de aerogeneradores introducido en la base de datos considerada para el caso bajo estudio. $H_{min}(Tk)$ y $H_{max}(Tk)$ son, respectivamente, los límites mínimo y máximo de

la altura de la torre para las turbinas de tipo Tk.

El conjunto $[X,Y]$ ZP representa las coordenadas geográficas de las celdas correspondientes a zonas prohibidas. Por tanto, la quinta restricción impide la ubicación de aerogeneradores en celdas no permitidas. La sexta restricción tiene como objetivo evitar la ubicación de aerogeneradores demasiado próximos entre sí. La distancia mínima de seguridad a la que pueden situarse dos aerogeneradores viene determinada por el valor de la variable d_{min} .

La séptima restricción hace referencia al límite máximo de inversión, I_{max} , que el promotor del proyecto está dispuesto a asumir. La siguiente restricción controla el valor máximo de potencia eólica nominal a instalar en el conjunto total del parque eólico, P_{no} al min . Dicha potencia total puede ser limitada debido a razones legislativas, o bien a razones técnicas, como la capacidad máxima de transporte de las líneas de transmisión disponibles. Finalmente, la novena restricción hace referencia al número máximo de aerogeneradores a instalar en el parque eólico.

3.3 OWECOP (Offshore Wind Energy Cost and Potential).

Es una aplicación informática, que fue desarrollado por el Centro de Investigación Energética de los Países Bajos. Utiliza una base de datos de información geográfica, con propiedades relevantes de la zona de aguas, la velocidad del viento ambiental, dimensiones de la altura de las olas, la profundidad al lecho marino y la distancia a la costa. También incorpora un programa de hoja de cálculo de Excel para determinar los costes de la turbina y la torre, los cimientos, la conexión eléctrica, la instalación y el transporte.

Se define el CAPEX en un proyecto de parque eólico offshore como todos los gastos asociados con el desarrollo de parques eólicos, el despliegue y la puesta en marcha hasta el momento de la emisión de un certificado de recepción. Es decir, no se incluye el coste del mantenimiento ni el de operaciones realizadas después de la instalación.

3.4 Energía anual que genera un parque eólico.

La energía anual que genera un parque eólico depende de la información del comportamiento del viento de acuerdo con la velocidad, frecuencia y dirección

Existen tres fuentes primarias de datos de viento: medidas en el emplazamiento, red de estaciones meteorológicas y modelos numéricos. El primer concepto consiste en la implantación de diferentes instrumentos de medida de la velocidad y dirección del viento en el emplazamiento como: anemómetros sobre torres o sensores (SODAR basados en ondas sonoras y LIDAR basado en pulsos de luz láser).

Los datos captados de las estaciones meteorológicas, son una fuente valiosa de información sobre el comportamiento estadístico del viento a largo plazo, pero por lo general la altura de medición es relativamente baja (entre 6 y 10 m) y además no suele estar disponible una información detallada sobre la calidad de las medidas y su incertidumbre.

Finalmente, la tercera fuente primaria de datos meteorológicos es el denominado re análisis de datos a largo plazo llevados a cabo por diferentes centros de investigación atmosférica para reproducir el comportamiento climático en horizontes temporales superiores a 50 años. La dirección del viento, se la puede determinar con la rosa de los vientos, la cual permite discretizar por medio de sectores las posibles direcciones de procedencia de la dirección del viento. Cada sector le corresponde una probabilidad de ocurrencia que indicará la frecuencia con la que el viento procede de una dirección comprendida entre los ángulos límites de dicho sector. Por lo general se dividen en 8, 12 ó 16 sectores en función de la precisión con la que se realice el estudio.

Para determinar la energía es importante emplear la curva de potencia correctamente y relacionarlo con la distribución de Weibull. Se lo puede realizar matemáticamente o con la ayuda de diferentes aplicaciones una de las más utilizada online es la disponible en el sitio web de Danish wind industry association. En donde se ingresa valores relacionados con los datos del

emplazamiento desde temperatura, mts del buje, presión etc.

CALCULATOR

Datos del emplazamiento Selección de los datos del emplazamiento ▾

Datos de densidad del aire
 °C temp a m de altitud (= kPa de presión) kg/m³ de densidad

Datos de distribución del viento en el emplazamiento
 parámetro de forma de Weibull
 m/s de velocidad media del viento = parámetro de escala de Weibull
 m de altura, Longitud de rugosidad m = clase de rugosidad ▾

Datos del aerogenerador Bonus 1300/62 ▾ kW
 m/s de velocidad de conexión, m/s de velocidad de corte
 m de diámetro de rotor, m de altura de buje Alturas std ▾

Nota: la altura del buje difiere de la altura de medición del

Calcular
Volver al ejemplo
Densidad de potencia
Curva de potencia

Coeficiente de potencia

<p>Resultados de la potencia de salida en el emplazamiento</p> <p>Potencia de entrada* <input type="text" value="457"/> W/m² de área de rotor</p> <p>Max. potencia de entrada a* <input type="text" value="12.7"/> m/s velocidad media del viento a la altura del buje* <input type="text" value="6.5"/> m/s</p>	<p>Resultados de la potencia de salida de la turbina</p> <p>Potencia de salida* <input type="text" value="114"/> W/m² de área de rotor</p> <p>Energía producida* <input type="text" value="999"/> kWh/m²/año</p> <p>Energía producida* <input type="text" value="3017030"/> kWh/año</p> <p>Factor de carga* <input type="text" value="26"/> por ciento</p>
---	--

Tabla 3.1 Resultados del calculador de potencia de un aerogenerador

Fuente: [http://drømstørre.dk/wp-content/wind/miller/windpower% 20web/es/tour/wres](http://drømstørre.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wres)

m/s.....kW		Curva de potencia del aerogenerador		m/s.....kW	
1	0	11	928.7	21	1300
2	0	12	1072.2	22	1300
3	0	13	1183.1	23	1300
4	32.1	14	1250.1	24	1300
5	91.6	15	1281.7	25	1300
6	172.5	16	1294	26	0
7	291.2	17	1298.2	27	0
8	439.3	18	1299.5	28	0
9	604.3	19	1299.8	29	0
10	770.6	20	1300	30	0

Tabla 3.2 Resultados de la curva de potencia del aerogenerador

Fuente: [http://drømstørre.dk/wp-content/wind/miller/windpower% 20web/es/tour/wres](http://drømstørre.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wres)

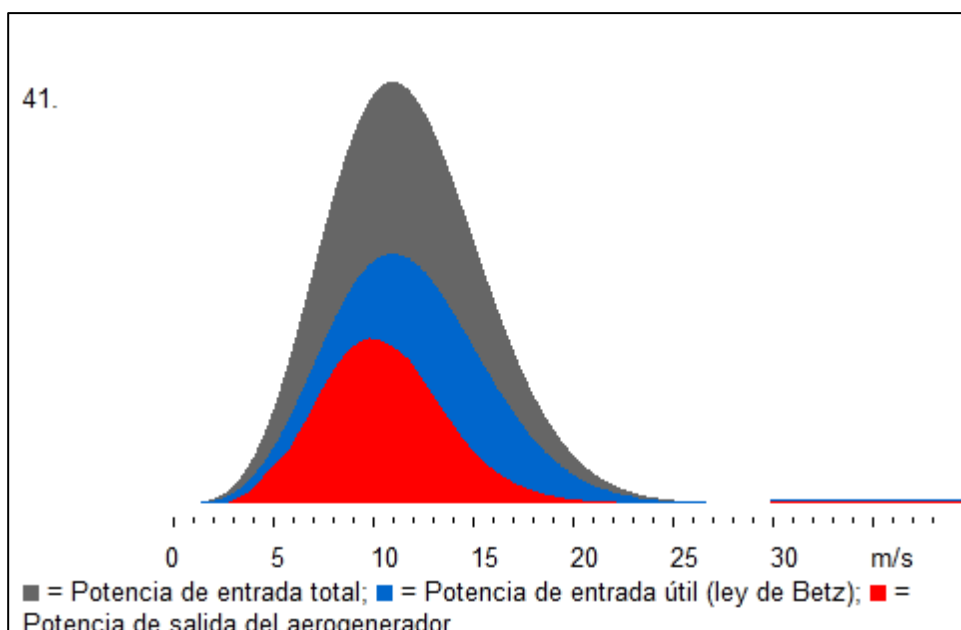


Figura 3. 2 Grafico de las potencias del aerogenerador

Fuente: [http://drømstørre.dk/wp-content/wind/miller/windpower% 20web/es/tour/wres/annu.h tm](http://drømstørre.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/wres/annu.htm)

El color gris indicado en el área bajo la curva (a lo largo del eje horizontal) nos permite conocer la cantidad de la potencia eólica por cada metro cuadrado de flujo del viento que puede esperarse en este emplazamiento.

Para un caso particular como ejemplo se tiene una velocidad del viento media con un valor de 7 m/s y un Weibull $k = 2$, representa 402 W/m^2 , es importante tener en cuenta que esta potencia es casi el doble de la obtenida cuando el viento sopla constantemente a la velocidad media.

En el gráfico 3.2 consta de cierto número de columnas estrechas, una para cada intervalo de valor de $0,1 \text{ m/s}$ de la velocidad del viento. La altura de cada columna es la potencia (número de vatios por metro cuadrado), es decir con la que cada velocidad del viento en particular contribuye en la cantidad total de potencia disponible por metro cuadrado. Se representa que el área bajo la curva azul indica qué cantidad de potencia puede ser teóricamente convertida en potencia mecánica (según la ley de Betz, será $16/27$ de la potencia total del viento).

El área total definida bajo la curva roja indica la cantidad de potencia eléctrica que el aerogenerador producirá en dicho emplazamiento. Esto nos indica que la mayor parte de la energía eólica se encontrará a velocidades por arriba de la velocidad media del viento (promedio).

Velocidad de conexión.

Por lo general los aerogeneradores están elaborados para empezar a girar a velocidades de alrededor de entre 3 y 5 m/s . lo cual se conoce como velocidad de conexión.

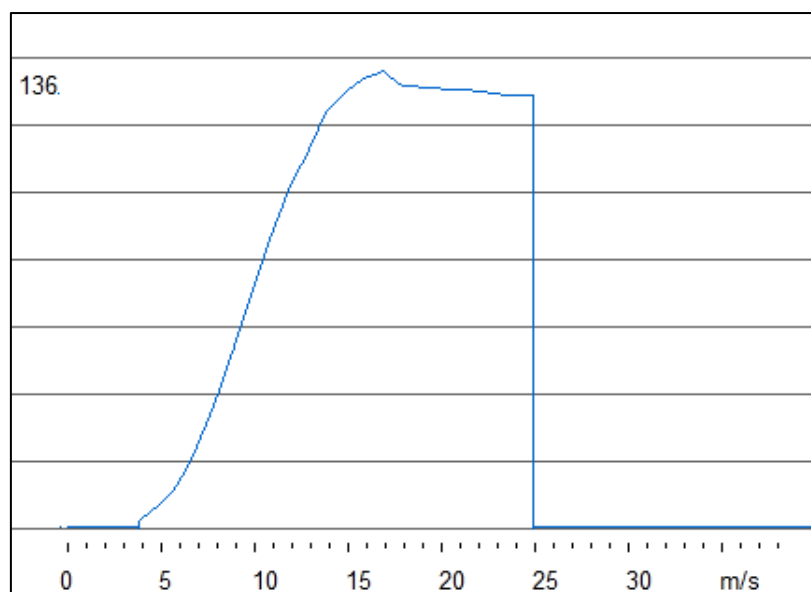


Figura 3. 2 Curva de potencia del aerogenerador

Fuente: [http://drømsjørre.dk/wp-content/wind/miller/windpower% 20web/es/tour](http://drømsjørre.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour)

El área azul de la izquierda muestra la pequeña cantidad de potencia perdida debido al hecho de que la turbina sólo empieza a funcionar a partir de, digamos, 5 m/s.

Velocidad de corte

Cuando el aerogenerador aumente su velocidad, se programará automáticamente para pararse a altas velocidades del viento, como en unos 25 m/s, para evitar posibles averías en la turbina o en sus alrededores. La velocidad del viento de parada se denomina también velocidad de corte. La minúscula área azul de la derecha representa la pérdida de potencia.

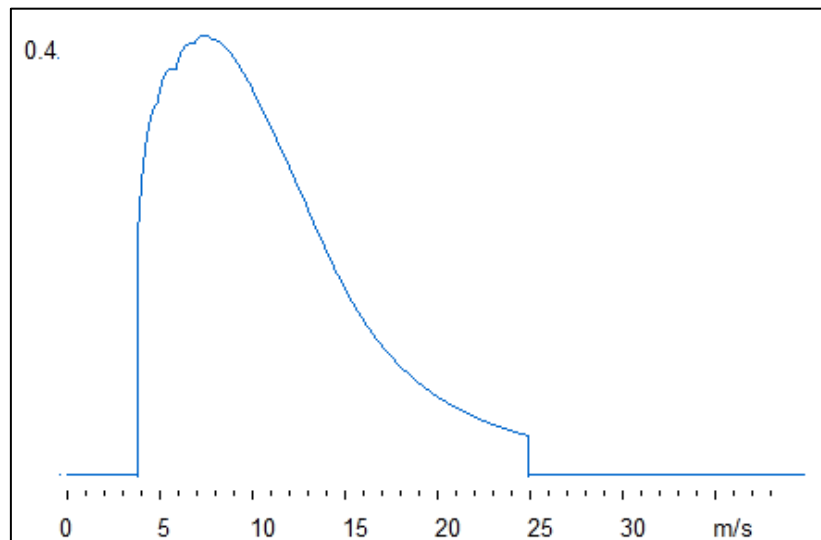


Figura 3. 3 Curva de coeficiente de potencia

Fuente: [http://drømsjørre.dk/wp-content/wind/miller/windpower% 20web/es/tour/](http://drømsjørre.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/)

La eficiencia mecánica del aerogenerador más alta (en este caso del 44%) se da a velocidades alrededor de 9 m/s. el cual es una cantidad seleccionada de manera deliberada por los fabricantes y diseñadores de la turbina. A bajas velocidades del viento la eficiencia no es tan alta, debido a que no hay mucha energía que recoger. A altas velocidades del viento, la turbina debe disipar cualquier exceso de energía por arriba de aquella para la que ha sido fabricado.

Lo que en realidad interesa es el coste de obtener los kWh en función

del viento durante los próximos 20 años. Debido a que en este caso el combustible es gratis no hay necesidad de ahorrarlo, en consecuencia la turbina óptima no tiene por qué ser necesariamente la de mayor producción anual de energía. Por otro escenario cada metro cuadrado de área de rotor cuesta buen dinero, por lo que, por supuesto, es necesario obtener toda la energía que se pueda (mientras puedan limitarse los costes por energía o kWh).

Esto es exactamente lo que vamos a hacer al utilizar el programa de cálculo de la densidad de potencia:

Por cada minúsculo intervalo de 0,1 m de velocidades del viento multiplicamos la probabilidad de ese intervalo de velocidad del viento (de la curva de Weibull) por el valor obtenido de la curva de potencia del aerogenerador. Después hacemos la suma de todas esas multiplicaciones para obtener la potencia disponible media (o promedio). Si multiplicamos la potencia por 365.25 por 24 (el número de horas en un año) obtenemos la energía disponible total en un año promedio.

$$p(v) = \frac{K}{C} \cdot \left(\frac{v}{C}\right)^{K-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{C}\right)^K} \quad (14)$$

3.5 Análisis del recurso eólico en el Ecuador

La información para realizar el análisis del recurso eólico se la obtiene a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) que presenta el Atlas Eólico del Ecuador, el cual es un referente informativo energético, se elaboró mediante un mapeo satelital, que identificó las zonas más idóneas para desarrollar estudios de viento y verificar el potencial eólico a nivel nacional.

El Atlas Eólico del Ecuador agrupa varios mapas geo referenciados los cuales muestran indicadores importantes para la estimación del recurso eólico, tales como: a) velocidad y dirección del viento; b) densidad de potencia; c) altura; d) rugosidad; e) pendiente del terreno, entre otras. Adicionalmente, y como producto del análisis hecho durante la elaboración del mismo, el Atlas

incluye la estimación del potencial de generación eléctrica a partir del viento a nivel nacional como provincial.

La modelización del recurso eólico con resolución de 200 m sobre el territorio del Ecuador ha permitido identificar la distribución de este recurso sobre el territorio. Los vientos dominantes sobre el país son los alisios, provenientes del este y que por tanto alcanzan el país tras atravesar todo el continente. Esto hace que el viento horizontal a gran escala sea más bien débil en todo el territorio continental.

De acuerdo con esta información, la orografía del Ecuador divide el territorio en cuatro zonas climáticas bien definidas, que confieren unas características particulares. De Este a Oeste, estas zonas son:

La vegetación frondosa de la zona amazónica influye de forma decisiva en la disminución de la velocidad de los vientos alisios en los niveles más cercanos al suelo.

En la Sierra, donde la Cordillera de los Andes comprime los vientos, resultando en una aceleración de los mismos, en una clara manifestación de lo que se conoce en física de fluidos como efecto Venturi. Estos elevados vientos, sin embargo, se producen en emplazamientos muy elevados, donde además de la dificultad del acceso a los mismos, la energía del viento disminuye proporcionalmente al descenso de la densidad que se produce con la altitud.

La Zona de la Costa, donde interaccionan los vientos alisios del Este con dos circulaciones locales: la brisa que se establece por el contraste de temperaturas entre el continente y el océano, y la circulación valle-montaña por la influencia de la Cordillera de los Andes. La combinación del viento global con el local en este caso da lugar a una mayor variación espacial del recurso y a la localización de algún área con velocidades algo superiores al entorno.

Islas Galápagos, que reúnen tres características importantes para entender su distribución de viento: son islas, volcánicas y bajo la influencia de los alisios. Por el hecho de ser islas, reciben un viento global menos perturbado que en el continente; sin embargo, los vientos alisios a esta latitud tan baja son de limitada intensidad. Por último, su carácter de archipiélago

volcánico, hace que las pendientes sean considerables y que en conjunto configuren un laberinto por el que el viento converge y diverge (por lo que se acelera y se frena) en un espacio relativamente pequeño, presentando además diversos cambios de dirección.

3.6 Determinación del potencial eólico en Ecuador.

El Atlas Eólico del Ecuador presenta las condiciones anuales de viento para todo el territorio Ecuatoriano con una resolución de 200m x 200m. Mediante la integración de los mapas digitales, utilizando recursos de geoprocesamiento, cálculo de desempeño y producción de energía eléctrica a partir de las curvas de potencia de turbinas eólicas existentes en el mercado, se ha llegado a estimar un potencial de generación eléctrica nacional a partir de parques eólicos instalados en las zonas con mejor recurso de viento.

Este proceso indicativo de estimación de potencial eólico fue realizado considerando las siguientes premisas:

- Fueron integradas todas las áreas que presentan velocidades medias anuales iguales o mayores a 7m/s.
- Fueron consideradas curvas medias de desempeño de turbinas eólicas de última generación instaladas en torres a 80m de altura. Para la estimación de generación de energía, fue utilizada una densidad media de ocupación del terreno de 3MW/km². Este valor es considerado como conservador.
- Fueron adoptados intervalos con incrementos de 0,5 m/s para las velocidades medias anuales de viento. El desempeño de turbinas eólicas fue calculado para los límites inferiores de cada intervalo.
- Fue adoptado un factor de disponibilidad de 0,98; considerado típico para parques eólicos comerciales.
- Fueron adoptados factores de planta que varían en un rango entre 0,2 y 0,35, los cuales fueron calculados en función de la velocidad media anual del viento. Además, para corroborar esta metodología, se hicieron análisis específicos tomando en cuenta la distribución de frecuencia del viento en algunos puntos de las zonas con potencial.
- Fueron descartados de la integración las áreas cubiertas por agua (lagos, lagunas, ríos y el mar) así también como las

áreas contenidas dentro del Sistema Nacional de Áreas Protegidas (parques nacionales, reservas faunísticas, etc.).

- Para el cálculo fue usada la densidad del aire a 3500 m.s.n.m. que tiene un valor de 0,87kg/m³.
- Se elaboraron las estimaciones de dos escenarios: el Potencial Bruto Total y el Potencial Factible a Corto Plazo. El primero considera todos los sitios bajo 3500 m.s.n.m., con velocidades mayores a 7m/s. El segundo escenario, además de estas restricciones, considera los sitios que están a una distancia menor o igual a 10km de la red eléctrica y carreteras.

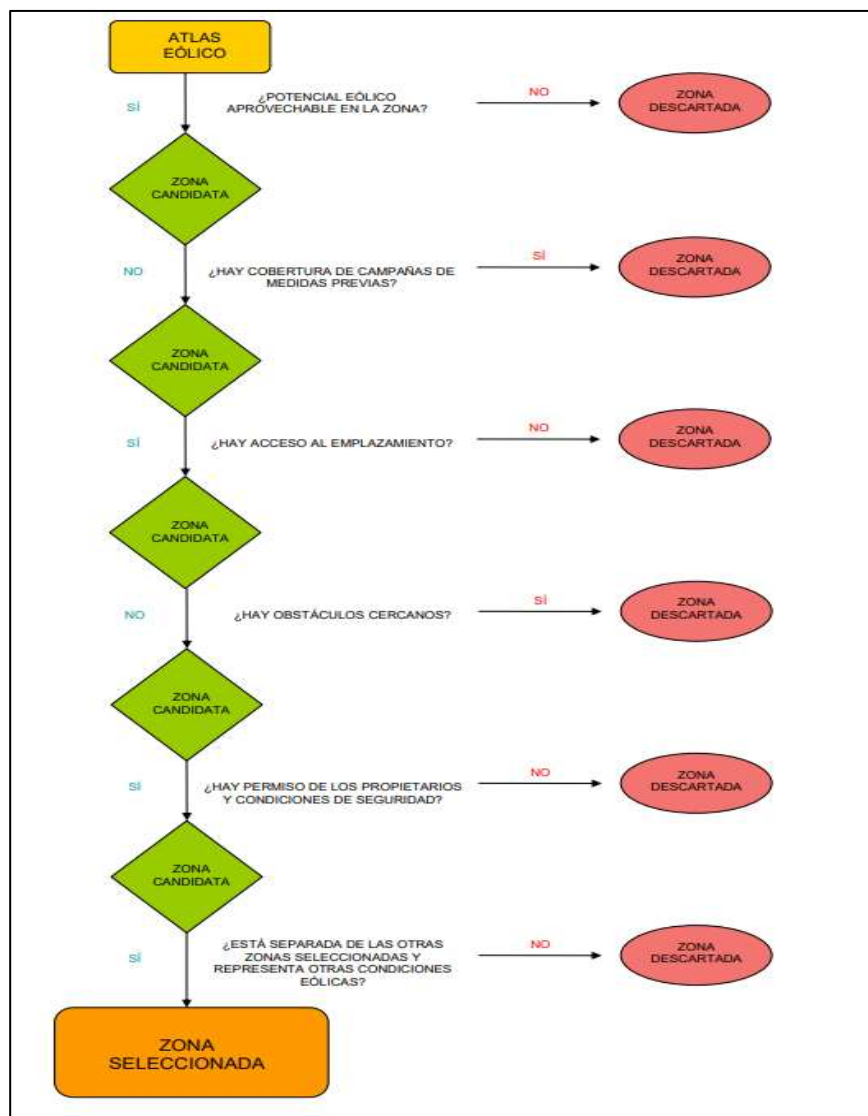


Figura 3. 4 Proceso para escoger el emplazamiento

Fuente: Autor

Pasos preliminares para el emplazamiento.

Se deben realizar acuerdos con los propietarios y visitas preliminares, CONFIGURACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS DE MEDIDA. Se deben instalar torres meteorológicas por lo general de 20 metros de altura, los equipos que se han instalado corresponden a los siguientes:

- a) tres anemómetros, lo cual permite medir la velocidad del viento, modelos Vector A100k y Risoe P2546A, instalados a 20.4 m, 18.5 m (redundante) y 10 metros de altura.
- b) Dos veletas para medir la dirección del viento, modelo NRG 200P, colocadas a 18.5 m y 10 metros de altura.
- c) Un termohigrómetro modelo Elektronik EE21 para medir la temperatura y la humedad relativa, el cual se sitúa a la misma altura que el data logger (5 metros).
- d) Un barómetro modelo NRG BP20 para medir la presión atmosférica, se sitúa a la misma altura que el data logger (5 metros).
- e) Un sistema de adquisición de datos (data logger o SAD) modelo Campbell CR800 para registrar los datos medidos por los equipos, se sitúa a una altura de 5 metros.
- f) Un sistema de comunicación: modem + antena para realizar la descarga telemática de los datos almacenados en el data logger.
- g) Un sistema de alimentación: panel solar + baterías para alimentar los equipos, el modem y el data logger, se situará a una altura de 8 metros.

Factores físicos que afectan al escoger el emplazamiento:

- Pendiente del terreno.
- Rugosidad del terreno.
- Velocidad de media del viento.
- Potencia media del viento.

efectos de recirculación. Este comportamiento no permite conocer con detalle el desarrollo de los perfiles de velocidad y la energía cinética turbulenta del viento; por lo que existe en la actualidad un gran interés sobre el estudio del flujo de aire en lomas o terrenos complejos.

Rugosidad del terreno

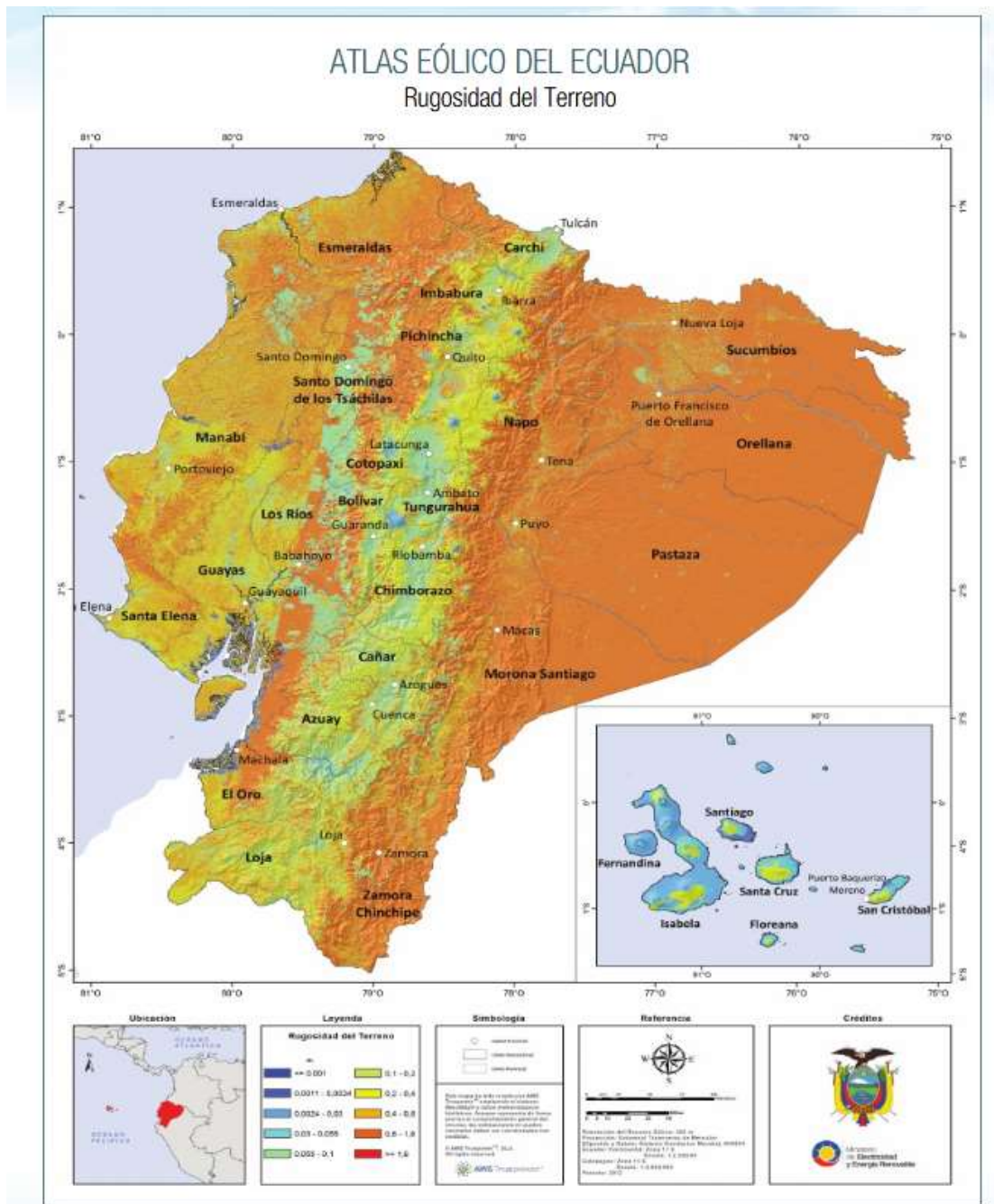
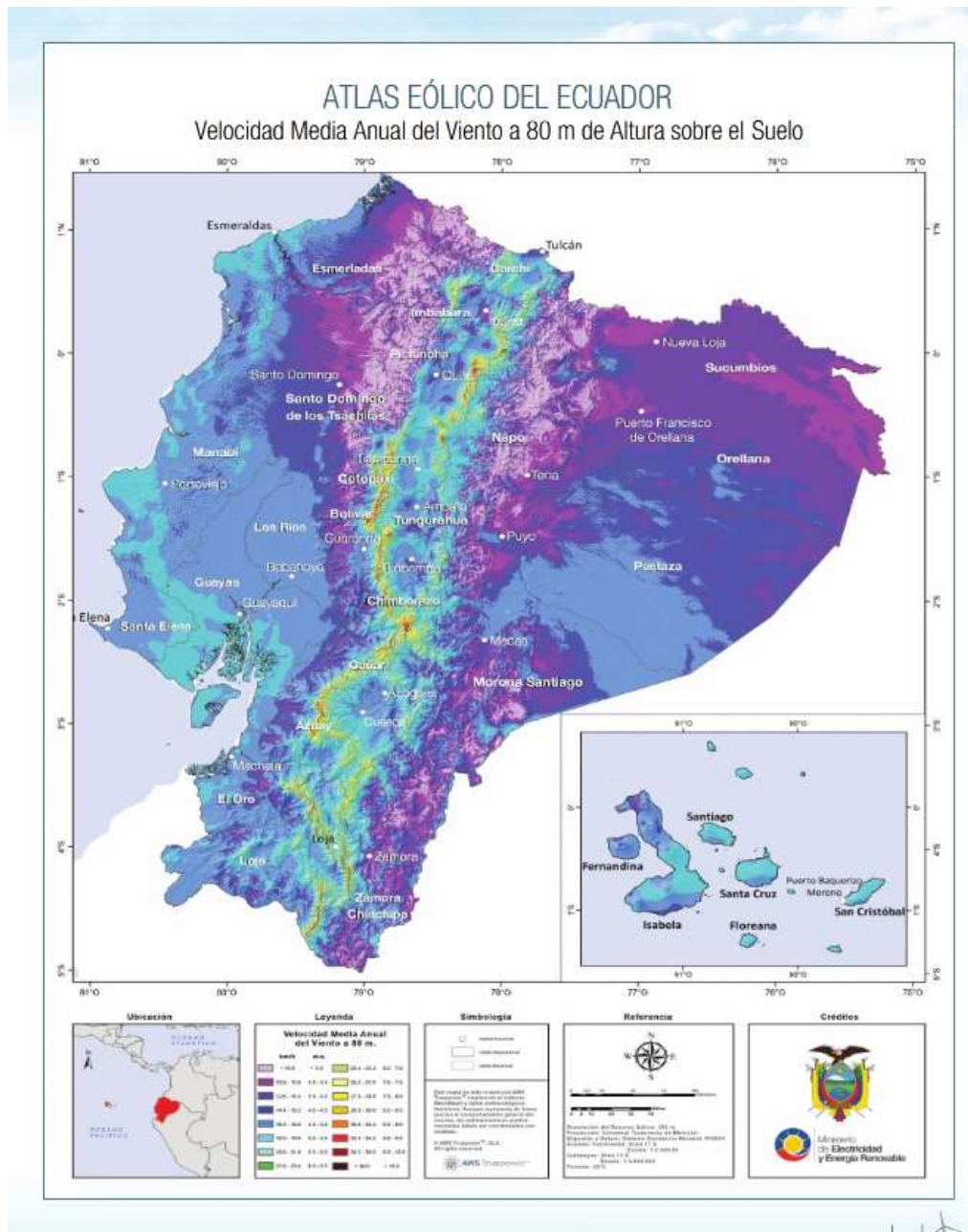


Figura 3. 6 Mapa rugosidad del terreno

Fuente: <https://www.ariae.org/servicio-documental/atlas-eolico-del-ecuador>

Velocidad media 80 m. de altura

Figura 3. 7 Mapa velocidad de viento a 80 ms. de altura



Fuente: <https://www.ariae.org/servicio-documental/atlas-eolico-del-ecuador>

Para poder utilizar la energía del viento, es necesario que este alcance una velocidad mínima que depende del aerogenerador que se vaya a utilizar pero que suele empezar entre los 3 m/s (10 km/h) y los 4 m/s (14,4 km/h), velocidad llamada "cut-in speed", y que no supere los 25 m/s (90 km/h), velocidad llamada "cut-out".

Guayas

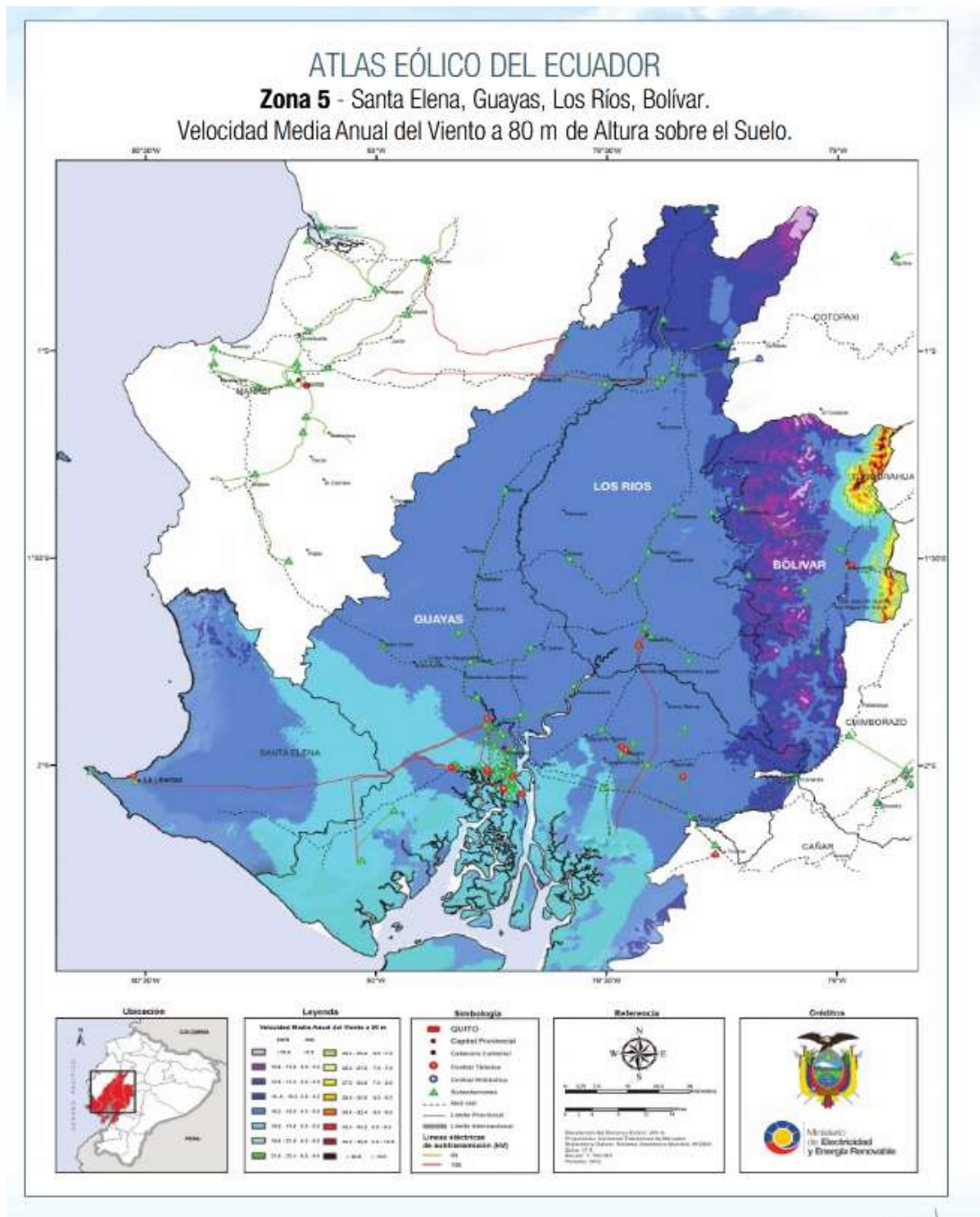


Figura 3. 9 Mapa velocidad del viento a 80 ms. de altura

Fuente: <https://www.ariae.org/servicio-documental/atlas-eolico-del-ecuador>

En el grafico 3.10 se presentan las diferentes áreas dentro de las provincias de la costa en donde se pueden observar la factibilidad de acuerdo con la velocidad del viento en una altura de 80 ms.

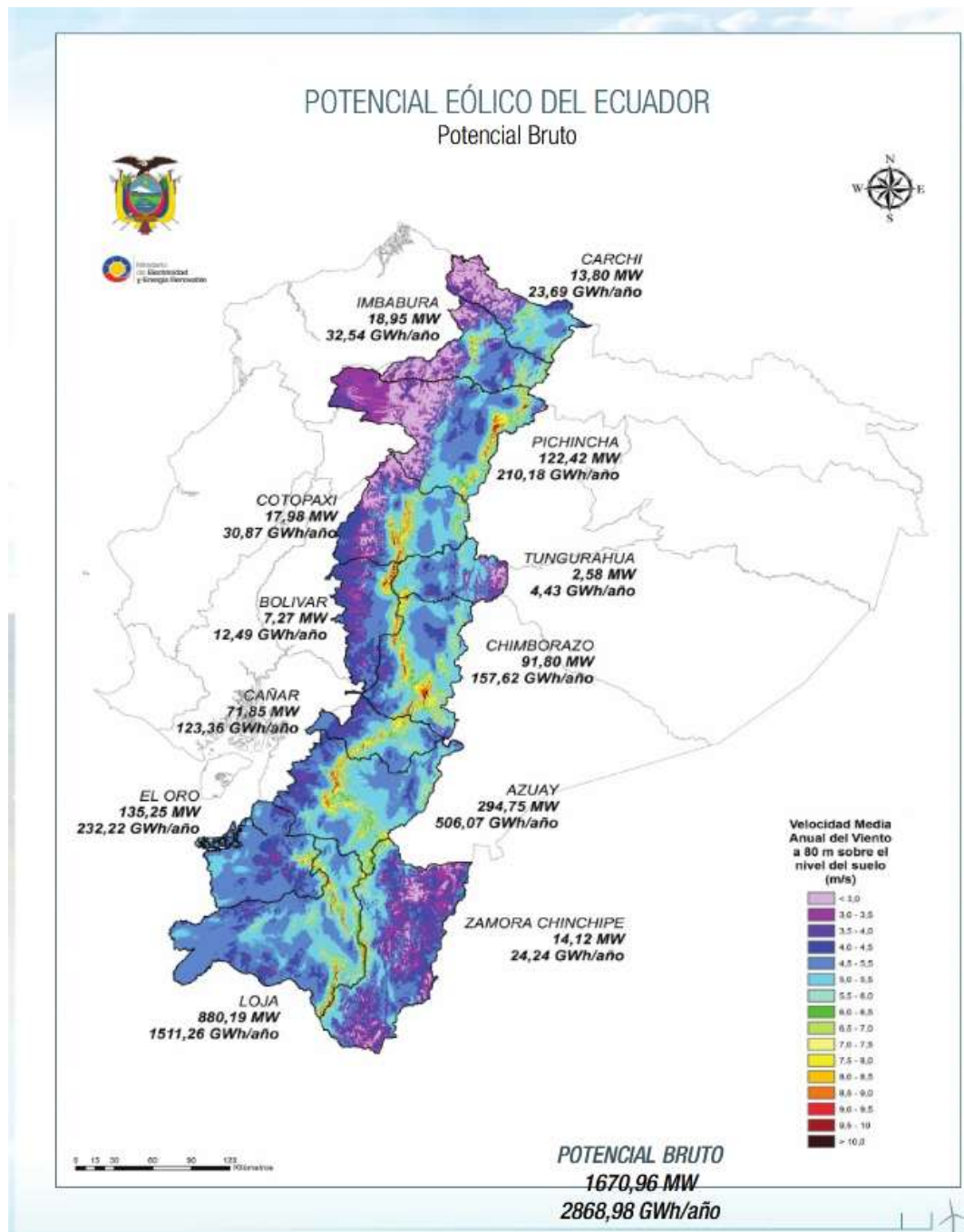


Figura 3. 10 Mapa potencial eólica bruto eólico del Ecuador

Fuente: <https://www.ariae.org/servicio-documental/atlas-eolico-del-ecuador>

En el grafico 3.11 se puede encontrar la distribución de las áreas de la región andina con relación del potencial eólico bruto, en donde se pueden observar en donde existe mayor factibilidad para el emplazamiento de un parque eólico.

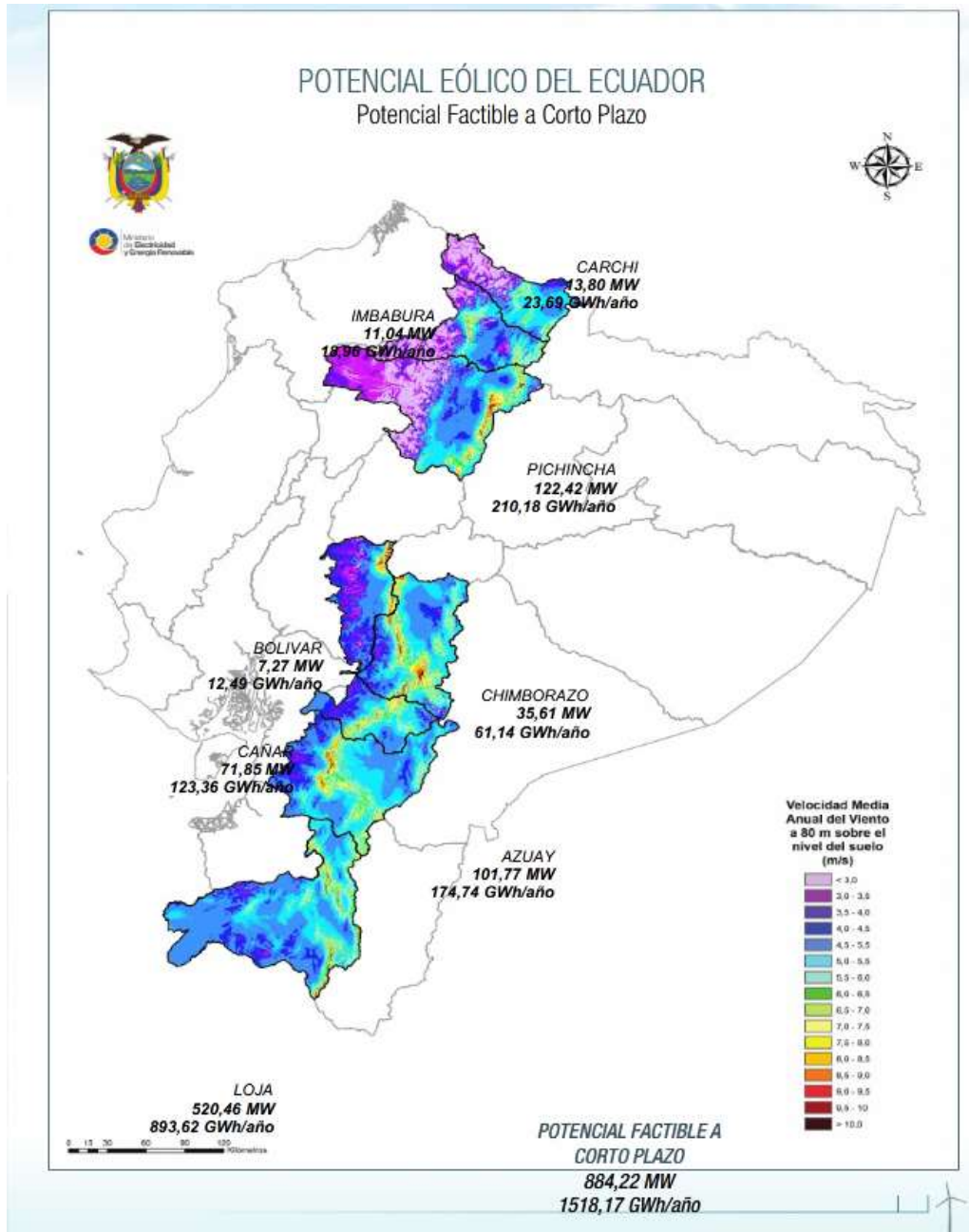


Figura 3. 11 Mapa potencial eólico factible del Ecuador

Fuente: <https://www.ariae.org/servicio-documental/atlas-eolico-del-ecuador>

Dentro de esas áreas existe el mapa del potencial eólico factible en donde ese puede obtener la energía con mejor disponibilidad.

En el Ecuador la capacidad eólica instalada actualmente corresponde a las plantas Villonaco, primer parque eólico del país tras su entrada en servicio en 2013; El Tropezón (2,40MW) y Baltra (2,25MW), ambos ubicados en las islas Galápagos.

Los proyectos eólicos en carpeta son Minas de Huascachaca (50MW),

Villonaco II (50MW), El Aromo (65MW) y Salinas II (15-40MW). También hay expansiones previstas para los parques de Galápagos, donde los dos primeros están en la región andina y los otros dos en la región costa.

Para avanzar en el frente de desarrollo, se contemplan evaluaciones del potencial eólico de diferentes sitios. La empresa CELEC pretende determinar el potencial eólico en toda la costa ecuatoriana. La empresa Hidronación planea instalar una torre meteorológica en Posorja, provincia de Guayas, y su generadora hermana Termo Pichincha construirá una torre similar en Aromo, provincia de Manabí.

3.7 PROYECTO EOLICO PEMH.

3.7.1 Caso de estudio proceso Huascachaca.



Figura 3. 12 Ubicación del parque Huascachaca

Fuente: <https://www.elecaustro.gob.ec/proyectos/proyecto-eolico-minas-de-huascachaca/>

El proyecto en ejecución, se encuentra situado en la provincia de Loja, en el cantón Saraguro, parroquia San Sebastián Yuluc, y sus obras se ubican en las mesetas relativamente planas orientadas de sur a norte, denominadas Uchucay y Yuluc, en las cuales se emplazarán los catorce (14) aerogeneradores con base al modelo de diseño.

3.7.2 Criterios de elección del emplazamiento, estudios de pre factibilidad.

Los criterios o pautas seguidos para la elección del emplazamiento han sido:

- Existencia de vientos superiores a una media de 7,3 m/s a la altura de buje.
- Que no exista en el terreno problemas medio ambientales naturales.
- Que exista suficiente espacio para instalar maquinaria.
- Que no existan grandes obstáculos, como pueden ser cadenas montañosas, que apantallen el recurso en su dirección principal, orografía favorable.

Las variables que intervienen en la producción eléctrica son:

- Datos del viento frecuencia, velocidad y energía.
- Velocidad.
- Rosa de los vientos.
- Distribución de la rosa de los vientos.
- Distribución de Weibull.
- Curva de potencia.
- La localización de aerogeneradores deberá ser perpendicular a la dirección dominante de la rosa de energía cumpliendo las restricciones de implantación.

Resultados.

Sobre la base de los resultados obtenidos fundamentados con los estudios realizados por la empresa ELECAUSTRO S.A., definieron que el PEH tendrá una capacidad instalada de 50 MW de potencia, con una producción bruta media anual esperada de 130 GWh, lo que equivale a energizar unos 90.000 hogares.

El presupuesto referencial: \$90.000.000 y hasta la fecha el avance del proyecto es del 92%. Además el proyecto está dividido en dos fases.

Fase UNO: Comprende: a) la construcción; b) el Mejoramiento y/o Adecuación de las vías desde la derivación de la vía Girón – Pasaje, vía Puente – Uchucay, ubicado en el puente sobre El Río Jubones y escombrera. La ejecución de esta fase se realizó con recursos propios de la empresa ELECAUSTRO S.A. CONCLUIDA. Con el fin de poder continuar con la ejecución del proyecto y hasta conseguir el financiamiento, la FASE DOS del proyecto se subdividió en dos sub fases necesarias:

FASE DOS A: se refiere al suministro, construcción, y puesta en operación y/o funcionamiento de la Subestación Uchucay, con una línea de transmisión a 138.000 voltios y la subestación de seccionamiento denominada La Paz, la cual incluye una vía de acceso en su eje 2 y a la Subestación Uchucay”. La ejecución de esta fase se elaboró con recursos propios de ELECAUSTRO S.A. CONCLUIDA.

FASE DOS B: se refiere al suministro, construcción y puesta en operación y/o funcionamiento del Parque Eólico ‘Minas de Huascachaca’ de 50 MW de potencia, que incluye: a) Diseño; b) suministro; c) transporte e instalación de aerogeneradores; d) circuito colector; e) vías de acceso en su eje 3; f) plataformas, y g) cimentaciones del aerogenerador.

Ficha técnica de los aerogeneradores

Los aerogeneradores adquiridos para el proyecto eólico son de la marca DONGFANG ELECTRIC INTERNATIONAL, fabricados por la empresa China. Los equipos tienen las siguientes características como lo muestra la Tabla 3.3.

DATOS GENERALES		
Descripción	Valor	Unidad
Potencia	3.57	MW
Altura del buje	90	M
Diámetro rotor	148	M
Área de barrido	17203	M 2
Vel. mínima	2.5	m/s
Vel máxima	20	m/s

Tabla 3.3 Características de los aerogeneradores

Fuente ARC 2022

Curva de potencia.

Para el cálculo de la producción de energía es necesario conocer la curva de potencia del aerogenerador. Según (ARC, 2022) mediante los datos obtenidos en el proyecto eólico de presión atmosférica y temperatura con las mediciones de las estaciones meteorológicas, el valor que más se ajusta a la densidad del aire es $1,044 \text{ kg/m}^3$. Con esta información que corresponde a las condiciones del sitio se obtiene la curva de potencia del aerogenerador de 3570 kW en el eje de las abscisas se encuentra la velocidad del viento en unidades de metros sobre segundos mientras que en el eje de las ordenadas esta los valores de la potencia del viento en kW.

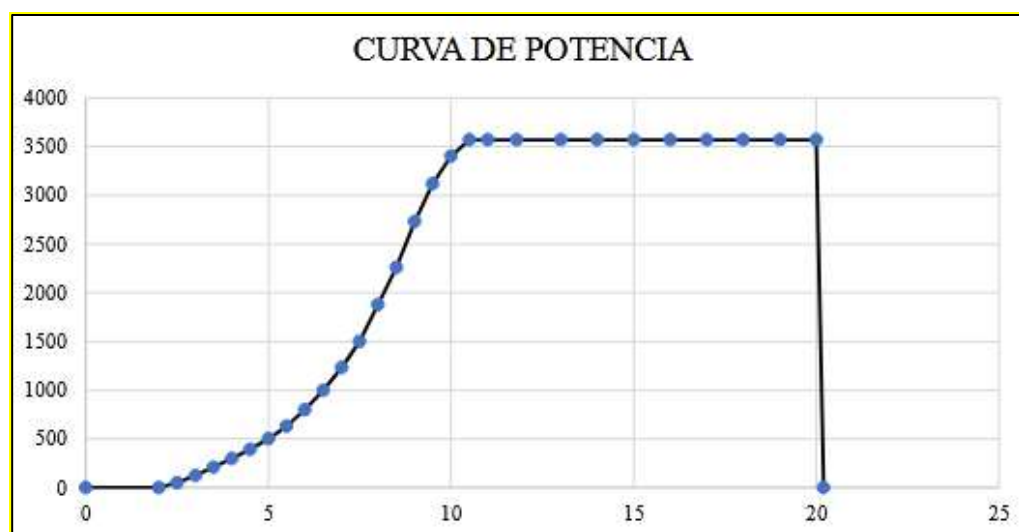


Figura 3.14 Curva de potencia aerogenerador PEHM

Rugosidad del terreno.

Para el cálculo de las velocidades del viento a 90 metros de altura (altura del buje) se debe realizar un cálculo que permita saber el valor real que tiene las velocidades a esa elevación, ya que los valores medidos por el anemómetro son a 80 metros.

Este modelo es recomendado para alturas que no excedan de 100 metros del suelo y para terrenos que no superen la clase 3 de rugosidad del sitio (UPME, 2003). Con la velocidad corregida a una altura de 90 metros se realizaron los cálculos necesarios para poder analizar el comportamiento del viento en el periodo de tiempo descrito.

Distribución de probabilidad de Weibull.

Es importante predecir el viento en varios lugares del mundo, por lo tanto, se determinó que la distribución de Weibull es una de las más apropiadas para estimar las variaciones que tiene el viento, Por este motivo es una herramienta usada para la predicción de comportamiento de las masas de aire (Tamboreno, 1994), siendo una de funciones más utilizadas para el manejo de (Salazar Moreno, Fritz, Lopez, & Rojano, 2017) una serie de datos meteorológicos como la velocidad del viento. La distribución de Weibull está definida por dos parámetros, de escala y de forma (C y k respectivamente) (Creus Solé, 2008).

Determinación de la potencia media acumulada de salida.

Para calcular la potencia media de salida se utiliza la Ecuación 6. Donde P_{ms} es la potencia media de la cual se calcula mediante la suma de las potencias instantáneas a diferentes velocidades del aerogenerador y se las divide para 2. Luego se multiplica por la función de densidad de probabilidad Beta que es con la que se va a realizar los cálculos para cuantificar la energía generada por el proyecto.

$$P_{ms} = \frac{P_{i_{n-1}} + P_{i_n}}{2} * f(v)$$

(16)

Pi= potencia instantánea.

f(v)= función de probabilidad del viento.

Calculo de la energía anual.

Con la finalidad de determinar la energía anual extraíble del proyecto eólico Minas de Huascachaca se debe multiplicar la potencia media de salida multiplicada por 8760, que corresponde al total de horas que tiene un año. Esta es la energía de un aerogenerador que está expresada en kWh.

Histograma y curva de potencia.

Mediante el uso de este método se requiere una serie de velocidades del viento en un determinado periodo de tiempo, con la finalidad de comparar la curva de potencia del aerogenerador para adquirir la potencia eólica generada y finalmente poder calcular la energía media en el periodo de tiempo analizado (Carta Gonzalez, Calero Pérez, Colmenar Santos, & Castro Gil, 2009). Para realizar el cálculo aplicando este método se utiliza el histograma de las horas anuales de las velocidades medias del viento y las potencias de la aeroturbina en dichas velocidades como se muestra en la Ecuación 8.

$$E. \text{ Producida} = H. \text{ año} * P. \text{ instantánea}$$

Distribución de probabilidad de Weibull.

Mediante los datos reales del proyecto se utilizó distribución de probabilidad de Weibull para el modelamiento de la curva y el cálculo de los valores correspondientes. Como lo muestra la Ilustración 8 donde se representa el comportamiento de la curva.

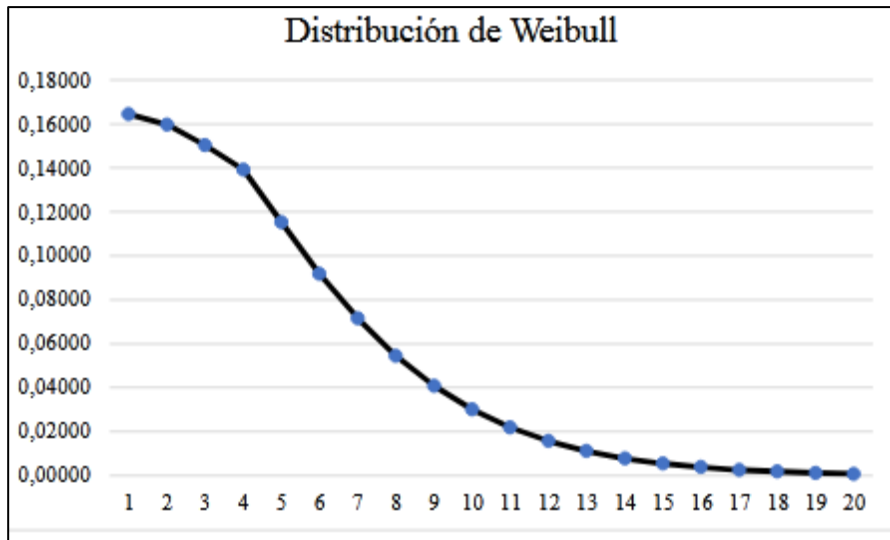


Figura 3.15 Curva de distribución de Weibull PEHM

Fuente: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/24076/1/UPS-CT010290.pdf>

En la Tabla 3.4 se determina los valores calculados de la distribución de Weibull, dentro del rango de velocidad y el número de horas al año de estos valores.

Velocidad (m/s)	Horas año	Función densidad de probabilidad Weibull
1	1914	0.16415
2	1358	0.1597
2.5	386	0.1504
3	343	0.1393
4	695	0.1151
5	506	0.0919
6	471	0.0715
7	458	0.0544
8	501	0.0407
9	506	0.0300
10	470	0.0218
11	426	0.0157
12	311	0.0112
13	181	0.0079
14	111	0.0055
15	62	0.0038
16	38	0.0026
17	13	0.0018

18	8	0.0012
19	2	0.0008

Tabla 3.4 Calculo de la densidad de probabilidad de Weibull PEMH

Fuente: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/24076/1/UPS-CT010290.pdf>

Distribución de probabilidad Beta.

Con los datos reales del proyecto se utilizó distribución de probabilidad de Beta para el modelamiento de la curva y el cálculo de los valores correspondientes. Como lo muestra la Ilustración 9 donde se representa el comportamiento de la curva.

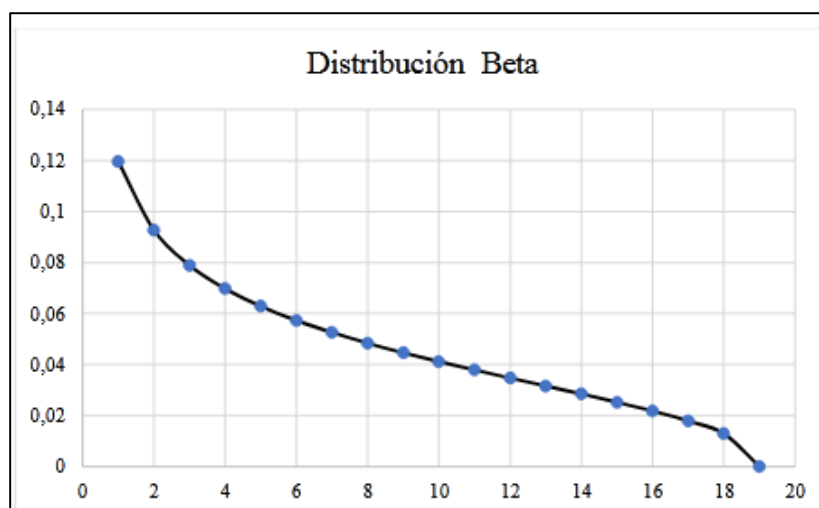


Figura 3.16 Distribución de probabilidad beta PEHM

Fuente: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/24076/1/UPS-CT010290.pdf>

En la Tabla 3.5 se determina los valores calculados de la distribución de probabilidad Beta con el rango de velocidad y el número de horas al año de estos valores.

Velocidad (m/s)	Horas año	Función densidad de probabilidad Weibull
1	1914	0.1196
2	1358	0.0927
2.5	386	0.0845
3	343	0.0789
4	695	0.0698
5	506	0.0698
6	471	0.0573
7	458	0.0526
8	501	0.0484
9	506	0.0447
10	470	0.0412
11	426	0.0379
12	311	0.0347
13	181	0.0316
14	111	0.0285
15	62	0.0253
16	38	0.0218
17	13	0.0179
18	8	0.0130
19	2	0.0000

Tabla 3.5 Calculo de la función de densidad de probabilidad Beta PEMH

Fuente: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/24076/1/UPS-CT010290.pdf>

Generación eléctrica.

Utilizando la función de densidad de probabilidad Beta, se pudo calcular la potencia media de salida donde se calcula un promedio de dos potencias y se multiplica por la función de densidad de probabilidad. Por otra parte, para calcular la energía anual que puede ser generada por el proyecto multiplica las potencias medias de salida que genera cada intervalo de velocidad por 8760 que es el total de horas del periodo de tiempo que se desea analizar. Los valores de potencia media de salida, acumulada y la energía anual acumulada.

Función densidad de probabilidad	Potencia de salida instantánea (Kw)	Potencia media de salida (Kw)	Potencia media de salida acumulada (Kw)	Energía anual acumulada (Kwh)
0.120	0	0	0	0
0.093	0	0	0	0
0.085	25	1.06	1.06	9306.82
0.079	125	5.92	6.98	61171.39
0.070	300	14.83	21.81	191042.43
0.063	500	25.15	46.96	411335.33
0.057	800	37.24	84.20	737581.38
0.053	1230	53.36	137.56	1205012.12
0.048	1875	75.17	212.73	1863498.70
0.045	2730	102.84	315.57	2764385.59
0.041	3400	126.25	441.82	3870338.09
0.038	3570	132.11	573.93	5027602.17
0.035	3570	124.03	697.96	6114094.09
0.032	3570	112.91	810.87	7103202.50
0.028	3570	101.93	912.60	7994387.30
0.025	3570	90.19	1002.79	8784480.99
0.022	3570	77.85	1080.65	9466472.78
0.018	3570	63.91	1144.56	10026338.98
0.013	3570	46.32	1190.88	10432106.71
0.000	3570	0	1190.88	10432106.71

Tabla 3.6 método probabilístico PEMH

Fuente: <https://dspace.ups.edu.ec/bitstream/123456789/24076/1/UPS-CT010290.pdf>

Energía anual (Kwh) = 10432106.71.

Energía anual (MWh) = 10 432.

Por lo tanto la producción total corresponde a los 14 generadores se debe multiplicar este valor por 14 lo que da un total de 146 Gwh al año, con estos resultados se confirma la producción esperada.

3.7.3 DETALLES DEL PROCESO.

Construcción, equipamiento y puesta en operación del proyecto eólico MINAS de Huascachaca con financiamiento.

FASE UNO: 3´420 000 DOLARES.

PLAZO: 270 DIAS.

FASE DOS: 96´983 449 DOLARES.

PLAZO: 480 DIAS.

EMPRESA: SINOHYDRO CORPORATION LIMITED.

Especificaciones del contrato.

Presupuesto del proyecto.

ITEM	CONCEPTO	COSTO SIN IVA US\$	IVA US\$	COSTO TOTAL US\$
Fase 1				
1	Obras civiles: (Eje 1 Vía Girón – Pasaje – Puente; Vía puente Uchucay; Puente Escombrera)	3.420.000	410.400	3.830.400
Fase 2				
1	Obras civiles: (Eje aeros 1 al 12; Eje aeros 13 al 25)	5.596.670	671.600	6.268.271
2	Línea de transmisión Uchucay - La Paz	1.752.104	210.252	1.952.356
3	S/E colectora Uchucay	4.393.471	527.217	4.920.688
4	S/E de seccionamiento La Paz	2.828.509	339.421	3.167.930
5	Medidas ambientales	134.050	16.086	150.136
6	Aerogeneradores (incluido suministro, transporte, instalación y puesta en marcha; cimentaciones y plataformas).	75.767.930	1.363,823	77.131.752
7	Circuito colector interno en media tensión.	1.562.534	187.504	1.750.038
8	Suministro de repuestos.	632.475	75.897	708.371
9	Formación de personal y operación asistida.	895.707	107.485	1.003.191
Total Fase 2		93.563.449	3.499.285	97.062.734
Total referencial contrato construcción		96.983.449	3.909.685	100.893.134
Varios (compra de terrenos, franja de servidumbre, nacionalización)		450.000	12.000	462.000
Supervisión, fiscalización y pruebas		3.443.000	413.160	3.865.160
Total referencial proyecto		100.876.449	4.334.845	105.211.294

Tabla 3.7 Presupuesto del proyecto Huascachaca

Fuente: <https://www.elecaastro.gob.ec/proyectos/proyecto-eolico-minas-de-huascachaca/>

Factor de planta.

El factor de planta es la relación entre energía anual que genera el parque eólico y la energía que produciría si estuviera trabajando las 8760 horas del año a su potencia nominal (Ordoñez Valdivieso & Luna Romero, 2019). A continuación, se muestra la ecuación para el cálculo del factor de planta.

$$FP = \frac{(MWh)}{(MW) * 8760} \quad (17)$$

$$(MW) * 8760 \quad (18)$$

Por otro lado, en el Ecuador se puede referenciar el factor de planta de parques eólicos ya existentes como se indica a continuación:

Según (MERNNR, 2020), se establece que para las centrales eólicas Villonaco 2 y 3 su factor de planta será de 53.7%, ya que se encuentra en la misma zona de la central eólica Villonaco I.

Esta zona cuenta con un buen recurso eólico dada su ubicación en la cordillera de los Andes en la provincia de Loja. En (Andrade Rojas, 2015) y (Ordoñez Valdivieso & Luna Romero, 2019), se realiza un análisis en la central eólica Minas Huscachaca con un factor de planta de 28%.

El factor de planta es muy importante para determinar la viabilidad económica de un proyecto, ya que es un indicador de la energía que una central eólica podría generar. Finalmente, para determinar la energía que entrega cada aerogenerador, se realizó un promedio de energía por año para cada aerogenerador.

EVALUACIÓN DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA.

Vida útil.

El tiempo de vida útil para un aerogenerador se estima entre 20 a 25 años, esta característica se ve influenciada por los esfuerzos mecánicos que

se somete un aerogenerador debido a la velocidad del viento, es decir si se tiene velocidades normales se disminuye las paradas forzosas del aerogenerador provocado por altas velocidades.

Por lo tanto, se prolonga la vida útil, para este estudio se considera un tiempo de vida útil de 25 años (Mosquera Avila, 2018), (Karthikeya, Negi, & Srikanth, 2016), (Barragan Escandon, 2012).

Costo nivelado de la energía (LCOE).

El LCOE representa el ingreso promedio por unidad de electricidad generada que se requiere para recuperar los costos de construcción y operación de una planta generadora durante su vida útil. Matemáticamente se define como la relación entre los costos totales y la cantidad total de electricidad que se espera generar durante la vida útil de la planta (IEA, 2020). Los costos nivelados de energía (LCOE), para América del Sur está en el rango de (0.039 – 0.092) USD/kWh.

Para calcular el LCOE se tiene como datos de entrada los costos de capital, costos de combustible, costos de O&M fijos y variables, costos de financiamiento y una tasa de utilización supuesta para cada tipo de planta. La importancia de cada uno de estos factores varía según las tecnologías. Para tecnologías sin costos de combustible y con costos de O&M variables relativamente pequeños, como las tecnologías de generación de energía solar y eólica, el LCOE cambia en proporción al costo de capital estimado de la tecnología (IEA, 2020).

$$LCOE = \frac{\sum(Inv_t + O\&M_t)(1 + r)^{-t}}{\sum(Elect)(1 + r)^{-t}} \quad (19)$$

Donde:

Inv_t: costo del ciclo de vida del proyecto (USD/kW).

O&M_t: costo de operación y mantenimiento (USD/kWh).

Elect: energía generada en un año (MW).

r: tasa de descuento

$$LCOE = \frac{\text{Suma de los costos durante la vida útil}}{\text{Energía total generada durante la vida útil}} \quad (20)$$

TIEMPO VIDA UTIL DEL PROYECTO = 20 años.

PRODUCCIÓN ANUAL = 146.000.000 kwh.

PRODUCCIÓN TOTAL VIDA UTIL PROYECTO = 146.000.000*20=
2.920.000.000.

INVERSIÓN= 105.211.294 US \$

LCOE= 105.211.294/2.920.000.000.

LCOE= 0.0360 Us\$/kwh esto es 3.6 centavos por kwh.

3.7.4 Especificaciones técnicas de los aerogeneradores.

Dentro de las especificaciones del contrato se indican las especificaciones técnicas de los aerogeneradores, la capacidad del PEMH está estipulada de 50 MW de potencia máxima en el lado de alta tensión de la subestación Uchucay; en base a esto, la CONTRATISTA deberá realizar los estudios pertinentes a seleccionar un modelo de aerogenerador que opere de manera óptima con las condiciones geográficas, orográficas, climatológicas y el comportamiento del viento en el sitio del PEMH, estudios en los cuales, el CONTRATISTA se compromete a realizar un análisis para la optimización energética, los aerogeneradores deberán contar con una certificación de clase de viento, bajo la norma de diseño IEC 61400-1 y según esquema de certificación establecido en IEC 61400-22.

Los aerogeneradores propuestos deberán ser de eje horizontal, tripala a barlovento de velocidad variable y deberán tener como mínimo los siguientes componentes:

- Rotor tripala con sistema de control de paso variable.
- Buje.

- Estructura para soporte y protección de buje. • Multiplicadora de velocidad.
- Góndola con su chasis y cubierta.
- Polipasto en la góndola.
- Generador eléctrico para operación a 60 Hz, clase de protección IP54, para operación con Factor de potencia entre 0,95 Capacitivo y 0,95 inductivo, en todo el rango de potencias.
- Freno aerodinámico.
- Freno mecánico de emergencia y bloqueo del rotor.
- Cables eléctricos del tipo anti-propagación de llama, con emisión reducida de humo y gases tóxicos y anticorrosivos.
- Torre de acero tubular autosustentable, tipo cónica por secciones, cubierta de protección anticorrosiva y pintura.
- Equipo de medición y control, que incluye sensores, transductores, PLC.
- Baliza de señalización (luz de navegación).
- Transformador elevador de tensión.
- Convertidor de frecuencia.
- Instrumentos para medición de características viento (anemómetro y veleta).
- Celdas para conexión de media tensión.
- Sistema hidráulico.
- Sistema de orientación activo.
- Sistemas de enfriamiento y aislamiento de acuerdo a las condiciones climáticas del sitio de implantación del PEMH, y en consideración de los recursos disponibles en el sitio (disponibilidad de agua).
- Sistema de control de potencia activa y reactiva, tensión eléctrica y frecuencia.
- Sistemas de control activos con SCADA en tiempo real para monitorización y operación remota de aerogeneradores, mástiles meteorológicos y subestación colectora.
- Capacidad de operación automática completa.
- Sistema de protecciones eléctricas.

- Sistema de minimización de los niveles de ruido.
- Sistema de control y equipamiento para el cabal cumplimiento de la normativa europea (ENTSO-e) respecto de los parámetros eléctricos para conexión del parque a la red.
- Sistema de protección contra descargas atmosféricas que cumpla la normativa IEC 62305.
- Sistema de mantenimiento predictivo para la detección prematura de posibles deterioros o fallos en los principales componentes del aerogenerador.
- Sistema del control de la operación del aerogenerador ante huecos de tensión.
- Lote de repuestos mínimos, herramientas y equipos especiales recomendados por el fabricante para el adecuado funcionamiento del Parque.
- Placa con datos garantizados de las máquinas.

Los equipos suministrados deberán estar acompañados de una garantía de 2 años en todos sus componentes, en la disponibilidad técnica del equipo y su curva de potencia.

El CONTRATISTA deberá proveer el servicio de operación y mantenimiento técnico del parque eólico durante los dos primeros años de operación. Los transformadores elevadores de tensión deberán permitir una conexión trifásica a 60 Hz con la subestación colectora a 34,5 kV. Todas las conexiones externas para equipo auxiliar y operaciones de mantenimiento dentro de los aerogeneradores deben ser para 120/240 Voltios, 60 Hz, con tomacorrientes para enchufes de tipo estándar utilizados en Ecuador.

Se debe acreditar a través de informes técnicos con firmas de responsabilidad y certificados que el modelo del aerogenerador propuesto ya ha sido instalado en parques eólicos de similares características y que al momento de presentar la oferta se encuentran en operación comercial conectados a red de forma exitosa por lo menos 4 años.

De igual manera, para todos los equipos se necesitará, la entrega de la "GARANTÍA TÉCNICA" de cada proveedor con un período de vigencia no

menor a 5 años, desde la fecha en que se determine que la central entró en operación comercial., deberá entregar a ELECAUSTRO los modelos eléctricos para estado estacionario y dinámico de los aerogeneradores, transformadores y redes, o en su defecto, todos los parámetros eléctricos de los elementos antes descritos, de manera que ELECAUSTRO pueda disponer del modelo del parque para estudios posteriores.

3.7.5 Sistema de control

- Control del arranque, conexión a la red, parada y desconexión a la red de los aerogeneradores.
- Monitoreo y registro de los parámetros esenciales de operación: Condiciones ambientales, parámetros internos de cada elemento como temperatura, presión, vibraciones, etc., estado del rotor, parámetros de la energía entregada.
- Control de la operación de los aerogeneradores dentro de los límites establecidos por las normas ecuatoriana y europea.
- Regulación de la potencia activa y reactiva.
- Regulación de la velocidad del rotor.
- Alineación del aerogenerador con la dirección del viento.
- Regulación de tensión.
- •Operación local manual y automática completa.
- Control de par en el eje.
- Control de ángulo de paso en las palas.

El sistema de control realizará el monitoreo de los parámetros de operación del aerogenerador. Se deberá registrar como mínimo:

- Velocidad del viento y su dirección.
- Velocidad del rotor.
- Orientación del rotor.
- Potencia activa.
- Potencia reactiva.

- Energía generada (activa y reactiva).
- Horas de funcionamiento.
- Horas en mantenimiento.
- Tensiones en generador, convertidor y transformador.
- Corrientes en generador, convertidor, transformador.
- Frecuencia.
- Ángulo de las palas.
- Posición de selectores.
- Bloqueo del arranque/parada del aerogenerador y otros componentes (buje, palas) que puedan poner en riesgo al personal durante las tareas de mantenimiento y/o pruebas.
- Vibraciones (amplitud y frecuencia), medida y alarma.
- Presión, temperatura y niveles de aceite, medida y alarma.
- Temperatura de bobinados, medida y alarma.
- Temperatura de armarios de control, medida y alarma.
- Temperatura de cojinetes, medida y alarma.
- Temperatura de transformadores, medida y alarma.
- Desgaste del revestimiento de los frenos mecánicos.

Curva de potencia garantizada.

Para comparar el desempeño del aerogenerador, se establece la 'Curva de potencia garantizada', la que corresponde a la Curva de Potencia que el oferente garantiza para las condiciones del emplazamiento del Parque Eólico Minas de Huascachaca, establecida para las velocidades de viento entre 0 m/s y la velocidad de corte, a intervalos de velocidad de 0,5 m/s.

Monitorización y control.

ELECAUSTRO dispone de tres centros de control localizados en las centrales de generación de Saymirín, El Descanso y Ocaña, que cuentan con arquitecturas de control idénticas. La filosofía de control de todas las centrales y localidades de ELECAUSTRO es distribuida, modular, escalable y abierta, donde el protocolo de comunicación a nivel de control y supervisión es el IEC 60870-5-104 y el protocolo de comunicación de

protecciones es el IEC 61850. En el centro de control de Saymirín se concentran las variables solicitadas por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y se envían las señales de las centrales: Saucay, Saymirín, El Descanso y Ocaña utilizando como protocolo de comunicación el Inter-Control Center Communications Protocol (ICCP o IEC 60870-6/TASE.2).

El centro de control de Saymirín dispone del software SCADA OASYS DNA de Telvent- Schneider, que se encuentra instalado en dos servidores que disponen de en configuración redundante (Hot Standby).

El Sistema de manera general deberá incluir las siguientes funciones:

- Seguimiento y control de los equipos del parque eólico.
- Adquisición de la información de producción de energía de cada aerogenerador del parque.
- Monitorización de alarmas en tiempo real de los distintos elementos del parque y registro histórico de las mismas.
- Control directo de la operación de los aerogeneradores.
- Análisis de la evolución en el tiempo de las variables de control.
- Creación de informes de producción y disponibilidades.
- Administración de diferentes perfiles de usuario para efectos de la seguridad del sistema y la información.
- Acceso vía web a la información actualizada del estado de operación del parque.
- Almacenamiento, acceso, transferencia y evaluación de datos en tiempo real e histórico.
- Comunicación remota con el centro de control de ELECAUSTRO.
- Permitirá guardar y archivar todos los reportes, datos históricos, alarmas y eventos de todo el sistema para poder ser vistos y revisados posteriormente.

El acceso a la base de datos históricos permitirá una fácil consulta y extracción de información para su transferencia a otras aplicaciones que manejan hojas de cálculo como MS EXCEL o base de datos SQL server que

serán manejados desde el mismo servidor de red. Estos datos servirán para la generación de reportes e información de análisis tanto para uso interno de la central como en otras áreas operativas, el CENACE o instituciones que así lo requieran.

- Incluirá además módulos de gráficos, alarmas, tendencias, proyecciones, reportes, y todos los necesarios para el monitoreo y control de la central eólica según las exigencias de procesos operativos de ELECAUSTRO o el módulo de alarmas tendrá por lo menos las siguientes funcionalidades:

- Generar alarmas tanto operacionales como de sistemas.
- Las alarmas en tiempo real deberán estar claramente visibles e identificables.
- Se mantendrá un histórico de alarmas para cada elemento de la central eólica, posiciones de la línea de transmisión, subestaciones asociadas y estaciones meteorológicas.
- El módulo de gráficos deberá tener por lo menos las siguientes funcionalidades:
 - Generar gráficos predefinidos de las variables principales que serán acordadas con ELECAUSTRO.
 - Generar gráficos específicos de las variables almacenadas en la base de datos histórica.
 - Debe permitir que múltiples despliegues puedan ser vistos en la pantalla simultáneamente, realizando arreglos como mosaicos o cascadas.
 - Los despliegues deben ser transportables, es decir la posibilidad de copiar un despliegue a otro nodo de la red sin la necesidad de editar o restablecer conexiones dinámicas.
 - Los despliegues tendrán opciones de menú (dependiendo del nivel de usuario que se conecte), los cuales permitirán entre otras funciones, la de imprimir el despliegue.
- El módulo de reportes tendrá por lo menos las siguientes funcionalidades.
- Generará de forma automática reportes diarios, mensuales y anuales para las variables operativas.

- Incluirá reportes por lo menos de estado del sistema, listado de alarmas, listado de eventos, generación, datos meteorológicos.
- Tendrá una herramienta de configuración de reportes el cual permita colocar los reportes en línea, sin ejecutar re-inicializaciones del SCADA.
- El módulo de tendencias podrá manejar tendencias tanto en tiempo real como históricas.
- El módulo de base de datos tendrá por lo menos las siguientes funcionalidades:
 - Sistema operativo abierto
 - Orientado a objetos
 - Relacional.

3.7.6 Especificaciones técnicas de las obras civiles.

La vía de acceso tiene una longitud total de 6.161,67 m = 6,16 Km, con las siguientes características:

Eje 1: Mejoramiento, ampliación y rectificación desde la Intersección de la Vía Girón – Pasaje en las coordenadas UTM WGS 84 679550 X, 9630380 Y hasta la Comunidad Uchucay coordenadas UTM WGS 84 681986 X ,9628682 Y con una longitud total de 6.161,67 m, se divide en los siguientes tramos:

- Tramo Vía Girón, Pasaje – Puente sobre el rio Jubones, longitud de 1.650,00m
- Tramo Puente sobre Rio Jubones – Población de Uchucay, longitud de 4.511,67m (incluido puente, longitud de 45m).

3.7.7 Especificaciones técnicas de las líneas de transmisión y subestación.

El Parque Eólico Minas de Huascachaca se conectará con el SNT en la Estructura N° 134 de la Línea de Transmisión Cuenca – Loja. La interconexión eléctrica, de manera general incluye:

- Transformador elevador en cada aerogenerador, para incrementar la

tensión de generación a 34,5 Kv.

- Sistema colector de energía del parque a 34,5 kV. A través de redes subterráneas y aéreas según el Anexo N°2, para llevar la energía hasta la S/E Uchucay (colectora del parque).
- S/E colectora del parque (Uchucay) que incluye un transformador elevador de tensión para llegar a 138 kV que es la tensión de transmisión en la red más cercana del SNT.
- Línea de transmisión a 138 kV entre la S/E Uchucay y la S/E La Paz. Subestación La Paz (a ser construida como parte de este proyecto) en donde se seccionará un circuito de la Línea de Transmisión Cuenca – Loja de propiedad de CELEC EP TRANSELECTRIC.

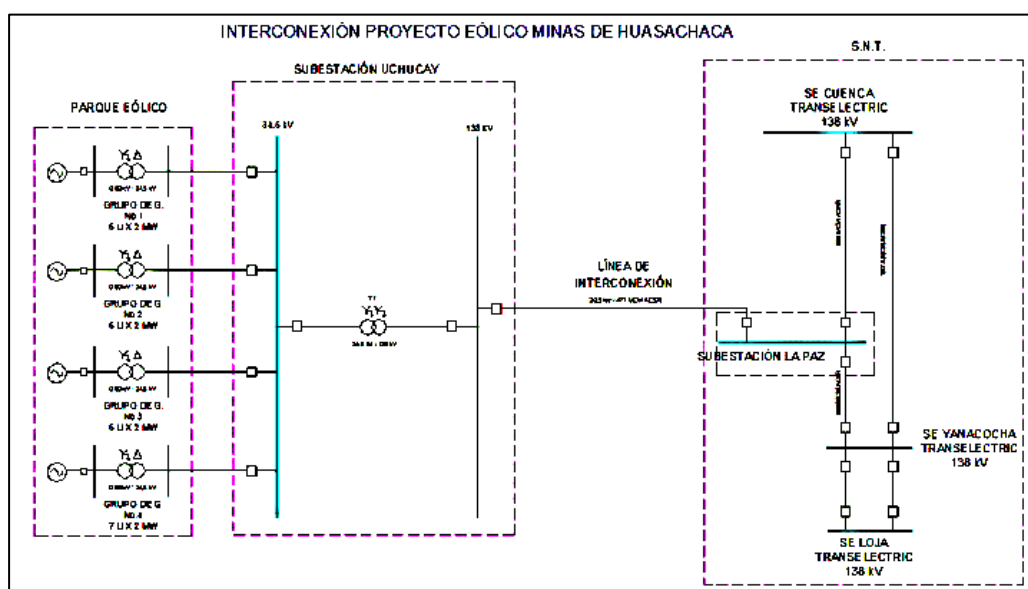


Figura 3. 13 Diagrama unifilar de interconexión proyecto Huascachaca

Fuente:

[https://www.compraspublicas.gob.ec/ProcesoContratacion/compras/PC/informacionProcesoContratacion2.cpe?idSoliCompra=QHpfjCHRS4bn3iD4tN8tQqQ5wB6f6zww8j9r60Ws3el,](https://www.compraspublicas.gob.ec/ProcesoContratacion/compras/PC/informacionProcesoContratacion2.cpe?idSoliCompra=QHpfjCHRS4bn3iD4tN8tQqQ5wB6f6zww8j9r60Ws3el)

3.8 Resultados de la investigación

A continuaciones resumen los parámetros para la implementación de

proyectos de energía eólica en el Ecuador de acuerdo con el primer objetivo específico el primero es el económico.

Criterio económico: mediante el criterio de VAN de todos los costos de inversión y mantenimiento.

- El costo del tipo de turbina, modelo altura potencia de acuerdo con el análisis técnico y las necesidades.
- Gastos de desmantelamiento y valor residual por venta de los activos del parque.
- La energía neta eléctrica vendida por su precio de venta y el incremento anual a lo largo del proyecto.
- Costos anuales de operación y mantenimiento así con su incremento anual.
- Inversión inicial comprende la de los aerogeneradores, la obra civil y la instalación eléctrica.
- Obra civil.
- costos de transporte.
- Instalación.
- cimentación y ejecución la cimentación depende del número de turbinas y separación de generadores.
- Instalación eléctrica.
- Subestaciones.
- red eléctrica.
- Potencia nominal de aerogeneradores, energía producida, costos de equipos condiciones del viento.

El segundo parámetro consiste en determinar el costo de la energía.

Debido a que existen varios costos indirectos, ya quedé penden de la tarifa, y por tanto de los ingresos (Impuestos y AE principalmente), se propone la estimación de los Costos Referenciales, se realicen en dos etapas.

Primero, se buscará una tarifa que haga que el VAN del flujo de caja

(Ingresos menos flujo de costos directos e indirectos) sea igual a cero. Esa tarifa será el Costo Fijo Unitario de OM&A expresado en USD/MWh, ya que cuando el VAN se haga cero, significa que la suma de los costos durante el ciclo de vida útil del proyecto, están cubiertos, actualizados a una tasa de descuento.

Luego, para corroborar este cálculo y para realizar la estimación Global de Costos Fijos y de Costos indirectos, se utilizará la metodología del Costo Nivelado de la Electricidad (abreviado como LCOE por sus siglas en inglés).

El LCOE, es la valoración económica del costo del sistema de generación de electricidad que incluye todos los costos a lo largo de la vida útil del proyecto: la inversión inicial, operación y mantenimiento, costo de capital etc.

Para determinar los costos de la energía de dólar por MWh se debe tener un desglose de los siguientes ítemes a considerar.

Ítem
Adquisición de terrenos
Aerogeneradores
Obras civiles
Subestación transformadores
Medioambiente
Administración
Total inversiones
Inversión unitaria

Tabla 3. 8 costos del proyecto

Fuente: Autor

Costo fijo por MWh.

INPUTS
Parámetro

Potencia efectiva
Factor de planta
Inversión del proyecto
Costo administración por año
Costo fijo de operación por año
Costo fijo de mantenimiento por año
Incremento salarial
Impuestos utilidades empresas
Tasas
Depreciación
Tasa descuento anual
Tarifa dólar por mwh

Tabla 3. 9 Costo fijo por MWh

Fuente: Autor

Se hace referencia al resultado al aplicar la fórmula del LCOE el costo de producción es de 3.6 us\$ kwh.

En relación con los parámetros técnicos del emplazamiento y aerogeneradores tenemos que ingresar los datos en las calculadoras.

Emplazamiento:

- densidad del aire.
- temperatura del aire.
- Altitud.
- presión atmosférica.
- velocidad del viento.
- parámetros de rugosidad.

Aerogenerador:

- Tipo y modelo.
- Potencia.
- Velocidad de conexión.
- Velocidad de corte.
- Diámetro del roto.

- Altura del buje.

Resultados:

- Potencia de entrada.
- Potencia de salida en W/m².
- Velocidad buje.
- Energía producida al año.
- Factor de carga.
- Curvas de potencia del aerogenerador.
- Potencias de entrada, útil y salida.

Informe de estado actual del potencial eólico en el Ecuador.

La potencia total instalada en el Ecuador es de 78270 kW incluyendo el proyecto de minas de Huascachaca con un total de 33 aerogeneradores.

La máxima capacidad de generación eólica que se puede instalar en el sistema, no solo depende de la disponibilidad y la calidad del viento, sino también de la robustez del nodo al cual se conectara un emplazamiento eólico. Este límite está determinado por dos parámetros importantes que son el Grado de Penetración Eólica en la red (GP) y el Índice de Fluctuación de Voltaje (IFV).

El valor máximo de generación eólica que se recomienda instalar en el Sistema Eléctrico Ecuatoriano a la fecha es 450 MW con una disponibilidad de once parques eólicos que se encuentran en distintas provincias del callejón interandino en función de la disponibilidad del viento y de la robustez de la subestación candidata para conectar el parque eólico.

En un futuro este valor de generación eólica podría experimentar importantes variaciones, debido a que las condiciones operativas del sistema sufrirán una variación importante en los próximos años debido a la implementación de nuevos proyectos tanto de generación como de transmisión.

Análisis de proyecto minas de Huancaschaca.

Con base en la obtención de resultados y de los estudios realizados por la empresa ELECAUSTRO S.A., tenemos.

Conexión eléctrica.

Circuitos de media tensión.

14 aerogeneradores producirán electricidad a un nivel de tensión de 690 V y se elevará por torre a 36 kv.

Subestación de elevación:

Luego una subestación eleva de 36 kv a 138 kv. Luego existirá una subestación de transferencia de elevación de Seccionamiento en la línea Cuenca – Loja a 138 kV deberá ser del tipo en anillo.

Línea de transmisión

De Echucay a Susdudel de 22.5 km y 139 kV.

Se analiza también la conexión del parque eólico con la subestación Minas y San Francisco.

Beneficios del proyecto.

Uso de una fuente renovable.

Desplazamiento de la producción termoeléctrica.

Evita la generación de 62000 ton. Co₂ al año.

Aporta a la diversificación de la matriz energética del país.

Satisface la creciente demanda nacional.

Tarifario eléctrico.

Costo Medio de Generación.

Con base en la producción de energía de las centrales de generación (simulaciones energéticas), las cuales se considera lo aprobado con Resolución Nro. ARCERNR-033/2020, se obtiene el Costo Medio de Generación - CMG, para el escenario hidrológico promedio, cuyos resultados se presentan la cual se observa que el costo total resultante del ajuste para la componente de generación se ubica en los MMUSD 846,56, cuyo valor referido a la producción de energía resulta en un costo medio anual de 3,36 ¢USD/kWh, que comparado con el valor

aprobado con Resolución Nro. ARCERNNR-033/2020 (3,34 ¢USD/kWh), presenta una variación del 0,59%.

Costo	Tipo	MMUSD
		Promedio
Variable	Hidroeléctrica	39,19
	Térmica	95,60
	Interconexión	3,59
	No convencional	189,57
	Privado	8,39
	Total Variable	336,33
Fijo	Público	484,30
	Privado	12,10
	Total Fijo	496,40
Otros	Otros Operación	13,82
	Total Otros	13,82
Costo Total	MM USD	846,56
Producción		25.187,57
Costo Unitario	¢USD/kWh	3,36

Tabla 3.10 Componentes del costo por kWh.

Fuente: Resolución ARCERNNR Nro. 019/2021 de 16de MXQLR de 2021

El costo medio nacional para el periodo enero - diciembre 2021, como resultado de la actualización de costos del SPEE, considerando el escenario hidrológico promedio, se colige que el costo medio nacional para el escenario hidrológico promedio se ubica en 9,19 ¢USD/kWh correspondiente al Servicio Público de Energía Eléctrica, que comprende un costo medio de generación de 3,36 ¢USD/kWh, un costo medio de transmisión de 0,68 ¢USD/kWh y un costo de distribución de 5,15 ¢USD/kWh.

COSTO MEDIO DE GENERACIÓN	
COSTOS	USD
COMPONENTE DE ENERGÍA (COSTO VARIABLE)	336.333.361,66
<i>HIDROELÉCTRICA</i>	39.187.479,32
<i>TÉRMICA</i>	95.595.361,01
<i>NO CONVENCIONAL</i>	189.567.927,86
<i>INTERCONEXIÓN</i>	3.589.200,48
<i>PRIVADOS</i>	8.393.392,98
COSTOS FIJOS IMPUTABLES AL SERVICIO	496.400.987,62
<i>GENERADORES PÚBLICOS</i>	484.301.800,76
<i>GENERADORES PRIVADOS</i>	12.099.186,86
OTROS COSTOS	13.820.718,66
<i>SEGURIDAD, REGULACIÓN Y OTROS</i>	13.820.718,66
COSTO TOTAL	846.555.067,94
ENERGÍA GENERADA (GWh)	25.187,57
COSTO MEDIO DE GENERACIÓN - USDc/kW	3,361

Tabla 3.11 Costo medio de generación de energía eléctrica

Fuente: Resolución ARCERNNR Nro. 019/2021 de 16de MXQLR de 2021

	USDc/kWh
Generación	3,36
Transmisión	0,68
Distribución	5,15
Costo del SPEE	9,19

Tabla 3.12 Costo total de energía eléctrica

Fuente: Fuente: Resolución ARCERNNR Nro. 019/2021 de 16de MXQLR de 2021

DETERMINACIÓN DEL PRECIO UNITARIO DE POTENCIA PARA LA REMUNERACIÓN DE LA RESERVA TÉCNICA POR CONFIABILIDAD DEL ABASTECIMIENTO

Tipo de Tecnología : Motor de combustión interna - MCI	
Periodo de análisis:	Nov. 2020 - Feb. 2021
Energía Firme (GWh)	9.063
Potencia Reserva (PR) (MW)	3.146
Costo Unitario de Inversión (CUI) (USD/kW-instalado)	1.254
Vida Útil (n) (Años)	25
Tasa de descuento (%)	12
Anualidad Inversión (A) (MMUSD-año)	503
Costo de Operación y Mantenimiento (O&M) (USD-año)	35.340
CÁLCULO DEL DIVIDENDO MENSUAL	
Vida Útil (n) (Meses)	300
Tasa de descuento (%)	1
Anualidad Inversión (A) (Miles USD-mes)	41.548
Costo de Operación y Mantenimiento (O&M) (Miles USD)	3
COSTO TOTAL MENSUAL - (Miles USD)	41.551
PRECIO UNITARIO DE POTENCIA (PUP) (USD/kW-mes)	13,21

Tabla 3.13 Precio unitario de potencia

Fuente: Resolución ARCERNR Nro. 019/2021 de 16de MXQLR de 2021 Autor

Se colige que el costo medio nacional para el escenario hidrológico promedio se ubica en 9,19 ¢USD/kWh correspondiente al Servicio Público de Energía Eléctrica, que comprende un costo medio de generación de 3,36 ¢USD/kWh, un costo medio de transmisión de 0,68 ¢USD/kWh y un costo de distribución de 5,15 ¢USD/kWh.

CAPITULO 4

NORMATIVAS DEL SECTOR ELÉCTRICO.

4.1 LOSPPE: Ley orgánica del servicio público de energía eléctrica.

Este cuerpo legal persigue el objetivo de garantizar el cumplimiento de cada uno de los principios constitucionales como la obligatoriedad, uniformidad, generalidad, universalidad, responsabilidad, accesibilidad, regularidad, continuidad, calidad y sostenibilidad ambiental, prevención, precaución y eficiencia, por parte del servicio público de provisión de energía eléctrica. Para este propósito, este instrumento legal procura normar el ejercicio de la responsabilidad del Estado en la planificación, regulación, control y administración del servicio público de energía eléctrica.

Esta normativa regula la participación del sector público y privado en las actividades relacionadas con la provisión de energía eléctrica a través de la red pública, así como también la potenciación y ejecución de proyectos que utilicen energías renovables, así como la implementación de mecanismos de eficiencia energética, así mismo se describe las atribuciones y deberes de los diversos agentes del mercado.

4.2. Marco Regulatorio.

El cual está dividido en 13 categorías, la cual corresponden a las siguientes: Generación; Generación Distribuida; Transmisión; Distribución; Comercialización; Autogeneración; Temas Sectoriales; Alumbrado Público General; Energía Renovable; Normativa Económica; Administración y Operación del SIN; Movilidad Eléctrica; Transacciones Internacionales de electricidad.

4.3. Sector eléctrico ecuatoriano.

La estructura del sector eléctrico especifica una conformación tanto institucional como empresarial, esta organización está acorde a lo establecido en el capítulo I de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica

(LOSPEE).

La **estructura Institucional** la conforman el MERNNR, ARCERNNR; OPERADOR CENACE, y los INSTITUTOS ESPECIALIZADOS. El sector eléctrico ecuatoriano se estructura de la siguiente manera:

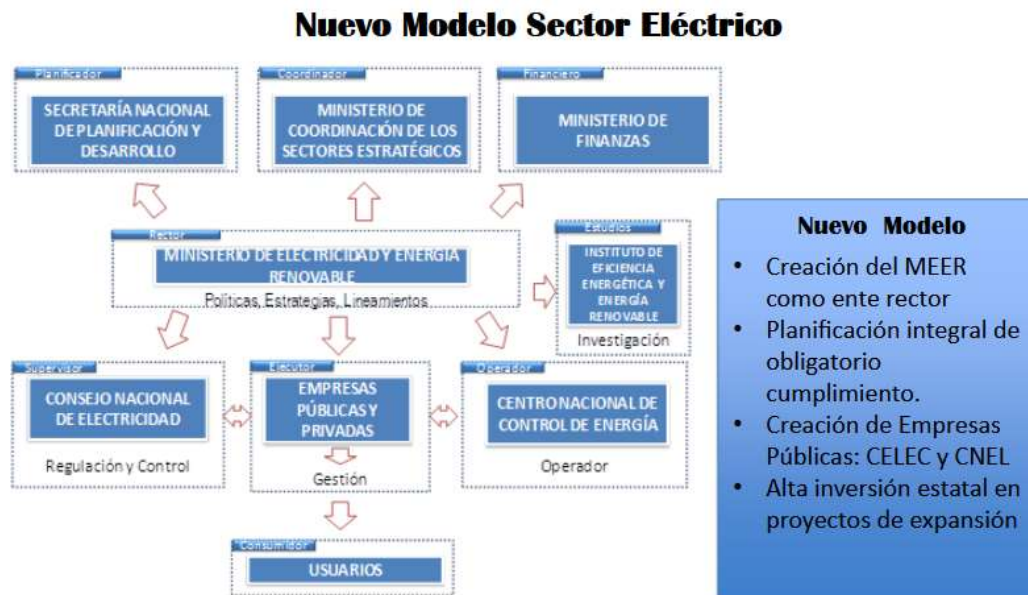


Figura 4. 1 Estructura del sector eléctrico ecuatoriano.

Fuente: <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/>

4.4. Normativa y Regulaciones ARCERNNR (ex ARCONEL).

La agencia de regulación y control ha emitido ciertas regulaciones garantizadas que las empresas de Generación y Distribución cumplan con las mismas, por ello, se cita las normativas más importantes.

- ARCONEL 005/18.- Calidad del Servicio Eléctrico de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica.
- La CONELEC 003/08.- Que hace referencia a la calidad del transporte de electricidad como del servicio de transición y conexión en el Sistema Nacional de Interconectado.

(Regulación No. CONELEC - 003/08).

- ARCONEL 003/18.- La generación fotovoltaica es para el autoabastecimiento para el consumo final de energía eléctrica.
- ARCONEL 001/18.- Franjas de servidumbre y distancias de Seguridad.

Hasta los actuales momentos bajo los lineamientos y disposiciones de la resolución Nro. 013/2021 y regulación Nro. 001/2021 (ARCERNNR, 2021) asociada a la resolución Nro. ARCONEL 042/18 y regulación Nro. ARCONEL 003/18 será la que vamos a utilizar en nuestro proyecto de sustentación, siendo importante detallar que la anterior es una norma registrada el 22 de Febrero del 2019, que tiene como objetivo principal el establecimiento de las condiciones para el desarrollo, implementación y participación se debe tener en cuenta la instalación de un sistema de micro generación Sfv hasta 100kW de capacidad nominal consumidores residenciales o que tengan interés en instalar sistemas fotovoltaicos de hasta 300 KW de capacidad nominal instalada; y, de hasta menos de 1000 kW, para consumidores comerciales o industriales.

CAPITULO 5

Conclusiones y Recomendaciones.

5.1. Conclusiones.

- Se determinó por medio de una investigación descriptiva los diferentes criterios técnicos, económicos y geográficos para proponer un emplazamiento de una central eólica en el país.
- A pesar de que la inversión inicial de un parque eólico es muy alta, éste presenta una serie de beneficios importantes: una baja frecuencia de mantenimiento, una vida estimada entre 20 y 25 años para sus componentes, una operación diaria y un mantenimiento fácil de llevar a cabo.
- Un parque eólico es una alternativa importante en la búsqueda de una solución a los problemas de energía eléctrica para las comunidades ecuatorianas alejadas de las redes de distribución eléctrica que funcionan actualmente.
- El transporte y montaje de los aerogeneradores presenta problemas de carácter logístico que pueden impactar significativamente en el costo de la construcción del parque eólico.
- Se presentó y analizo utilizando las fuentes secundarias el estado actual del potencial eólico en el país.
- Se escogió un caso de estudio el proyecto de minas Huancashaca para describir y analizar todo el proceso de la implementación desde el emplazamiento hasta ejecución del presupuesto del proyecto eólico en cuestión.
- Por lo tanto, se consiguió cumplir con el objetivo principal que s el estudio de la factibilidad técnico económica en la utilización como fuente renovable para la implementación de un proyecto eólico.

5.2. Recomendaciones.

- Utilizar la investigación académica como una descripción del proceso para la implementación de una central eólica.
- La aplicación de construcción de un parque eólico para la generación de energía eléctrica requiere de un estudio de vientos que maneje un alto nivel de detalle, principalmente en lo que se refiere a los recursos eólicos disponibles. Mientras más información se analice en el estudio de vientos, mayores serán las oportunidades de obtener resultados positivos en la implementación de sistemas eólicos.
- Se debe efectuar un estudio de suelos para conocer el estado del terreno en donde se va a realizar la construcción del parque eólico, tomando las precauciones necesarias.
- Se puede efectuar un análisis más profundo de la producción de energía a través de la utilización de un software adecuado para simular dinámicamente el comportamiento de los vientos en el sitio seleccionado.

5.3. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.

AEE. (5 de 2 de 2022). *AEE*. Recuperado el 11 de 7 de 2022, de <https://aeeolica.org/sobre-la-eolica/la-eolica-en-el-mundo/>

Barragan, E. (31 de 01 de 2014). *Generacion Eolica en Ecuador: Analisis del Entorno y Perspectiva de desarrollo*. Recuperado el 10 de 07 de 2022, de *Revista tecnica energia*: <https://doi.org/10.37116/revistaenergia.v10.n1.2014>

Burgos, M., & Aldana, S. (2016). *Diseño e implementacion de aplicativo que apoye en la seleccion del aerogenerador adecuado segun datos de la estacion meteorologica suministrado por el usuario*. Bogota: Universidad Jose de Caldas.

CENACE. (2020). *informe anual 2020*. Quito: Cenace.

Chalan, M. (2021). *Uso de energias no convencionales*. Cajamarca: Universidad de Cajamarca.

CICA. (3 de 5 de 2021). *Centrales eolicas*. Recuperado el 11 de 07 de 2022, de <https://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/capitulo4b.html>

Cubillo, P. (2010). *Manual de manejo ambiental para parques eolicos*. Quito: Universidad internacional SEK.

curiosfera. (4 de 5 de 2021). Recuperado el 10 de 07 de 2022, de [www.curiosfera: https://curiosfera-historia.com/historia-de-la-energia-eolica/](https://curiosfera-historia.com/historia-de-la-energia-eolica/)

Echeita, G. (2020). *La Pandemia del Covid19. Una oportunidad para pensar como*

Hernandez, J. (2016). *Mejoras en las prestaciones de aerogeneradores sincronos de velocidad variable frente a los huecos de tension*. Portoviejo: UTM.

IRENA. (3 de 05 de 2021). <https://www.irena.org/>. Recuperado el 11 de 07 de

2022, de <https://www.irena.org/>

Lopez , S., & Gomez , J. (2021). *Proyectos eolicos*. Mexicali: Instituto Tecnologico de Mexicali.

Martinez, A. (2015). *Energia renovable*. Honolulu: AIU.

milller, w. w. (4 de 6 de 2021). *windpower.org*. Recuperado el 10 de 07 de 2022, de <http://drømstørre.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/pictures>

Moreno, P. (2013). *Energia eolica: ventajas y desventajas de su utilizacion en Colombia*. Bogota: Universidad libre Instituto de Posgrado de Ingeniera Esp. en Gerencia Ambiental.

olade.org. (4 de 5 de 2016). *ATLAS EOLICO PERU*. Recuperado el 11 de 07 de 2022, de <https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00367.pdf>

Serrano, J. (2012). *Diseño optimo de parques eolicos de gran dimension incluyendo analisis de riesgos*. Sevilla: Escuela Tecnica Superior de Ingenieros Dept. de Ingenieria Electrica Universidad de Sevilla.

Suarez, A. (26 de diciembre de 2020). La educacion durante la pandemia, evitar la

Tello, M. (2015). *Construccion de un aerogenerador de eje vertical tipo Savonius consistema de medicion de giro*. Quito: SEK.

Vidal , R. (2014). *Evaluacion del recurso eolico en la universidad Tecnologica de Ciudad Juarez*. Chihuahua: Cimav.

windpower. (5 de 8 de 2020). *windpower.org*. Recuperado el 11 de 7 de 2022, de <http://drømstørre.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour>



DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Pacheco Delgado Gonzalo Gabriel**, con C.C: # **0919775593** autor del trabajo de titulación: **ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA. CASO DE ESTUDIO PARQUE EÓLICO MINAS DE HUASCACHACA**, previo a la obtención del título de **Magister en Electricidad** en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, 15 de junio de 2023

f. 

Nombre: **PACHECO DELGADO GONZALO GABRIEL**

Ci: **0919775593**

REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA			
FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN			
TEMA Y SUBTEMA:	ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA EÓLICA. CASO DE ESTUDIO PARQUE EÓLICO MINAS DE HUASCACHACA		
AUTOR(ES)	Pacheco Delgado Gonzalo Gabriel		
REVISOR(ES)/TUTOR(ES)	Ph.D Juan Carlos Lata/ MSc. Diana Bohórquez Heras/ MSc. Gustavo Mazzini Muñoz		
INSTITUCIÓN:	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
FACULTAD:	Sistema de Posgrado		
CARRERA:	Maestría en Electricidad		
TÍTULO OBTENIDO:	Magister en Electricidad con mención Energías Renovables y Eficiencia Energética.		
FECHA DE PUBLICACIÓN:	15 de junio de 2023	No. DE PÁGINAS:	88
ÁREAS TEMÁTICAS:	EFICIENCIA ENERGÉTICA – TURBINAS EÓLICAS		
PALABRAS CLAVES/ KEYWORDS:	Parque eólico, estudio, factibilidad técnico económica		
RESUMEN/ABSTRACT: La presente tesis tiene como propósito principal realizar un estudio de factibilidad técnico económico para un emplazamiento de una central de energía eólica como alternativa de fuente renovable de energía. El trabajo se fundamenta por el análisis de los criterios técnicos, económicos y geográficos, utilizando investigación bibliográfica de fuentes secundarias. De igual manera se determina el potencial eólico en el Ecuador y un caso de estudio del proyecto Minas Huancashaca a partir del proceso para la implementación del proyecto. Las variables de investigación involucradas son dependencia de recurso no renovable y el estudio técnico económico. La metodología de la investigación es descriptiva, cualitativa, cuantitativa, no experimental, analítica sintética y no experimental. Se demuestra que el diseño de un parque eólico es un proceso muy complejo que comprende áreas como la ingeniería, economía, medio ambiente e incluso el derecho. Para decidir la ubicación de un parque eólico se considera las condiciones del viento, diseño de las aspas del aerogenerador, orografía del terreno y la presencia de obstáculo como zonas de paso de aves migratorias, presencia de núcleos cercanos de población; también es necesaria la disponibilidad y accesibilidad del terreno, acceso a la red de transporte y distribución de la energía eléctrica. Así como el efecto de las estelas entre turbinas no sea excesivo y, al mismo tiempo, la distancia entre aerogeneradores no sea muy elevada afectando negativamente a costes como la instalación eléctrica, pérdidas eléctricas en el sistema y costes de operación y mantenimiento.			
ADJUNTO PDF:	<input checked="" type="checkbox"/>	SI	<input type="checkbox"/> NO
CONTACTO CON AUTOR/ES:	Teléfono: 0984589521	E-mail: Gonzalo.pacheco@cu.ucsg.edu.ec	
CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN (COORDINADOR DEL PROCESO UTE)::	Nombre: MSc. Celso Bayardo Bohórquez Escobar		
	Teléfono: +593-995147293		
	E-mail: celso.bohorquez@cu.ucsg.edu.ec		
SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA			
Nº. DE REGISTRO (en base a datos):			
Nº. DE CLASIFICACIÓN:			
DIRECCIÓN URL (tesis en la web):			