



# **UNIVERSIDAD DE CUENCA**

Facultad de Ingeniería

Carrera de Ingeniería Eléctrica

**Estudio preliminar de un parque eólico complementario en Ecuador: caso**

**Pimo provincia del Azuay**

Trabajo de titulación previo a la obtención del título de  
Ingeniero Eléctrico

Autores:

Israel Iván Ordoñez Valdivieso

CI:0104222864

Richard Leonardo Luna Romero

CI:0706672821

Director:

Ing. Juan Leonardo Espinoza Abad, PhD

CI:0102559325

**Cuenca – Ecuador**

15-octubre-2019



**Resumen:** La demanda de energía eléctrica en Ecuador está en constante crecimiento, esto significa que se debe buscar nuevos recursos energéticos para abastecer esta demanda y a la vez incrementar el portafolio de fuentes de generación. Una de estas alternativas es la energía eólica que, junto con la energía solar y la hidroelectricidad, ha alcanzado un desarrollo tecnológico importante y genera menores impactos al ambiente.

Según el Balance Energético Nacional, en el año 2017, en el sector eléctrico ecuatoriano la producción total de energía provino 73.64% de energía renovable, del cual el 71.76% es hidráulica y 0.26% eólica. Si bien la mayor parte de generación de electricidad en Ecuador proviene de energía hidráulica, el problema con este tipo de fuente es que aun contando con dos cuencas hidrográficas distintas y parcialmente complementarias (Pacífico y Amazonas), existen meses en los que la hidrología se reduce en todo el territorio nacional, específicamente durante el último trimestre del año. El presente proyecto propone el emplazamiento de un parque eólico ubicado en un sitio donde la velocidad del viento sea máxima o al menos representativa en los meses de septiembre a enero, es decir sea complementario a la hidrología.

En base a estudios previos realizados por CELEC EP, se tienen varios sitios en Ecuador en donde se presume que el viento tiene un comportamiento complementario a la hidroelectricidad, durante la mencionada época del año. En este trabajo se presenta el estudio preliminar de un parque eólico complementario en Ecuador y se enfoca en la localidad de Pimo, cantón Cuenca, provincia del Azuay.

**Palabras claves:** Energía eólica. Complementariedad. Series de reanálisis. Correlación. Micrositing. Factor de planta. Emisiones de CO<sub>2</sub>. Bonos de carbono.



**Abstract:** The demand of electrical energy in Ecuador is in constant growth, this means that new energy resources must be searched to supply this demand and at the same time to increase the portfolio of generation sources. One of these alternatives is wind energy which, together with solar energy and hydroelectricity, has achieved important technological development and generates less impact on the environment.

According to the National Energy Balance, in 2017, in the Ecuadorian electric sector the total energy production came from 73.64% of renewable energy, of which 71.76% is hydraulic and 0.26% is wind. Although most of Ecuador's electricity generation comes from hydropower, the problem with this type of source is that even with two different and partially complementary hydrographic basins (Pacific and Amazon), there are months in which hydrology is reduced throughout the national territory, specifically during the last quarter of the year. The present project proposes the location of a wind farm located in a place where the wind speed is maximum or at least representative in the months from September to January, that is, complementary to hydrology.

Based on previous studies carried out by CELEC EP, there are several sites in Ecuador where it is presumed that the wind has a complementary behavior to hydroelectricity, during the mentioned time of year. This paper presents the preliminary study of a complementary wind farm in Ecuador and focuses on the town of Pimo, canton Cuenca, Azuay province.

**Keywords:** Wind energy. Complementarity. Reanalysis series. Correlation. Micrositing. Plant factor. CO2 emissions. Carbon credits.



## ÍNDICE DE CONTENIDO

<b>Resumen:</b> .....	<b>2</b>
<b>Abstract:</b> .....	<b>3</b>
<b>ÍNDICE DE CONTENIDO</b> .....	<b>4</b>
<b>Capítulo 1. Generalidades</b> .....	<b>18</b>
1.1    Introducción .....	18
1.2    Objetivos .....	19
1.2.1    Objetivo General.....	19
1.2.2    Objetivos Específicos .....	19
1.3    Energía Eólica .....	19
1.3.1    Propiedades de la Energía Eólica.....	19
1.3.2    Evolución de la Tecnología Eólica para generación eléctrica.....	24
1.3.3    Tipos de Aerogeneradores y sus Componentes .....	27
1.4    Teoría de Aerogeneradores.....	31
1.4.1    Energía Disponible del viento .....	31
1.4.2    Teoría Unidimensional y Ley de Betz .....	33
1.4.3    Distribución de Weibull y de Rayleigh .....	38
1.4.4    Curva de potencia de un aerogenerador.....	39
1.4.5    Contexto actual de la energía eólica .....	40
1.5    Energía Eléctrica en Ecuador .....	43
1.5.1    Antecedentes.....	43
1.5.2    Situación Actual.....	46
1.6    Energía Eólica en Ecuador .....	50
1.6.1    Evaluación del recurso eólico para fines energéticos.....	51
1.6.2    Proyectos Eólicos implementados .....	54
1.6.3    Proyectos Eólicos a ser Desarrollados.....	56



**Capítulo 2. Análisis de la Complementariedad del Recurso Eólico en el Sitio. .... 59**

2.1 Definición de Complementariedad ..... 59

2.2 Hidrografía y Caudales de los Embalses de las Principales Hidroeléctricas del País  
59

2.2.1 Hidrografía de la Costa ..... 60

2.2.2 Hidrografía de la Sierra ..... 60

2.2.3 Hidrografía de la Región Amazónica ..... 60

2.3 Evaluación del Recurso Eólico Complementario en el sector de Pimo ..... 65

2.3.1 Ubicación del sitio y características de la torre de medición ..... 65

2.3.2 Obtención de datos de viento de la torre ..... 67

2.3.3 Datos Obtenidos del MERRA y DTU ..... 67

2.3.4 Análisis de Correlación y Regresión ..... 69

2.3.5 Caudal vs Viento ..... 73

**Capítulo 3. Análisis para Determinar el Parque a Partir del Recurso que existe en la Zona ..... 79**

3.1. Modelado del Parque Eólico Pimo en el software WAsP ..... 79

3.2. Datos de entrada y condiciones de contorno necesarios en WAsP ..... 80

3.2.1. Información meteorológica (dirección y velocidad de viento) ..... 80

3.2.2. Mapa orográfico de la zona. .... 83

3.2.3. Selección de los aerogeneradores ..... 88

3.2.4. Descripción y Curva de Potencia de los Aerogeneradores. .... 89

3.2.5. Distribución de los Aerogeneradores ..... 95

3.3 Cálculo de la Producción Energética Anual (PEA) del Parque eólico Pimo en WAsP  
103

**Capítulo 4. Condiciones Básicas para la conexión del Parque Eólico al Sistema Nacional Interconectado ..... 105**

4.1. Instalación Eléctrica en Bajo Voltaje (BV). .... 105



4.2.	Red de Medio Voltaje (MV).....	106
4.2.1	Sección del conductor.....	107
4.2.2.	Cálculo de la Intensidad Nominal.....	107
4.2.3.	Dimensionamiento de Conductores por Caída de Voltaje.....	109
4.2.4.	Solicitud térmica de corriente .....	110
4.3.	Toma de Tierra .....	110
4.4.	Subestación Eléctrica .....	110
4.4.1.	Localización de la Subestación.....	110
4.5.	Evacuación en Alto Voltaje (AV) .....	113
<b>Capítulo 5. Análisis de las principales variables (ambiental y económica) en la implementación del parque eólico propuesto. ....</b>		<b>115</b>
5.1.	Análisis Ambiental .....	115
5.1.1.	Efecto invernadero.....	115
5.1.2.	Calentamiento global y Cambio climático .....	115
5.1.3.	Emisiones de CO <sub>2</sub> producida por las centrales térmicas en Ecuador .....	117
5.2.	Análisis Económico.....	122
5.2.1.	Costo de hidrocarburos en el Ecuador.....	122
5.2.2.	Ahorro económico .....	123
5.2.3	Ingresos por mecanismo de desarrollo limpio (MDL) .....	124
<b>Capítulo 6. Conclusiones y Recomendaciones .....</b>		<b>126</b>
6.1.	Conclusiones Generales.....	126
6.2.	Recomendaciones.....	127
<b>Bibliografía.....</b>		<b>129</b>
<b>Anexos.....</b>		<b>137</b>
	Anexo I. Características técnicas del aerogenerador Vestas V80.....	137



## Índice de Figuras

Figura 1.1 Anemómetro Clase 1 NRG Systems #40 [6] .....	22
Figura 1.2 Veleta NRG Systems [7] .....	22
Figura 1.3 Componentes Principales de una turbina eólica [22].....	30
Figura 1.4 Izquierda: Aerogenerador de eje horizontal. Derecha: Aerogenerador de eje Vertical [11] .....	30
Figura 1.5 Área de barrido de un aerogenerador .....	33
Figura 1.6 Variación de empuje y velocidad en un modelo ideal de..... aerogenerador. [24] .....	33
Figura 1.7 Coeficiente de Potencia $CP$ en función del factor de interferencia $\beta$ [24] .....	36
Figura 1.8 Coeficiente de empuje de un rotor ideal en función de $\beta$ [14] .....	38
Figura 1.9 Curva de potencia típica. ....	40
Figura 1.10 Desarrollo histórico de nuevas instalaciones GW [29].....	41
Figura 1.11 Izquierda: Capacidad añadida recientemente, Derecha: Nueva capacidad en 2018 y cuota de los cinco principales mercados onshore. [29].....	41
Figura 1.12 Izquierda: Nuevas instalaciones onshore. Derecha: Nuevas instalaciones offshore [29] .....	42
Figura 1.13 Izquierda: Total de instalaciones onshore. Derecha: Total de instalaciones offshore [29] .....	42
Figura 1.14 Disminución de Energía Hidroeléctrica de 1997 a 2006[35] .....	44
Figura 1.15 Evolución de la Potencia Incorporada al S.N.I. y los Porcentajes de reserva en el periodo 1998-2006 [35] .....	45
Figura 1.16 Crecimiento de la potencia instalada en Ecuador [36].....	46
Figura 1.17 Producción bruta de electricidad por fuente de energía [52].....	47
Figura 1.18 Reserva de energía con hidrología media, caso Base [36] .....	48
Figura 1.19 Reserva de energía con hidrología semi-seca, caso Base [36] .....	48
Figura 1.20 Composición de la generación, demanda y reserva, hidrología promedio, Caso Base [36] (GWh/mes).....	49
Figura 1.21 Composición de la generación, demanda y reserva, hidrología promedio, Caso Matriz Productiva (GWh/mes) [36] .....	49



Figura 1.22 Potencia Eólico Bruto del Ecuador [1] ..... 53

Figura 1.23 Parque Eólico Villonaco ubicado en la ciudad de Loja [37] ..... 55

Figura 1.24 Parque Eólico Baltra ubicado en las islas de Galápagos [38]..... 56

Figura 1.25 Parque Eólico San Cristóbal ubicado en las islas de Galápagos [39]..... 56

Figura 1.26 Ubicación geográfica del proyecto eólico Minas de Huascachaca [40] ..... 57

Figura 1.27 Característica del terreno en Minas de Huascachaca [40] ..... 58

Figura 2.1 Caudales Máximos ( $m^3/s$ ),[44] ..... 61

Figura 2.2 Caudales Mínimos ( $m^3/s$ ). [44]..... 62

Figura 2.3 Caudales Promedios ( $m^3/s$ ). [44] ..... 62

Figura 2.4 Caudales medios afluentes a los embalses del SNI ( $m^3/s$ ) año 2018. [45]..... 63

Figura 2.5 Comportamiento del caudal anual de Coca Codo Sinclair año 2018. [45] ..... 63

Figura 2.6 Reserva energética mensual (GWh), 2018. [45] ..... 64

Figura 2.7 Reserva energética mensual por embalse ( $m^3/s$ ), 2018. [45]..... 64

Figura 2.8 Ubicación del sector Pimo. [46]..... 65

Figura 2.9 Torre atirantada ubicada en Pimo, Fuente: Propia ..... 66

Figura 2.10 Velocidad promedio mensual medida por la torre a 30m, desde .....  
diciembre del 2018 a agosto del 2019. .... 67

Figura 2.11 Datos del viento extraídos del MERRA durante un periodo de 36 años.....  
en el sector de Pimo. [48] ..... 68

Figura 2.12 Velocidad promedio mensual a 30m del suelo en el sector de Pimo .....  
según DTU. [47]..... 69

Figura 2.13 Análisis de Correlación y regresión entre los datos del Merra y la torre. .... 72

Figura 2.14 Extrapolación de la velocidad del viento en los meses faltantes en la.....  
zona de Pimo..... 73

Figura 2.15 Gráfico de correlación Caudal Amaluza – Viento en Pimo. .... 75

Figura 2.16 Gráfico de correlación Caudal Mazar – Viento en Pimo. .... 75

Figura 2.17 Gráfico de correlación Caudal Agoyán – Viento en Pimo. .... 76

Figura 2.18 Gráfico de correlación Caudal Pisayambo – Viento en Pimo..... 76

Figura 2.19 Gráfico de correlación Caudal Daule Peripa – Viento en Pimo..... 77

Figura 2.20 Gráfico de correlación Caudal Coca Codo – Viento en Pimo ..... 77

Figura 3.1 Datos de viento de Pimo a 80m en formato .txt, .....80

Figura 3.2 Ventana de inicio de OWC Wizard ..... 81





Figura 3.3 Datos de la estación meteorológica en OWC Wizard..... 81

Figura 3.4 Rosa de Vientos y Distribución de Weibull en Pimo en la herramienta.....  
OWC Wizard..... 82

Figura 3.5 Parámetros de Weibull en OWC Wizard Fuente: Propia..... 82

Figura 3.6 Atlas de viento de Pimo generado en WASP..... 83

Figura 3.7 Selección del emplazamiento en Pimo generado en Google Earth ..... 84

Figura 3.8 Curvas de nivel del emplazamiento seleccionado en Pimo en .....  
Global Mapper ..... 84

Figura 3.9 Curvas de nivel del emplazamiento seleccionado en Pimo en .....  
Global Mapper ..... 85

Figura 3.10 Mapa Orográfico de Pimo en WASP..... 86

Figura 3.11 Creación del mapa de rugosidad en Google Earth..... 86

Figura 3.12 Calibración del mapa de rugosidad de Google Earth con el mapa .....  
orográfico de la zona. .... 87

Figura 3.13 Mapa de rugosidad de la zona seleccionada digitalizada en WASP. .... 87

Figura 3.14 Datos aerogenerador Vestas V80. .... 91

Figura 3.15 Datos aerogenerador Vestas V90 ..... 91

Figura 3.16 Datos aerogenerador SWT-2.3-82 VS. .... 92

Figura 3.17 Datos aerogenerador Bonus B76/2000. .... 92

Figura 3.18 Datos aerogenerador Nordex N80/2500..... 93

Figura 3.19 Creación del resource grid en el área de trabajo de WASP ..... 95

Figura 3.20 Creación de la malla en resource grid para ubicar nuestros .....  
aerogeneradores ..... 96

Figura 3.21 Zonas en Pimo donde existe mayor densidad de potencia ..... 97

Figura 3.22 Índice de rugosidad de las áreas donde existe mayor densidad de.....  
potencia..... 98

Figura 3.23 Zonas factibles donde se ubicará el parque eólico..... 98

Figura 3.24 Parque eólico, configuración 1..... 99

Figura 3.25 Parque eólico, configuración 2..... 100

Figura 3.26 Parque eólico, configuración 3..... 101

Figura 3.27 Ubicación del Parque Eólico en Google Earth..... 102

Figura 3.28 Cálculo de la PEA mediante WASP..... 103

Figura 4.1 Componentes de la V80. [88] .....106



Figura 4.2 Datos técnicos cable HERSATENE RHZ1-OL ..... 108

Figura 4.3 Ubicación de la subestación del Parque Eólico Pimo ..... 113

Figura 4.4 Diagrama Unifilar del Parque Eólico Pimo..... 114

Figura 5.1 Descripción del efecto invernadero y el calentamiento global. [76] .....115

Figura 5.2 Porcentaje de gases de efecto invernadero emitidos [78] ..... 116

Figura 5.3 Emisiones globales de CO<sub>2</sub> por sector. [79] ..... 117

Figura 5.4 Producción de energía bruta por tipo de central [80]..... 117

Figura 5.5 Consumo de combustible en las Generadoras térmicas. [45]..... 118

Figura 5.6 Factores de Emisión de CO<sub>2</sub> por tipo de combustible del IPCC 2006. [81].... 119

Figura 5.7 Factor de planta de las centrales eléctricas del ecuador 2018. [80] ..... 121

Figura 5.8 Valor subsidiado por el Estado ecuatoriano. [87] ..... 123



## Índice de Tablas

Tabla 1. 1 Escala de viento de Beaufort. [4].....	21
Tabla 1. 2 Valores de longitud de rugosidad dependiendo del tipo de terreno [1] .....	24
Tabla 1. 3 historia del uso del viento con fines eléctricos. 1/4 .....	24
Tabla 1. 4 Evolución histórica de las instalaciones totales [29] .....	42
Tabla 1. 5 Capacidad instalada total en LAC, por país [34].....	43
Tabla 1. 6 Nueva generación en el SIN en el año 2006 [35] .....	45
Tabla 2. 1 Torre Meteorológica Ubicada en Pimo .....	66
Tabla 2. 2 velocidad del viento en Pimo obtenidas de diferentes fuentes.....	71
Tabla 2. 3 Viento de Pimo y caudales históricos promedios históricos de las..... principales hidroeléctricas.....	74
Tabla 3.1 Clases de aerogeneradores según Norma IEC 61400-1. ....	88
Tabla 3.2 Valores de Turbulencia obtenidos en el sitio de Pimo .....	89
Tabla 3.3 Modelos candidatos de aerogeneradores Clase I .....	90
Tabla 3.4 Rendimiento de cada modelo de aerogenerador seleccionado. ....	94
Tabla 3.5 Distancia entre turbinas para la configuración 1. ....	99
Tabla 3.6 Distancia entre turbinas para la configuración 2. ....	101
Tabla 3.7 Distancia entre turbinas para la configuración 3. ....	102
Tabla 3.8 Producción de energía de cada aerogenerador en WAsP .....	103
Tabla 4. 1 Intensidad nominal generada por circuito .....	109
Tabla 4. 2 Distancias relativas a la turbina Base 1 .....	112
Tabla 4. 3 Posición de la subestación.....	112
Tabla 5.1 Consumo de Combustible de las generadoras 1/2 [80]. ....	118
Tabla 5.2 Resultados de emisiones de CO <sub>2</sub> .....	119
Tabla 5.3 Centrales térmicas .....	121
Tabla 5.4 Central Eólica.....	122
Tabla 5.5 Subsidio para combustible de las centrales térmicas .....	123
Tabla 5.6 Ingresos por MDL.....	125



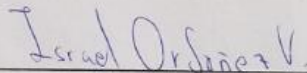
## Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

---

Israel Iván Ordóñez Valdivieso en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Estudio Preliminar de un Parque Eólico Complementario en Ecuador: Caso Pimo Provincia del Azuay", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

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

Cuenca, Octubre 2019



---

Israel Iván Ordoñez Valdivieso

C.I: 0104222864



## Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

---

Richard Leonardo Luna Romero en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "Estudio Preliminar de un Parque Eólico Complementario en Ecuador: Caso Pimo Provincia del Azuay", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

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

Cuenca, Octubre 2019

Richard Leonardo Luna Romero

C.I: 0706672821



## Cláusula de Propiedad Intelectual

---

Israel Iván Ordoñez Valdivieso, autor del trabajo de titulación “Estudio Preliminar de un Parque Eólico Complementario en Ecuador: Caso Pimo Provincia del Azuay”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, Octubre 2019

Israel Ordoñez V.

Israel Iván Ordoñez Valdivieso

C.I: 0104222864

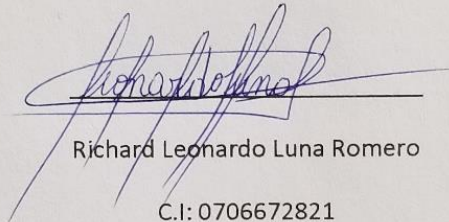


## Cláusula de Propiedad Intelectual

---

Richard Leonardo Luna Romero autor del trabajo de titulación “Estudio Preliminar de un Parque Eólico Complementario en Ecuador: Caso Pimo Provincia del Azuay”, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, Octubre 2019



Richard Leonardo Luna Romero  
C.I: 0706672821



### **Agradecimiento**

Agradezco a mis padres Claudio y Ana Elizabeth por su trabajo, sacrificio y todo el apoyo que me han dado durante esta etapa, siempre aconsejándome de la mejor manera.

A la Universidad de Cuenca y sus docentes por impartir sus conocimientos. Al Dr. Juan Leonardo Espinoza por su guía paciente, su motivación entusiasta y sus excelentes contribuciones a este trabajo de investigación.

Finalmente quiero agradecer a la Corporación Eléctrica del Ecuador – CELEC EP en especial al Ing. Pablo Guzmán quien nos permitió acceder a toda la información requerida, a la Ing. Verónica Polo y el Ing. Paul Martinez, quienes nos facilitaron los datos obtenidos por la torre y nos llevaron a realizar las visitas técnicas del sitio, por último, pero no menos importante al Ing. José Jara por sus valiosos consejos sobre la metodología a ser aplicada en el presente trabajo.

### **Dedicatoria**

Dedico este trabajo a mis abuelos Alejandro, María y Elsa, por sus oraciones, cariño, apoyo incondicional, y palabras de aliento que hicieron de mí una mejor persona durante todo este proceso, y de una u otra forma me acompañan en todos mis sueños y metas.

Israel I. Ordóñez Valdivieso





## **Agradecimiento**

Agradezco a Dios por guiarme en mi camino y por permitirme concluir esta meta muy importante en mi vida.

A mis padres Eduardo y Patricia quienes con su esfuerzo y sacrificio me ayudaron a culminar mi carrera en esta prestigiosa universidad y por brindarme el apoyo suficiente para no declinar cuando todo parecía complicado e imposible.

A Doris por su amor y apoyo incondicional, durante toda esta etapa de mi tesis y parte de mi carrera universitaria, por acompañarme en todo momento gracias.

Agradezco también a mi Director de Tesis Ing. Juan Leonardo Espinoza, que gracias a su ayuda y consejos hoy puedo finalizar este trabajo de Titulación.

De igual forma quiero agradecer a la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC) por abrirnos las puertas de tan prestigiosa institución, proporcionándonos la información necesaria para el estudio, de manera especial a su equipo técnico: al Ing. Pablo Guzmán por permitirnos acceder a los datos de medición del viento, a la Ing. Verónica Polo por entregarnos mensualmente los datos de la torre medición, al Ing. José Jara por tomarse el tiempo de revisarnos y encaminarnos en el desarrollo de nuestro trabajo y por ultimo le doy gracias al Ing. Paul Martínez por acompañarnos siempre al sitio de estudio.

Finalmente quiero expresar mi más grande y sincero agradecimiento a la familia Ordoñez Valdivieso por recibirme en su hogar de forma muy amable durante todos mis años de estudio en la ciudad de Cuenca.

## **Dedicatoria**

Dedico esta tesis a mis Padres Eduardo y Patricia por estar siempre a mi lado en las buenas y en las malas, por hacer que su sacrificio se vea recompensado al lograr esta meta alcanzada.

A mis hermanos Ariana, Eduardo y Derick por ser ellos la inspiración y el motivo para continuar en este camino de alcanzar una de mis metas más deseadas.

A esa vida que crece en el vientre de Doris, la cual será mi nueva fuente de inspiración para seguir superándome en la vida.

Richard L. Luna Romero



## Capítulo 1. Generalidades

### 1.1 Introducción

La energía eólica es una de las fuentes de energía de más rápido crecimiento en el mundo. Su resurgimiento a finales del siglo XX en la generación de electricidad limpia, ha hecho que rápidamente se haya convertido en una parte importante de la generación de electricidad en numerosos países. Para que esto suceda, han sido necesarios varios factores, entre los cuales cinco pueden describirse como determinantes. En primer lugar, se trata de la necesidad de energía, vinculada al agotamiento paulatino de los combustibles fósiles. Segundo, la existencia de un recurso eólico abundante en varias partes del planeta. En tercer lugar, el desarrollo de la infraestructura tecnológica, con el fin de desarrollar cada día aerogeneradores de mayor eficiencia. En cuarto lugar, la visión de los precursores en este ámbito, quienes en la segunda mitad del siglo anterior lideraron el progreso tecnológico para llegar hasta la situación actual. Y finalmente, la voluntad política de propiciar la implementación de la energía eólica, ya sea en términos administrativos como de remuneración para el fabricante. [1]

La falta de control en flujo del viento es uno de los problemas intrínsecos de la energía eólica, así como de las energías renovables en general. Una planta de generación convencional puede situarse en un lugar u otro, según muchos factores, entre los que el abastecimiento de combustible no suele ser el factor determinante. Por otro lado, un parque eólico debe estar localizado en el lugar donde el recurso se encuentra presente, e inclusive su diseño está influenciado por la distribución final del viento en el lugar. A diferencia de las centrales de generación tradicional, en un parque eólico no se puede controlar el momento en el que el viento está presente. Las centrales eólicas únicamente generan cuando existe un nivel suficiente de viento y no es posible controlar su eficiencia en relación con las demandas de los consumidores.

Por lo expuesto, es fundamental la localización de sitios idóneos para la construcción de parques eólicos, es decir, aquellos que dispongan de los recursos eólicos suficientes. Una vez localizados estos sitios, es posible tomar en consideración otros factores, tales como la infraestructura eléctrica y de comunicación, la factibilidad técnico-económica del proyecto, o la repercusión en el medio ambiente.

El presente trabajo permite analizar el potencial que tendría en el Ecuador la energía eólica como fuente de energía renovable complementaria a la hidroelectricidad. Para ello, se usa



como caso de estudio el área de Pimo, provincia del Azuay, donde se ha iniciado una campaña de monitoreo para conocer si sería un buen sitio con potencial eólico para el uso de esta energía en el país. Esta información permitirá complementar al Atlas Eólico del Ecuador, publicado en el año 2013, y constituirá un valioso aporte para los sectores productivos públicos y privados de nuestro país, con el propósito de impulsar la inversión e investigación en el aprovechamiento de la energía eólica como recurso energético renovable y a la vez no contaminante.

### **1.2 Objetivos**

#### **1.2.1 Objetivo General**

Realizar el estudio preliminar de un parque eólico integrado al Sistema Nacional Interconectado (SNI) tal que desplace a la generación térmica en épocas de estiaje debido al carácter complementario con la generación hidroeléctrica.

#### **1.2.2 Objetivos Específicos**

1. Analizar la complementariedad del recurso eólico en el sitio seleccionado.
2. Determinar el número y el tipo de aerogeneradores a partir del recurso eólico existente en la zona.
3. Determinar las condiciones básicas para la conexión de este parque eólico al Sistema Nacional Interconectado.
4. Realizar un breve análisis de las principales variables (ambiental y económica) en la implementación de este parque.

### **1.3 Energía Eólica**

#### **1.3.1 Propiedades de la Energía Eólica**

En la historia de la humanidad, el viento ha jugado un importante papel desde la antigüedad. La energía eólica ha sido usada por el hombre durante varios siglos. Desde los registros históricos más antiguos, la energía eólica se ha utilizado para mover barcos, moler granos y bombear agua [2]. Pero ¿de dónde proviene la energía eólica? Todos los tipos de energía renovable (a excepción de las geotérmicas y mareomotrices), provienen en definitiva del sol. El sol emite 174,423,000 GWh de energía por hora a la Tierra [3].



Cerca del 1.5% de la energía solar se transforma en energía eólica. Esto es aproximadamente de 50 a 100 veces más energía que la convertida en biomasa por todas las plantas de la Tierra. La cantidad de energía que aportan las masas de aire en circulación a través de las capas inferiores de la atmósfera representa un potencial energético relativamente alto, especialmente en determinados lugares y épocas, por lo que el esfuerzo por llevar a cabo su transformación en energía aprovechable y su utilización en condiciones adecuadas de eficiencia y rentabilidad está justificado, dado el grado de avance alcanzado por las tecnologías de generación eólica. [3]

Los vientos son el resultado de la expansión y convección del aire provocado por las diferentes absorciones de la energía solar de la Tierra. A una escala global, estos impactos térmicos se combinan con impactos dinámicos provocados por la rotación de la Tierra, lo que da lugar a una circulación atmosférica general. A esta situación a gran escala se le suman importantes variaciones tanto temporales como locales debidas a factores geográficos y climatológicos. Las regiones alrededor del ecuador, a cero grados de latitud, son las que reciben más calor del Sol que el resto del mundo. [3]

El aire caliente es más liviano que el frío, por lo que puede elevarse a una altura de unos 10 km y se extiende al norte y al sur. Si el globo no girara, el aire simplemente alcanzaría el Polo Norte y el Polo Sur, luego descendería y retornaría al ecuador. El viento es producido por el movimiento de las masas de aire en la troposfera (la capa más baja de la atmósfera). En ella, los vientos que serán de interés desde el punto de vista energético son los que se producen a nivel de la superficie terrestre. Los desplazamientos de las masas de aire deben buscarse en los gradientes de presión existentes, que en última instancia se deben a los gradientes térmicos originados por la radiación solar recibida en la Tierra. Es decir, las capas de aire caliente se elevan dejando un espacio libre para las capas de aire frío, generando así el movimiento de las capas de aire. Por otro lado, es necesario tener en cuenta el gradiente vertical de presión, que origina movimientos verticales de masas de aire. Aunque de menor magnitud que los horizontales. [3]

Estas propiedades permiten que la evaluación y caracterización del viento como fuente de energía sea un campo de trabajo muy especial, complejo y de gran importancia en el uso de la energía eólica. De tal forma que conocer el régimen de viento al que se va a someter el sistema eólico, es necesario tanto para la optimización de las aplicaciones energéticas como para la predicción de las condiciones de operación y de funcionamiento. [3]



**1.3.1.1 Velocidad del Viento**

Es la magnitud que determina el movimiento del aire con respecto a la Tierra en un lapso de tiempo. Las unidades en las que puede ser medido son metro sobre segundo (m/s) o kilometro por hora (km/h). Una forma de clasificar las velocidades del viento es mediante una escala internacional creada por el Almirante Sir Francis Beaufort, esta escala divide las velocidades del viento en 17 fuerzas y se muestra en la tabla 1.1. [4]

*Tabla 1. 1 Escala de viento de Beaufort. [4]*

Beaufort Number	Wind Speed in			Descriptive terms	Wave height in m	Pressure on a plate in daN/m <sup>2</sup>
	Knots	m/s	Km/h			
0	1	0/0.4	<1	Calm	-	-
1	1/3	0.5/1.5	1/6	Light air	-	0.13(1 ms)
2	4/5	2/3	7/11	Light breeze	0.15/0.30	0.8(2.5ms)
3	7/10	3.5/5	12/19	Gentle breeze	0.60/1.0	3.2(5ms)
4	11/16	5.5/8	20/28	Moderate breeze	1.0/1.50	6.4(7ms)
5	17/21	8.1/10.9	29/38	Fresh breeze	1.80/2.50	13(10ms)
6	22/27	11.4/13.9	39/49	Strong breeze	3.0/4.0	22(13ms)
7	28/33	14.1/16.9	50/61	Near gale	4.0/6.0	33(16ms)
8	34/40	17.4/20.4	62/74	Gale	5.50/7.50	52(20ms)
9	41/47	20.5/23.9	75/88	Strong gale	7.0/9.75	69(23ms)
10	48/55	24.4/28	89/102	Storm	9.0/12.50	95(27ms)
11	55/63	28.4/32.5	103/117	Violent storm	11.30/16.0	117(30ms)
12	64/71	32.6/35.9	118/133	Hurricane	13.70	160(35ms)
13	72/80	36.9/40.4	134/149			208(40ms)
14	81/89	40.1/45.4	150/166			265(45ms)
15	90/99	45.1/50	167/183			325(50ms)
16	100/108	50.1/54	184/201			365(54ms)
17	109/118	54.1/60	202/220			470(60ms)

La última columna da la presión media en Decanewton por metro cuadrado (daN/m<sup>2</sup>) sobre una placa plana perpendicular al viento para diferentes velocidades de viento. [4]

El instrumento que se usa para medir la velocidad del viento es el anemómetro (Figura 1.1),



el tipo más común de anemómetro tiene 3 o 4 cazoletas sujetas a los brazos horizontales. Los brazos están unidos a una varilla vertical. A medida que sopla el viento, las cazoletas giran, haciendo que la varilla gire. Cuanto más fuerte sopla el viento, más rápido gira la barra. El anemómetro cuenta el número de giros, o vueltas, que se emplea para calcular la velocidad del viento [5].



Figura 1. 1 Anemómetro Clase 1 NRG Systems #40 [6]

### 1.3.1.2 Dirección de Viento

En teoría, el viento sopla de las zonas de alta presión a las de baja presión. Sin embargo, en latitudes medias y altas, su dirección es alterada por la rotación de la Tierra.

La dirección del viento se puede determinar por la veleta (Figura 1.2), que es una lámina de metal que gira alrededor de un eje vertical. La dirección se puede observar simplemente desde la ubicación del veleta, en relación con los brazos fijos que apuntan a los puntos principales de la brújula. [4]



Figura 1. 2 Veleta NRG Systems [7]



### 1.3.1.3 Perfil Vertical del Viento

La reducción de velocidad del viento conforme esté más cerca del suelo es conocido como el cizallamiento del viento. Por ejemplo, en París, en la Torre Eiffel, la velocidad del viento varía de 2 m/s a 20 metros de altura a 7-8 m/s a 300 metros sobre el nivel del suelo, esta reducción de la velocidad del viento cerca del suelo se debe a la fricción generada por la vegetación, los edificios y todo tipo de obstáculos. Los datos meteorológicos muestran que el aumento relativo de la velocidad del viento con la altitud puede variar de un punto a otro. Una de las ecuaciones (1.1) para representar la ley de variación de la velocidad del viento es la siguiente: [4][2]

$$V(z) = V_r \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \quad (1.1)$$

Donde:

$Z_r$ : Es la altura de referencia o altura inicial

$Z$ : Es la altura sobre el nivel del suelo

$Z_0$ : Es la longitud de la rugosidad dependiendo del tipo de terreno

$V_r$ : Es la velocidad del viento a la altura de referencia o altura inicial

En el sector eólico, se suele hacer referencia al tipo de rugosidad o a la longitud de la rugosidad cuando se trata de evaluar las condiciones de viento de un paisaje. De hecho, el término longitud de rugosidad, es la distancia sobre el nivel del suelo a la que teóricamente la velocidad del viento debería ser nula. Como se puede ver en la tabla 1.2, una rugosidad alta de clase 3 o 4 corresponde a un paisaje con un gran número de árboles y edificios, en tanto que la superficie del mar tiene una rugosidad de clase 0. [26]



Tabla 1. 2 Valores de longitud de rugosidad dependiendo del tipo de terreno [1]

Clase de Rugosidad	Longitud de rugosidad $z_0$ (m)	Usos del Suelo
0	0,0002	Superficie del agua en calma
0,5	0,0024	Terreno abierto con superficie lisa: pistas de hormigón en los aeropuertos, césped cortado, etc.
1	0,03	Área agrícola abierta sin cercados ni setos y con edificios muy dispersos
1,5	0,055	Terreno agrícola con algunas casas y cercados de hasta 8 m de altura separados por más de 1 Km
2	0,1	Terreno agrícola con algunas casas y cercados de hasta 8 m de altura separados por aproximadamente 500 m
2,5	0,2	Terreno agrícola con varios árboles, arbustos y plantas, o cercados de hasta 8 m de altura separados por aproximadamente 250 m
3	0,4	Ciudades, villas, terreno agrícola con muchos cercados o muy altos, bosques
3,5	0,6	Grandes ciudades con edificios altos
4	1,6	Ciudades muy grandes con edificios altos y rascacielos

### 1.3.2 Evolución de la Tecnología Eólica para generación eléctrica

En la Tabla 1.3 se explica brevemente la historia del uso del viento con fines eléctricos.

Tabla 1. 3 historia del uso del viento con fines eléctricos. 1/4

<b>Siglo I DC</b>	Por primera vez en la historia conocida, una rueda accionada por el viento se utiliza para alimentar una máquina. [8]
<b>1888</b>	El inventor Charles Brush construye la primera turbina de viento conocida en los EE. UU. Creada para la producción de electricidad para proporcionar electricidad a su mansión en Ohio. [8]
<b>1895</b>	Poul la Cour convierte su molino de viento en un prototipo de planta de energía eléctrica. Luego se utiliza para proporcionar electricidad para la iluminación del pueblo de Askov. [8]
<b>1903</b>	Poul la Cour comienza la Sociedad de Electricistas Eólicos. También es la primera persona conocida en descubrir que las turbinas eólicas con menos palas que giran más rápido son más eficientes que las turbinas con muchas palas que giran lentamente. [8]
<b>1908</b>	72 sistemas de energía eólica generadores de electricidad están funcionando en toda Dinamarca. Los molinos de viento van desde 5 kW a 25 kW de tamaño. [8]





Tabla 1.3 historia del uso del viento con fines eléctricos. 2/4

<b>1931</b>	El francés Georges Jean Marie Darrieus, patenta un diseño de aerogenerador de eje vertical denominado aerogenerador Darrieus. En este año también se construye en Yalta un aerogenerador de eje horizontal, tiene 100 kW de capacidad, una torre de 32 metros de altura y un factor de carga del 32% [8]
<b>1941</b>	El primer aerogenerador de tamaño megavatio está conectado a una red de distribución eléctrica local. El aerogenerador Smith-Putnam de 1.25 MW se instala en Castletown, Vermont. Tiene cuchillas de 75 pies de longitud. [8]
<b>1957</b>	Jacobs Wind ha producido y vendido aproximadamente 30,000 turbinas eólicas
<b>1975</b>	Se inicia un programa de aerogeneradores de la NASA para desarrollar aerogeneradores a escala comercial. En este mismo año se pone en línea el primer parque eólico de EE. UU. y produce suficiente energía para hasta 4.149 hogares [8]
<b>1978</b>	El primer aerogenerador de varios megavatios del mundo es producido por profesores y alumnos de la escuela Tvind. [8]
<b>1980</b>	Se pone en marcha el que será el primer parque eólico del mundo, con un total de 20 aerogeneradores. Dinamarca comienza a instalar turbinas eólicas marinas, Enertech comienza a construir turbinas eólicas de 1.8 kW que pueden conectarse a la red y los rotores de aerogeneradores comerciales alcanzan un diámetro de 17 metros y una capacidad de 75 kilovatios. [8]
<b>1981-1984</b>	Entran en funcionamiento un total de 15 parques eólicos produciendo suficiente energía para hasta 146,000 hogares [8]
<b>1987</b>	El programa de turbinas eólicas de la NASA desarrolla un aerogenerador de 3.2 megavatios. Tiene "el primer tren de transmisión de velocidad variable a gran escala y un rotor seccionador de dos palas", que permite un transporte más fácil. [8]
<b>1990</b>	46 parques eólicos están en línea en los EE. UU., Que proporcionan suficiente energía para hasta casi 300,000 hogares; la durabilidad y el rendimiento son cada vez más importantes para los clientes, por lo que las torres de acero tubular y de hormigón armado se utilizan debajo de los aerogeneradores. [8]



Tabla 1.3 historia del uso del viento con fines eléctricos. 3/4

<b>1991</b>	Se crea el primer parque eólico marino alrededor del mundo y se construye al sur de Dinamarca. Se trata de un parque eólico con 11 aerogeneradores de la firma Bonus Energy, cuya capacidad de producción es de 450 Kw por aerogenerador
<b>1995-2000</b>	Los rotores de turbinas eólicas comerciales alcanzan un diámetro de hasta 50 metros y las turbinas eólicas alcanzan una capacidad de 750 kilovatios, 10 veces más que hace aproximadamente 10 años. [8]
<b>2005</b>	La capacidad eólica global alcanza los 59.091 megavatios. [8]
<b>2007</b>	El Reino Unido anuncia planes para instalar miles de turbinas eólicas marinas, suficiente para proporcionar electricidad a cada hogar en Gran Bretaña para 2020. [8]
<b>2008</b>	La capacidad de energía eólica global alcanza 120,291 megavatios. [8]
<b>2009</b>	El primer aerogenerador flotante de gran capacidad en el mundo comienza a operar en la costa de Noruega. Utiliza un aerogenerador Siemens y está desarrollado por Statoil. [8]
<b>2010</b>	China supera a Estados Unidos y se vuelve el país de mayor capacidad eólica instalada a escala mundial. [8]
<b>2011</b>	La capacidad eólica mundial alcanzó los 237,016 Megavatios, en total, se han identificado 98 países y regiones de todo el mundo que utilizan la energía eólica para la generación de electricidad. La energía eólica mostró una tasa de crecimiento del 20.3 %. Todas las turbinas eólicas instaladas a finales de 2011 en todo el mundo pueden proporcionar 500 teravatios hora al año, alrededor del 3 % del consumo mundial de electricidad. [9]
<b>2012</b>	La capacidad eólica mundial ha alcanzado los 254 GW, se esperan 273 GW para todo el año. La ralentización en China lleva a una disminución global, incertidumbres adicionales en varios mercados clave. [10]
<b>2013</b>	La capacidad eólica mundial ha alcanzado los 296 GW, se esperan 318 GW para todo el año. La dramática caída en EE.UU. conduce a una disminución global, compensada en parte por los nuevos mercados. China ha alcanzado una capacidad total de 80 GW [11]



Tabla 1.3 historia del uso del viento con fines eléctricos. 4/4

<b>2014</b>	17.6 GW de nuevas instalaciones en el primer semestre de 2014, después de 14 GW en 2013. La capacidad eólica mundial ha alcanzado los 336 GW. Asia supera a Europa como primer continente eólico. China, cerca de 100 GW de capacidad instalada. Brasil, tercer mercado más grande para nuevos aerogeneradores. 360 GW previstos para finales de 2014 [12]
<b>2015</b>	El mercado eólico mundial en auge como nunca antes, la capacidad eólica mundial ha alcanzado los 392 GW, se esperan 428 GW para todo el año. China cerca de 125 GW de capacidad instalada. [13]
<b>2016</b>	La capacidad eólica mundial ha alcanzado los 456 GW, y se espera que alcance los 500 GW a finales de año. Alemania, India y Brasil lideran el crecimiento del mercado en el primer semestre de 2016 [14]
<b>2017</b>	La capacidad instalada en el mundo a finales de 2017 alcanzó los 546,388 MW, según las estadísticas publicadas por la WWEA. En el año 2017 se añadieron 60 MW, más que en 2016 cuando se pusieron en línea 51.4 MW. Este es el tercer número más grande jamás instalado en un año, después de los años récord 2015 y 2014 [15].
<b>2018</b>	La capacidad eólica mundial alcanza los 597 GW, añadiéndose 50.1GW en 2018, China con más de 200 GW, EE.UU. cerca de 100 GW, Europa en declive [16]

### 1.3.3 Tipos de Aerogeneradores y sus Componentes

Un aerogenerador consiste básicamente de una torre y una góndola que se encuentra montada en la parte superior de la torre. La góndola contiene varios componentes que desempeñan una función específica en el proceso de conversión de la energía eólica en energía eléctrica. La Figura 1.3 muestra los principales componentes de un aerogenerador, incluyendo el rotor de la turbina, el sistema de transmisión (caja de cambios), el generador, el sistema de control, anemómetro, veleta, entre otros [17]

A continuación, se trata sobre algunos de los elementos más importantes de un aerogenerador:



### **El Rotor**

El rotor de un aerogenerador capta la energía del viento y la convierte en energía cinética. Está formado principalmente por un buje y unas palas, fijadas al buje mediante juntas mecánicas [17]. Las hojas se fabrican en poliéster reforzado con fibra de vidrio (FRD), laminados de madera, acero o aluminio. Una pala FRD es comparativamente más ligera y ejerce menos presión sobre los bujes de los rodamientos y del rotor. Por lo tanto, es utilizado por la mayoría de los fabricantes de turbinas eólicas [2].

### **Sistema de transmisión**

Como se muestra en la Fig. 1.3, la potencia mecánica cinética del rotor se transmite al generador a través de un sistema de transmisión, que normalmente está constituido por el eje del rotor, freno mecánico y una caja de cambios o en su remplazo poseen el sistema direct drive en la que el generador funciona a una frecuencia variable, directamente proporcional a la velocidad del rotor y el convertidor modifica esta salida de frecuencia variable a una frecuencia fija correspondiente a la frecuencia de red, 50 o 60 Hz. [18]

Los frenos mecánicos se utilizan normalmente como sistema de apoyo para el sistema de frenado del aerogenerador y para mantener frenadas las palas una vez que se hayan detenido completamente. [19]

### **Generador**

El generador es la máquina electromecánica que convierte la energía mecánica en energía eléctrica. Como tal, es uno de los dos componentes vitales de la conversión de energía, junto con el rotor de la turbina eólica, que entre ellos convierten la energía del viento en electricidad [20]. Los generadores tienen normalmente un estator y un rotor. El estator es una carcasa fija, que tiene bobinas de alambre montadas en una cierta forma, el rotor es la parte giratoria del generador y es responsable del campo magnético del mismo. Un rotor puede tener un imán permanente o un electroimán, y por ende, se genera un campo magnético en el rotor, que pasa por los bobinados del estator e inducen un voltaje en los terminales del estator. Puede haber dos tipos principales de generadores utilizados en la industria que son: los generadores síncronos (SG) y los generadores asíncronos (de inducción). Cuando el campo magnético del estator sigue al campo magnético del rotor, el generador se denomina síncrono, de lo contrario se denomina asíncrono [17]. Una ventaja del generador de inducción, aparte de su simplicidad, es que la velocidad a la que gira aumentará o disminuirá a medida que cambie el par del rotor. Esto permite al generador



adaptarse a las variaciones de la velocidad del viento en torno a la velocidad de diseño y también ayuda a reducir el desgaste, especialmente en la caja de cambios. [20]

### Sistema de Control

Un aerogenerador está normalmente equipado con un sistema de control, necesario para asegurar un funcionamiento adecuado del aerogenerador en todas las condiciones de funcionamiento. El sistema de control está diseñado para controlar y mantener el aerogenerador dentro de su rango normal de operación por medios pasivos o activos. Los controles pasivos utilizan sus propios sensores y se ejercen mediante el uso de fuerzas naturales, por ejemplo, cuando el rotor pierde la eficiencia aerodinámica, debido a que la velocidad del viento excede un cierto nivel. [21]

- **Control de pérdida (control pasivo):** es el método de control más simple, más resistente y más barato. Aquí las palas están firmemente sujetas al buje y el ángulo de entrada del viento de las alas es fijo. El diseño aerodinámico del rotor hace que el rotor se pare "automáticamente" (perdiendo así eficiencia) cuando la velocidad del viento excede un cierto nivel, es decir, el valor nominal. [17]
- **Control de inclinación (control activo):** permite que las palas se desvíen rápidamente del viento o hacia el viento a medida que la potencia de salida es demasiado alta o demasiado baja, respectivamente. A diferencia del control de pérdida, el control de inclinación requiere que la geometría del rotor cambie y, por lo tanto, es más costoso debido a su mecanismo de inclinación y a su controlador. El sistema de control de inclinación debe ser capaz de ajustar el ángulo de inclinación en una fracción de grado a la vez, correspondiente a un cambio en la velocidad del viento, con el fin de mantener una potencia de salida constante [17]
- **Control activo de pérdida:** como su nombre indica, significa que la pérdida de la pala se controla activamente inclinando las palas en la dirección opuesta a la de un aerogenerador controlado por la inclinación. Este movimiento aumenta el ángulo de incidencia de las palas del rotor para hacerlas entrar en una mayor pérdida y en un mayor ángulo de incidencia. A diferencia del control de pérdida, el control activo de pérdida tiene la ventaja de poder compensar las variaciones en la densidad del aire. [17]

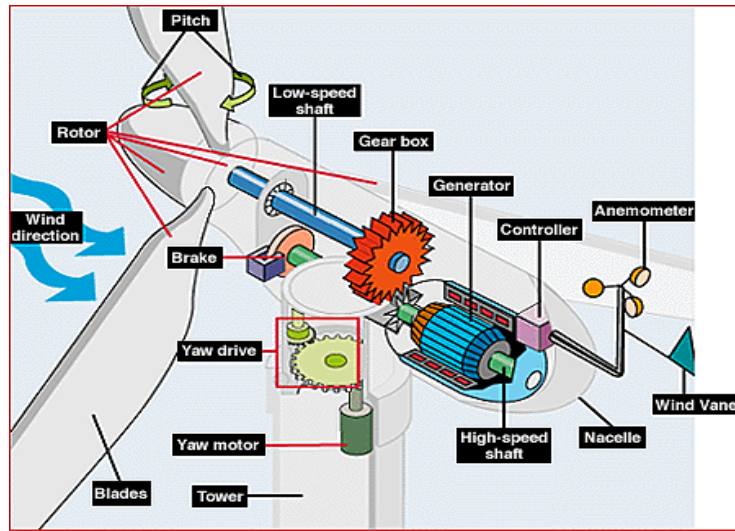


Figura 1. 3 Componentes Principales de una turbina eólica [22]

La utilización de la energía eólica dio lugar a dos variantes básicas, el aerogenerador de eje vertical y el aerogenerador de eje horizontal, estos dos todavía se pueden observar en la moderna industria eólica. La Fig. 1.4 muestra los dos tipos de aerogenerador. El aerogenerador de eje horizontal se ha vuelto la opción más habitual de los grandes aerogeneradores modernos y en este sector no existen actualmente máquinas de eje vertical. Sin embargo, se pueden encontrar modelos verticales en el sector de los aerogeneradores de baja potencia. [20]

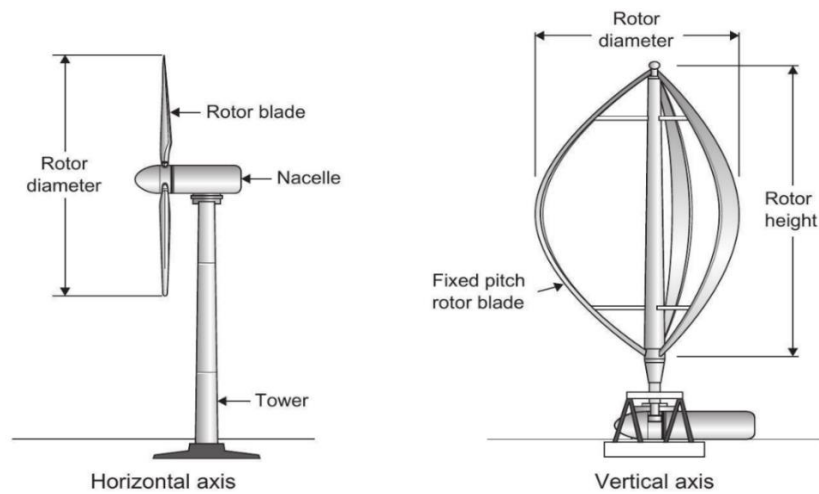


Figura 1. 4 Izquierda: Aerogenerador de eje horizontal. Derecha: Aerogenerador de eje Vertical [11]



### 1.3.3.1 Aerogeneradores de Eje Horizontal

El aerogenerador de eje horizontal tiene un rotor, o hélice, con varias palas que captan la energía del viento, haciendo que éste gire. Este rotor está montado en el extremo de un eje que se asienta horizontalmente en la parte superior de una torre alta. El eje está conectado a un generador, a menudo a través de una caja de cambios. Y la rotación de la máquina hace girar el generador, produciendo electricidad. [11]

### 1.3.3.2 Aerogeneradores de Eje Vertical

Estos tienen un eje vertical con un generador conectado a él a nivel del suelo. Las paletas están montadas en el eje, estas interceptan el viento, haciendo que el mismo gire. En el pasado se han desarrollado turbinas de eje vertical del tamaño de megavatios, pero no han tenido éxito comercial. Sin embargo, este tipo de turbinas todavía tienen lugar en el mercado de los pequeños aerogeneradores. Además, algunas compañías están reexaminando el concepto de eje vertical para aplicaciones offshore. [11]

## 1.4 Teoría de Aerogeneradores

### 1.4.1 Energía Disponible del viento

La potencia disponible en el viento depende de tres factores importantes: la velocidad del viento, la densidad del viento (que varía con la altitud y la temperatura) y la cantidad de turbulencia (giro) en el viento. La velocidad del viento es alta en el cielo y baja en el nivel del suelo. [23]

Si se supone una aceleración constante, se considera que la energía cinética de una masa de aire  $m$  que se desplaza a una velocidad  $v$  corresponde al trabajo realizado  $W$  cuando se desplaza esa masa de aire desde el reposo a una distancia  $e$  bajo una fuerza  $F$ , es decir:

$$E = W = F \cdot e \quad (1.2)$$

Según la Ley de Newton, se tiene que:

$$F = m \cdot a \quad (1.3)$$

Por lo tanto,

$$E = (m \cdot a) \cdot e \quad (1.4)$$

Usando la ecuación de movimiento:

$$v^2 = v_0^2 + 2 \cdot a \cdot e \quad (1.5)$$



Donde se obtiene:

$$a = \frac{v^2 - v_0^2}{2 \cdot e} \quad (1.6)$$

Dado que se asume que la velocidad inicial de  $m$  es cero, es decir,  $v_0=0$ , se obtiene:

$$a = \frac{v^2}{2 \cdot e} \quad (1.7)$$

Al sustituir la ecuación (1.7) en la ecuación (1.4), se obtiene que la energía cinética de una masa de aire en movimientos es:

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (1.8)$$

La potencia en el viento está dada por la tasa de cambio de energía:

$$P = \frac{dE}{dt} = \frac{1}{2}v^2 \frac{dm}{dt} \quad (1.9)$$

Se sabe que el caudal másico está dado por:

$$\frac{dm}{dt} = \rho A \frac{dx}{dt} \quad (1.10)$$

Por física y cálculo infinitesimal se tiene que la velocidad es igual a:

$$v = \frac{dx}{dt} \quad (1.11)$$

Reemplazando (1.11) en (1.10) se obtiene la siguiente expresión:

$$\frac{dm}{dt} = \rho Av \quad (1.12)$$

Por último, si se reemplaza la ecuación (1.12) en la ecuación (1.9), se tiene que la potencia generada por la energía cinética de una corriente de viento que fluye libremente es:

$$P = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (1.13)$$

El área barrida de la turbina se puede calcular a partir de la longitud de las palas de la turbina utilizando la ecuación para el área de un círculo:

$$A = \pi R^2 \quad (1.14)$$

Donde el radio  $R$  es igual a la longitud de la pala como se muestra en la figura 1.5:



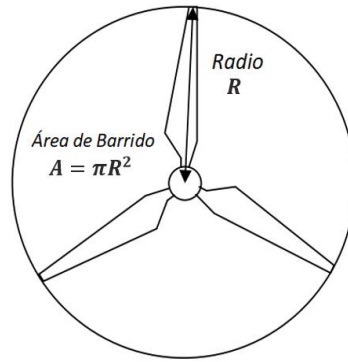


Figura 1. 5 Área de barrido de un aerogenerador

Fuente: (The Royal Academy of Engineering)

### 1.4.2 Teoría Unidimensional y Ley de Betz

La teoría fundamental del diseño y operación de aerogeneradores parte de un principio que utiliza la conservación de la masa y la conservación de la energía eólica. Esta teoría se aplica a Aerogeneradores tanto de eje horizontal como vertical.

La ley de Betz indica la potencia máxima que se puede extraer del viento, independientemente del diseño del aerogenerador en flujo abierto.

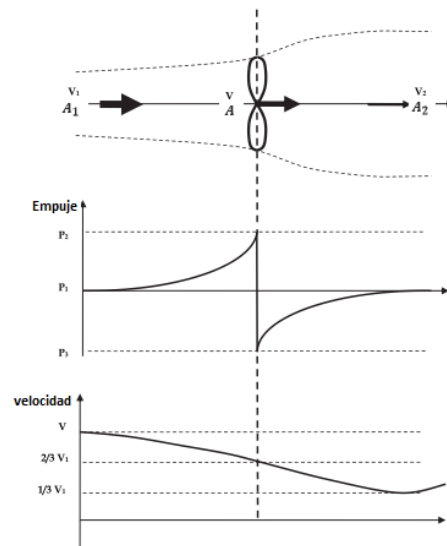


Figura 1. 6 Variación de empuje y velocidad en un modelo ideal de aerogenerador. [24]

Considerando el modelo ideal mostrado en la Figura 1.6, el área de la sección transversal barrida por la pala de la turbina en la cual circula el viento a una velocidad constante  $v$  se



designa como  $A$ , el área de la sección transversal de la corriente de aire en contra del viento de la turbina  $v_1$  se designa como  $A_1$ , y la que es a favor del viento  $v_2$  de la turbina como  $A_2$ . Al considerarse que el caudal másico es constante a lo largo de la corriente del viento, se tiene la siguiente expresión:

$$\dot{m} = \rho A_1 v_1 = \rho A v = \rho A_2 v_2 = \text{constante} \quad (1.15)$$

La ecuación de la segunda ley Newton (ecuación (1.3) se puede escribir de la siguiente manera:

$$F = m \cdot \frac{dv}{dt} = \dot{m} \cdot \Delta v = \dot{m} \cdot (v_1 - v_2) \quad (1.16)$$

Reemplazando (1.15) en (1.16):

$$F = \rho A v \cdot (v_1 - v_2) \quad (1.17)$$

A la ecuación (1.17) se la conoce como fuerza de empuje. En física a la potencia se la expresa de la siguiente manera:

$$P = F \cdot v \quad (1.18)$$

Sustituyendo la fuerza de empuje  $F$  de la ecuación (1.17) en la ecuación (1.18), se obtiene que la potencia extraíble del viento por el generador es:

$$P = \rho A v^2 \cdot (v_1 - v_2) \quad (1.19)$$

La potencia como tasa de cambio entre la energía cinética aguas arriba y aguas abajo viene dada por:

$$P = \frac{\frac{1}{2} m v_1^2 - \frac{1}{2} m v_2^2}{\Delta t} = \frac{1}{2} \dot{m} (v_1^2 - v_2^2) \quad (1.20)$$

Usando la ecuación de continuidad (1.15) en la ecuación (1.20), se tiene que la potencia extraída por el generador es:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v (v_1^2 - v_2^2) \quad (1.21)$$



Igualando las ecuaciones (1.19) y (1.21) para la potencia extraíble  $P$ , se obtiene la siguiente expresión:

$$v = \frac{1}{2}(v_1 + v_2), \quad \forall v_1 \neq v_2 \quad (1.22)$$

A partir de esto se obtienen nuevas expresiones para la fuerza de empuje  $F$  y la potencia extraíble  $P$  en términos de las velocidades ascendente  $v_1$  y descendente  $v_2$

$$F = \frac{1}{2}\rho A(v_1^2 - v_2^2) = \frac{1}{2}\rho A v_1^2(1 - \beta^2) \quad (1.23)$$

$$P = \frac{1}{4}\rho A(v_1^2 - v_2^2)(v_1 + v_2) = \frac{1}{4}\rho A v_1^3(1 - \beta^2)(1 + \beta) \quad (1.24)$$

Donde  $\beta = \frac{v_2}{v_1}$

El "flujo de potencia" o tasa de flujo de energía por unidad de área, a veces denominada "densidad de potencia" se define mediante la ecuación (1.13) como:

$$PD = \frac{P}{A} = \frac{\frac{1}{2}\rho A v^3}{A} = \frac{1}{2}\rho v^3, \left[ \frac{\text{Joules}}{\text{m}^2 \cdot \text{segundo}} \right], \left[ \frac{\text{Watts}}{\text{m}^2} \right] \quad (1.25)$$

La potencia generada por la energía cinética de la corriente de viento ascendente no perturbada ( $v = v_1$ ) sobre un área de sección transversal  $A$  es:

$$P_a = \frac{1}{2}\rho A v_1^3, \left[ \frac{\text{Joules}}{\text{m}^2 \cdot \text{segundo}} \text{m}^2 \right], [\text{Watts}] \quad (1.26)$$

#### 1.4.2.1 Coeficiente de Potencia

El coeficiente de Potencia es un valor adimensional el cual es el resultado de la relación entre la potencia extraíble  $P$  y la potencia generada por la energía cinética de la corriente de viento sin perturbaciones  $P_a$ : [24]

$$C_p = \frac{P}{P_a} \quad (1.27)$$



El coeficiente de potencia es una medida adimensional de la eficiencia de un aerogenerador para obtener la energía contenida en una corriente de viento. Sustituyendo las ecuaciones (1.25) y (1.26) en (1.27) se tiene que:

$$C_p = \frac{P}{P_a} = \frac{\frac{1}{4} \rho A v_1^3 (1 - \beta^2)(1 + \beta)}{\frac{1}{2} \rho A v_1^3} = \frac{1}{2} (1 - \beta^2)(1 + \beta) \quad (1.28)$$

La Figura 1.7 muestra la gráfica de la ecuación (1.28), es decir la función  $C_p(\beta)$

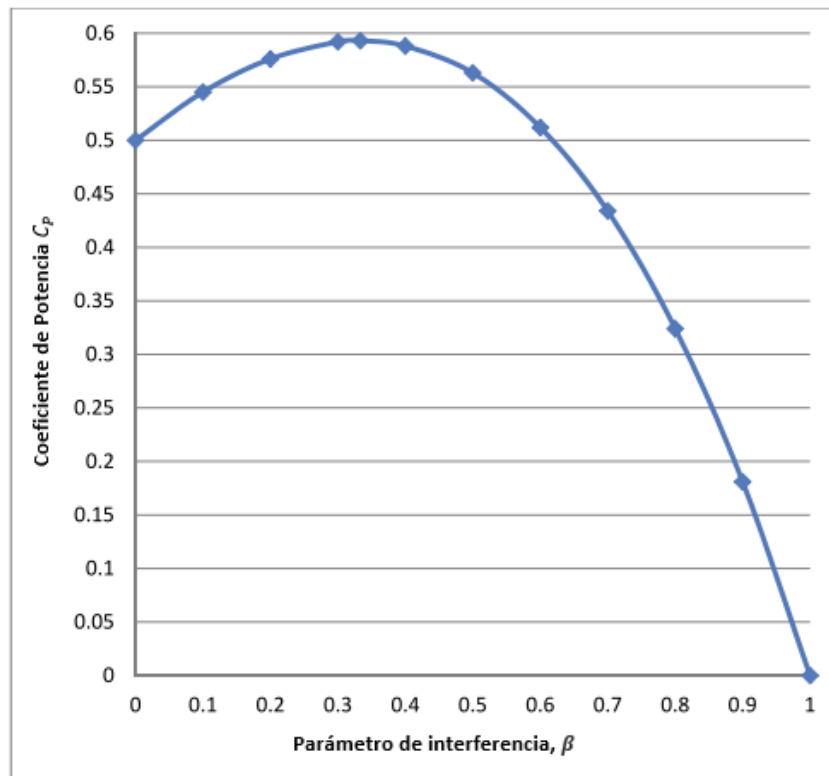


Figura 1. 7 Coeficiente de Potencia  $C_p$  en función del factor de interferencia  $\beta$ [24]

Se puede obtener una condición para el máximo rendimiento derivando la ecuación (1.28) con respecto al factor de interferencia  $\beta$  e igualando a cero, lo cual da un valor de  $\beta = \frac{1}{3}$

Al sustituir  $\beta = \frac{1}{3}$  en (1.28), el valor máximo u óptimo del coeficiente de potencia  $C_p$  se convierte en:



$$C_{P,opt} = \frac{1}{2} \left( 1 - \left( \frac{1}{3} \right)^2 \right) \left( 1 + \frac{1}{3} \right) = \frac{16}{27} = 0.59259 = 59.26 \text{ por ciento} \quad (1.29)$$

Esto se conoce como el criterio de Betz o el límite de Betz. Las máquinas de viento modernas funcionan con un coeficiente de rendimiento no ideal, práctico, ligeramente inferior. Generalmente se toma el siguiente valor práctico:

$$C_{P,prac} = \frac{2}{5} = 40 \text{ por ciento} \quad (1.30)$$

#### 1.4.2.2 Coeficiente de empuje

Otro parámetro importante en el estudio de los aerogeneradores es el coeficiente de empuje  $C_e$ , el cual analiza el empuje a favor del viento en la máquina de conversión de energía eólica. El coeficiente de empuje  $C_e$  es el resultado de la relación entre la fuerza de empuje y la fuerza dinámica de la corriente de viento ascendente no perturbada ( $v = v_1$ ). [25]

$$F = \frac{P_a}{v} = \frac{P_a}{v_1} = \frac{\frac{1}{2} \rho A v_1^3}{v_1} = \frac{1}{2} \rho A v_1^2 \quad (1.31)$$

Luego, a través de las ecuaciones (1.23) y (1.31) se calcula el coeficiente de empuje:

$$C_e = \frac{\text{Fuerza de Empuje}}{\text{Fuerza dinámica}} = \frac{\frac{1}{2} \rho A v_1^2 (1 - \beta^2)}{\frac{1}{2} \rho A v_1^2} = (1 - \beta^2) \quad (1.32)$$

La ecuación (1.32) se presenta gráficamente en la figura 1.8. Para que sea simple la evaluación de las cargas aerodinámicas, es una práctica común suponer que  $C_e$  tiene un valor invariable de unidad.

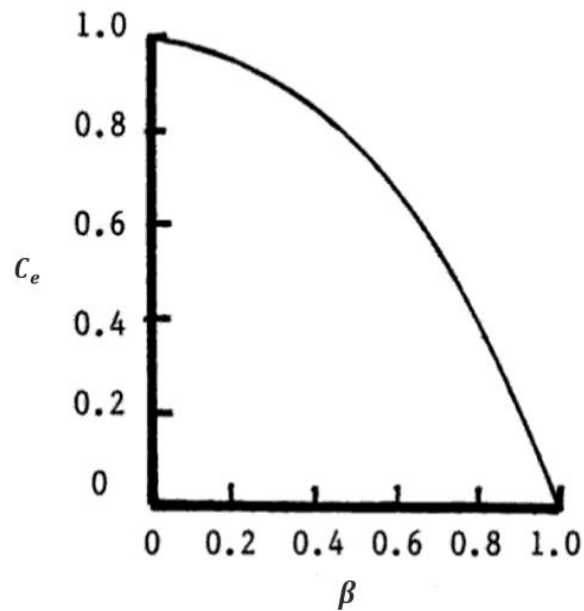


Figura 1. 8 Coeficiente de empuje de un rotor ideal en función de  $\beta$  [14]

El coeficiente de empuje no está directamente relacionado con la eficiencia aerodinámica, pero muestra indirectamente cuánto afecta el aerogenerador al flujo del viento (cuánto divergen las líneas de flujo del viento debido a la desaceleración del mismo).

### 1.4.3 Distribución de Weibull y de Rayleigh

#### 1.4.3.1 Distribución de Weibull

Es la función de distribución de dos parámetros utilizada en la literatura para describir los datos de velocidad del viento en muchas regiones. Las variaciones en la velocidad del viento se caracterizan por dos funciones: "La función de densidad de probabilidad" y "La función de distribución acumulada". La primera función indica el porcentaje de tiempo durante el cual el viento fluye con una velocidad de viento específica. Se expresa matemáticamente como sigue: [27]

$$f_w(v) = \left(\frac{k}{A}\right) \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \quad (1.33)$$

donde:

$f_w(v)$  = frecuencia de ocurrencia de la velocidad del viento;



$v$  = velocidad del viento (m/s);

$k$  = parámetro de forma (adimensional);

$A$  = parámetro de escala (m/s)

El parámetro de escala  $A$  es proporcional a la velocidad media del viento y el parámetro de forma  $k$  especifica la forma de la distribución de Weibull. Un pequeño valor de  $k$  significa vientos variables, mientras que un valor alto de  $k$  indica vientos constantes [89].

Mientras que la función de distribución acumulada, la cual da el porcentaje de tiempo en que la velocidad del viento es menor o igual a la velocidad del viento  $v_0$ , este valor se obtiene mediante la siguiente expresión:

$$F(v \leq v_0) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \quad (1.34)$$

#### 1.4.3.2 Distribución de Rayleigh

La distribución de Rayleigh es un caso especial de la distribución Weibull, la cual tiene un valor fijo de parámetro de forma  $k=2$  y está definida por la siguiente ecuación: [26]

$$f_r(v) = \frac{\pi v}{2v_m^2} e^{-\frac{\pi}{4}\left(\frac{v}{v_m}\right)^2} \quad (1.35)$$

donde:

$v_m$  = velocidad media del viento (m/s)

Por último, la función de distribución acumulada de Rayleigh viene dada por:

$$F(v \leq v_0) = 1 - e^{-\frac{\pi}{4}\left(\frac{v}{v_m}\right)^2} \quad (1.36)$$

#### 1.4.4 Curva de potencia de un aerogenerador

La curva de potencia es una especificación del rendimiento del aerogenerador proporcionada por el fabricante en la que se señala el rendimiento durante la operación a distintas velocidades del viento [18].

Las curvas de potencia típicas para diferentes densidades de aire para un aerogenerador de 600kW de potencia se muestran en la Figura 1.9. El margen de velocidad de



funcionamiento comprende la velocidad de conexión y la velocidad de corte. La velocidad de conexión es la velocidad del viento a la que la turbina empieza a dar energía. La velocidad de corte se elige para proteger la turbina y la estructura de cargas elevadas. [28]

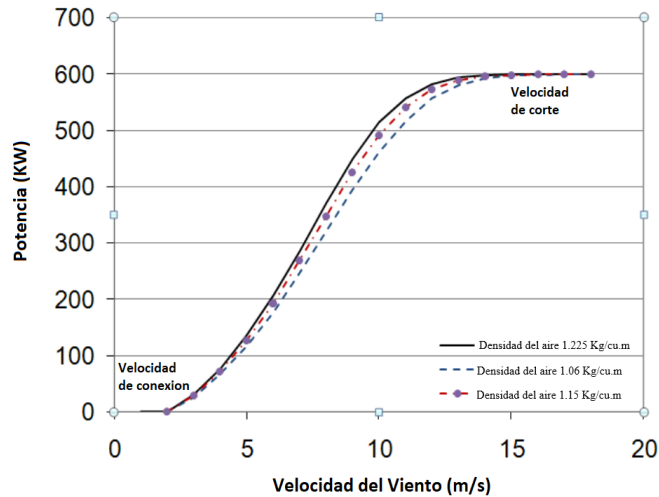


Figura 1. 9 Curva de potencia típica.

Fuente: Power Curve Analytic for Wind Turbine Performance Monitoring and Prognostics- Onder Uluyol, Girija Parthasarathy, Wendy Foslien, Kyusung Kim

La curva de potencia real puede desviarse de la nominal debido a factores específicos del emplazamiento, regímenes de viento complejos o cambios en las condiciones de los componentes. Un terreno complejo y diferentes condiciones meteorológicas, como la variación de la dirección del viento y la intensidad de las turbulencias, pueden causar cambios en la curva de potencia con respecto a la curva teórica [28]

#### 1.4.5 Contexto actual de la energía eólica

El 2018 fue un año sólido, con 51.3 GW instalados, lo que representa una disminución del 4% en comparación con el año 2017, y con una capacidad total instalada, a nivel global, de 591 GW que representa un crecimiento del 9% en comparación con 2017(540 GW). Las nuevas instalaciones en el mercado eólico onshore alcanzaron los 46.8 GW, y en el mercado offshore global se instaló 4.5 GW, con lo que la cuota en el mercado global se eleva al 8%. [29]



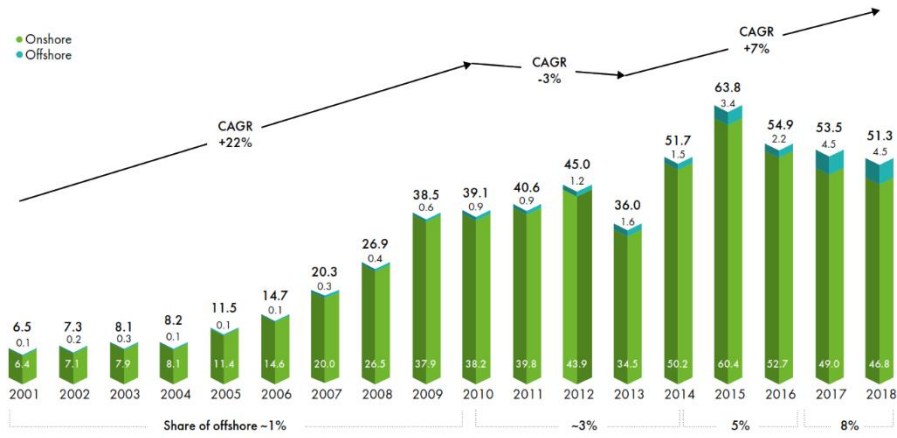


Figura 1. 10 Desarrollo histórico de nuevas instalaciones GW [29]

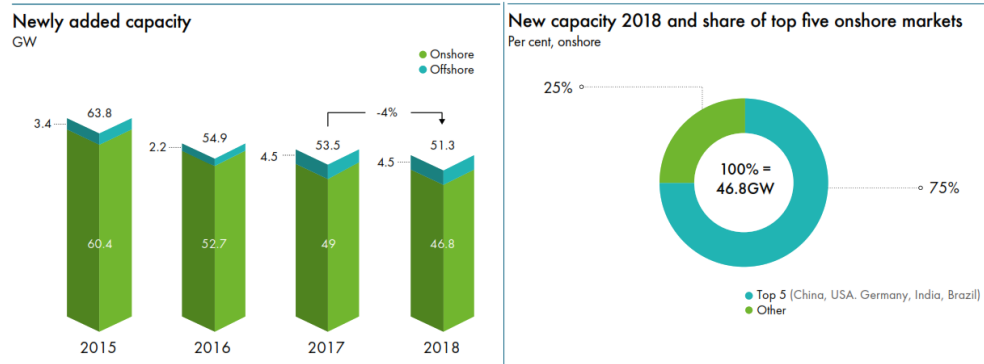


Figura 1. 11 Izquierda: Capacidad añadida recientemente, Derecha: Nueva capacidad en 2018 y cuota de los cinco principales mercados onshore. [29]

El mercado onshore chino instaló 21.2 GW en 2018 y ha sido el mercado líder desde 2008. China, con un total de 206 GW instalados a finales de 2018, es el primer mercado en superar los 200 GW de capacidad total instalada. El segundo mercado más grande en 2018 fue Estados Unidos, con 7.6 GW de nuevas instalaciones onshore sumando un total de 96 GW. Además de China y EE.UU., los cinco mercados eólicos más importantes en 2018 son Alemania (53.18 GW), India (35.13 GW) y Brasil (14.70 GW). [29]

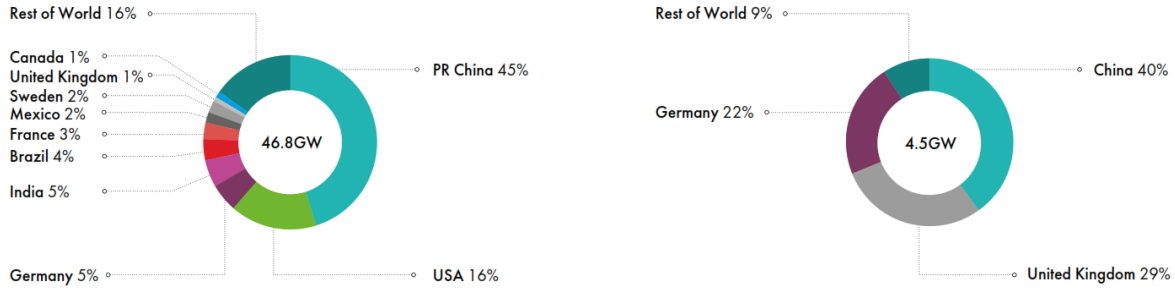


Figura 1. 12 Izquierda: Nuevas instalaciones onshore. Derecha: Nuevas instalaciones offshore [29]

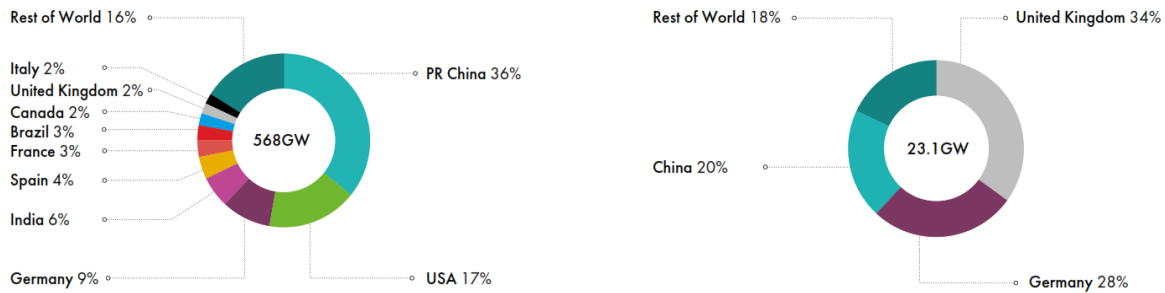


Figura 1. 13 Izquierda: Total de instalaciones onshore. Derecha: Total de instalaciones offshore [29]

Tabla 1. 4 Evolución histórica de las instalaciones totales [29]

MW, onshore	New installations 2017	Total installations 2017	New installations 2018	Total installations 2018	MW, offshore	New installations 2017	Total installations 2017	New installations 2018	Total installations 2018
<b>Total onshore</b>	<b>48,996</b>	<b>521,774</b>	<b>46,820</b>	<b>568,409</b>	<b>Total offshore</b>	<b>4,472</b>	<b>18,658</b>	<b>4,496</b>	<b>23,140</b>
<b>Americas</b>	<b>10,572</b>	<b>123,091</b>	<b>11,940</b>	<b>135,041</b>	<b>Europe</b>	<b>3,196</b>	<b>15,630</b>	<b>2,661</b>	<b>18,278</b>
USA	7,017	89,047	7,588	96,635	United Kingdom	1,715	6,651	1,312	7,963
Canada	341	12,240	566	12,816	Germany	1,253	5,411	969	6,380
Brazil	2,027	12,769	1,939	14,707	Belgium	165	877	309	1,186
Mexico	478	4,006	929	4,935	Denmark	0	1,268	61	1,329
Argentina	24	228	494	722	Netherlands	0	1,118	0	1,118
Chile	269	1,418	204	1,621	Other Europe	63	305	0	302
Other Americas	416	3,383	220	3,605	<b>Asia-Pacific</b>	<b>1,276</b>	<b>2,998</b>	<b>1,835</b>	<b>4,832</b>
<b>Africa, Middle East</b>	<b>632</b>	<b>4,758</b>	<b>962</b>	<b>5,720</b>	China	1,161	2,788	1,800	4,588
Egypt	0	810	380	1,190	South Korea	3	38	35	73
Kenya	0	26	310	336	Other Asia	112	172	0	171
South Africa	618	2,085	0	2,085	<b>Americas</b>	<b>0</b>	<b>30</b>	<b>0</b>	<b>30</b>
Other Africa	14	1,837	272	2,109	USA	0	30	0	30
<b>Asia-Pacific</b>	<b>23,927</b>	<b>231,419</b>	<b>24,902</b>	<b>256,320</b>					
China	18,499	185,604	21,200	206,804					
India	4,148	32,938	2,191	35,129					
Australia	501	4,813	549	5,362					
Pakistan	199	789	400	1,189					
Japan	170	3,399	262	3,661					
South Korea	103	1,102	127	1,229					
Vietnam	38	197	32	228					
Philippines	0	427	0	427					
Thailand	218	648	0	648					
Other Asia	51	1,502	141	1,643					
<b>Europe</b>	<b>13,865</b>	<b>162,506</b>	<b>9,016</b>	<b>171,328</b>					
Germany	5,334	50,779	2,402	53,180					
France	1,692	13,757	1,563	15,307					
Sweden	197	6,499	717	7,216					
United Kingdom	2,641	12,412	589	13,001					
Turkey	766	6,872	497	7,370					
Other Europe	3,235	72,187	3,248	75,435					



En la región latinoamericana y el Caribe, Brasil lidera el mercado con un amplio margen, pues según datos de la Asociación Brasileña de Energía Eólica (Abeeólica) a finales de 2018 registro 14.34 gigavatios (GW) de capacidad instalada en 568 parques eólicos y más de 7,000 aerogeneradores en 12 estados. [30]

Mientras que Uruguay en el 2017 se posicionó a nivel mundial como el segundo país con mayor participación de energía eólica con un 40.1% de generación, y es el único país no europeo en encabezar la lista, pues solo están atrás de Dinamarca [31]. Además de esto en Chile a diciembre de 2017 existen 1.305 MW de instalaciones de energía eólica, logrando una penetración del 6% en su sistema nacional [32], y se proyecta para incorporar 2 nuevos parques eólicos para 2022 y 2024 con capacidad de 40 MW y 150MW respectivamente. [33]

Tabla 1. 5 Capacidad instalada total en LAC, por país [34]

Total Installed Capacity by Country [MW]

Country/Region	2017 F	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010
Brazil	12.763	10.800	8.715	5.962	3.466	2.507	1.429	930
Mexico	4.005	3.709	3.283	2.551	1.992	1.348	929	521
Chile	1.540	1.424	933	836	335	190	190	170
Uruguay	1.505	1.210	856	481	59	56	41	31
Costa Rica	378	297	268	198	148	148	148	123
Argentina	279	279	279	271	217	141	129	54
Panama	270	270	270	35	0	0	0	0
Peru	245	245	148	148	1	1	1	1
Honduras	225	176	176	152	102	102	70	0
Nicaragua	186	186	186	186	142	102	63	63
Dominican Republic	135	135	85	85	85	34	34	0
Puerto Rico	125	125	125	125	125	125	0	0
Guatemala	76	76	50	0	0	0	0	0
Jamaica	72	72	48	48	48	48	48	30
Venezuela	30	30	30	30	30	30	0	0
Curacao	30	12	12	12	12	12	12	12
Aruba	30	30	30	30	30	30	30	30
Bolivia	27	27	0	0	0	0	0	0
Colombia	20	20	20	20	20	20	20	20
Ecuador	19	19	19	19	19	3	3	3
Cuba	12	12	12	12	12	12	12	12
Total general	21.972	19.153	15.544	11.200	6.842	4.907	3.157	1.998

## 1.5 Energía Eléctrica en Ecuador

### 1.5.1 Antecedentes

Las cifras que se indican en la figura 1.14 demuestran una realidad que reflejaba la situación a la que se encontraba el sector eléctrico ecuatoriano hasta el año 2006, que se resume fundamentalmente en los siguientes hechos: elevados precios de la energía como consecuencia de la falta de inversión en la generación; altas tasas de pérdidas; un bajo nivel de cobranza y el deficiente apego a los índices de calidad por las serias carencias en

la administración en distribución, así como un exceso de carga en las instalaciones, lo que indicaba la urgencia de fortalecer el sistema de transmisión

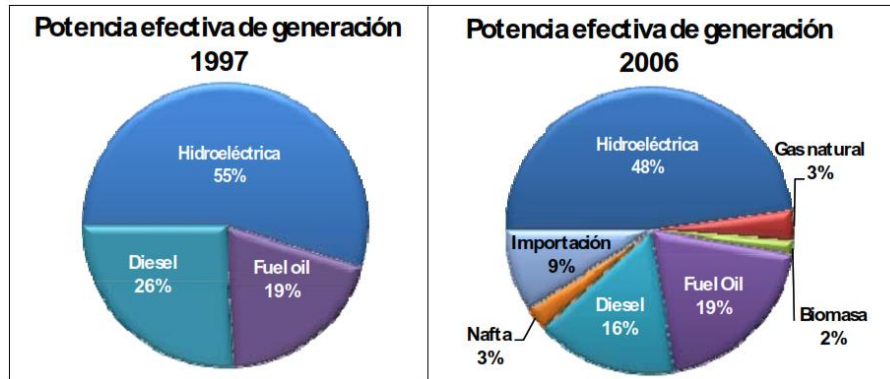


Figura 1. 14 Disminución de Energía Hidroeléctrica de 1997 a 2006[35]

Fuente: PME 2007-2016

Estos elementos, analizados en conjunto y dentro de un mismo escenario, llevaron a la urgente necesidad de implementar cambios radicales, por lo que era importante definir el entorno en el que se había desarrollado el sector eléctrico durante esos años, con el fin de identificar las causas y saber de dónde provenían las deficiencias que se producían. [35] Las centrales de energía eléctrica e interconexión internacionales entre 1997 y 2006 totalizaron 1.183 MW de oferta adicional en el SNI, siendo las principales adiciones las siguientes:

- La Central Hidroeléctrica Marcel Laniado, de 213 MW, la cual comenzó a operar en 1999;
- La turbina de gas Victoria II de 102 MW que funcionaba con nafta fue reincorporada en el año 2000;
- La turbina de gas natural Bajo Alto 1, de 130 MW, que comenzó a operar en octubre de 2002;
- Interconexión con Colombia, de 230 kV, con una potencia de 250 MW, a partir de marzo de 2003; y,
- Motores de combustión interna en barcasas, propiedad de la empresa Termoguayas, de 150 MW, integrados a partir de diciembre de 2006.

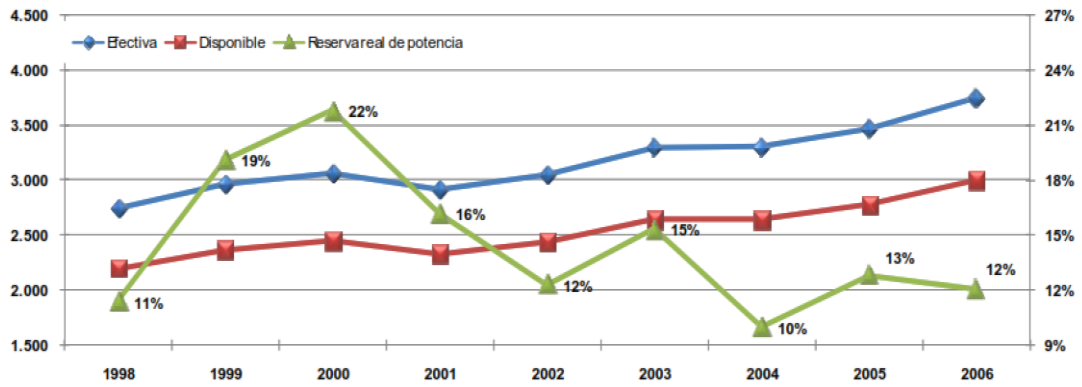


Figura 1. 15 Evolución de la Potencia Incorporada al S.N.I. y los Porcentajes de reserva en el periodo 1998-2006 [35]

Fuente: PME 2007-2016

A su vez, se produjo la retirada de unos 180 MW en ese período, principalmente de las plantas de la empresa Ecuapower y de la Planta a Vapor Guayaquil. Como resultado, el incremento neto de la oferta de generación se situó en torno a los 1,234 MW en el SNI, incluyendo las interconexiones internacionales con Colombia y Perú, que contaban con una capacidad total de 350 MW. Así, las centrales de generación incorporadas en este periodo aportaron 654 MW; los cuales, comparados con los 691 MW de crecimiento de la demanda en el mismo periodo, evidenciaron la insuficiencia de generación propia y, en consecuencia, una mayor dependencia de las importaciones de electricidad.

Aunque en 2006 se incorporaron al SNI unos 250 MW de nueva generación, cuyos detalles se muestran en la Tabla 1.6, no fueron suficientes para cubrir las necesidades de suministro del servicio eléctrico y, además, el 70% de esta generación utilizó Fuel-Oil como combustible, hecho que no favoreció la política energética de fomentar las fuentes de energía renovables. [35]

Tabla 1. 6 Nueva generación en el SIN en el año 2006 [35]

Central	Tipo	Combustible	Potencia Efectiva (MW)
Abanico	Hidroeléctrica	-	15
Sibimbe	Hidroeléctrica	-	16
Lafarge - Cementos	Térmica	Fuel-oil	13
Calope	Hidroeléctrica	-	15
La Esperanza	Hidroeléctrica	-	7
Generoca	Térmica	Fuel-oil	34
Termoguayas	Térmica	Fuel-oil	150
<b>TOTAL</b>			<b>250</b>



### 1.5.2 Situación Actual

En la actualidad el sector eléctrico ecuatoriano garantiza el suministro de energía en un entorno soberano, privilegiando el uso de fuentes de energía renovable, a las que se ha añadido la energía térmica eficiente, consumidora de combustibles de producción nacional, con el fin de garantizar la estabilidad eléctrica del sistema y el resguardo de márgenes de reserva adecuados para hacer frente a los periodos de sequía más severos. [36]

En este sentido, se puso en servicio: el embalse de Mazar, obra que reforzó el complejo Integral Paute por su gran capacidad de embalse de 410  $Hm^3$  de agua, las hidroeléctricas de San Francisco, Mazar, Ocaña y Baba, que totalizan 468 MW de potencia instalada; cuatro de los ocho proyectos hidroeléctricos emblemáticos: Manduriacu, Alazán (del proyecto de Mazar Dudas), Sopladora, y Coca Codo Sinclair con una capacidad instalada del 2,059 MW entre las dos; la primera central eólica del Ecuador continental, Villonaco de 16.5 MW; y, la sustitución de aproximadamente 600 MW de producción de energía térmica ineficiente.

A ello se debe añadir la inversión en las islas Galápagos, donde se han ejecutado los proyectos: Parque eólico de Baltra (2.25 MW), parque eólico de San Cristóbal (2.4 MW), planta fotovoltaica de Puerto Ayora (1.5 MWp) y el uso de biocombustible -aceite de piñón- en la central eléctrica de la isla Floreana (20.9 kWp).

Desde que se pusieron en marcha estas centrales, la capacidad instalada del país se ha duplicado, pues ha pasado de 4.070 MW en 2006 a 8,226 MW en 2016 (Figura 1.16), siendo la potencia nominal renovable del 57% actualmente. [36]



Figura 1. 16 Crecimiento de la potencia instalada en Ecuador [36]



Fuente: PME 2016-2025

Con la implementación de todas estas nuevas centrales se tiene que, como resultado del cambio de las fuentes de generación eléctrica, los cambios en la matriz energética representan una reducción en el uso de combustibles fósiles de 578 millones de galones en 2014 a 77 millones de galones en 2017 (es decir, una reducción del 87% en tres años). Además, la reducción del consumo de petróleo en las centrales térmicas reduce las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de 3,96 Mt de CO<sub>2</sub> en 2012 a 0,34 Mt de CO<sub>2</sub> en 2017. Además, debido a los cambios en el sector energético, Ecuador espera ahorrar aproximadamente US\$ 280 millones anuales hasta el 2021 (considerando los precios del petróleo en 2016) al no importar los derivados del petróleo [52]. En la figura 1.17 se muestra la proyección de producción bruta de electricidad por fuente de energía hasta 2021.

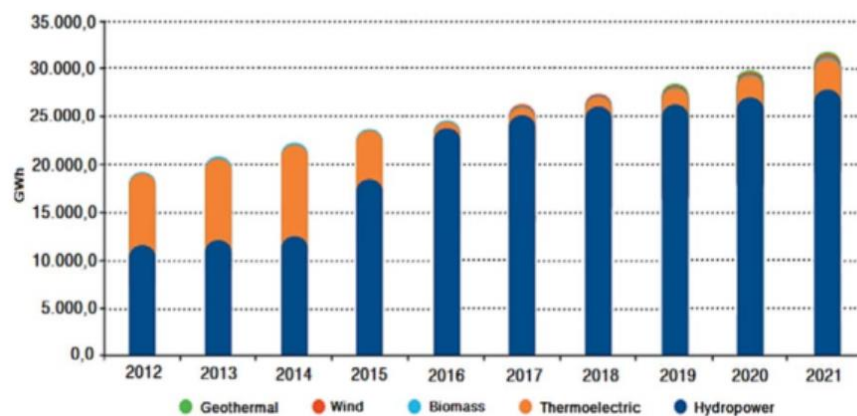


Figura 1. 17 Producción bruta de electricidad por fuente de energía [52]

Para determinar un criterio para la reserva mínima de potencia y energía en los distintos escenarios hidrológicos, el Estado ha elaborado un análisis de la generación del sector eléctrico, en el cual se ha tenido en cuenta la garantía de suministro de la demanda, el índice general de energía, los índices de reserva de potencia y de energía, la implementación de las acciones de mantenimiento de las centrales de generación, el índice de indisponibilidad de la misma, así como el índice de predicción de los caudales semanales promedios.

Con base en el diagnóstico anterior, para el Plan de Expansión de la Generación 2016 - 2025, tanto en el Caso Base como en el Caso de la Matriz Productiva, se ha optado por el



## Universidad de Cuenca

criterio de asegurar una provisión mínima de energía del 10% en el supuesto de que se presente un escenario hidrológico semiseco (con al menos un 75% de probabilidad de que ocurra en el futuro), así como del 20% de reserva mínima sin tomar en cuenta la existencia de interconexiones internacionales.

Los resultados de las reservas de energía se presentan para dos escenarios hidrológicos: hidrología media e hidrología semiseca [36].

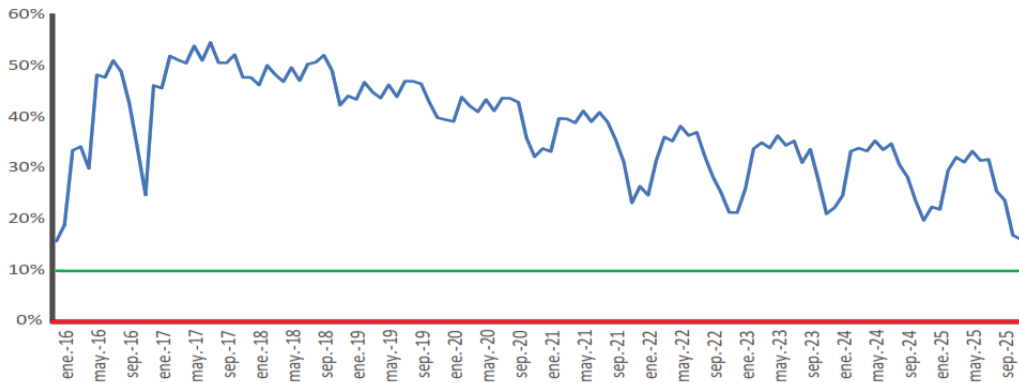


Figura 1. 18 Reserva de energía con hidrología media, caso Base [36]

Fuente: MEER 2016-2025

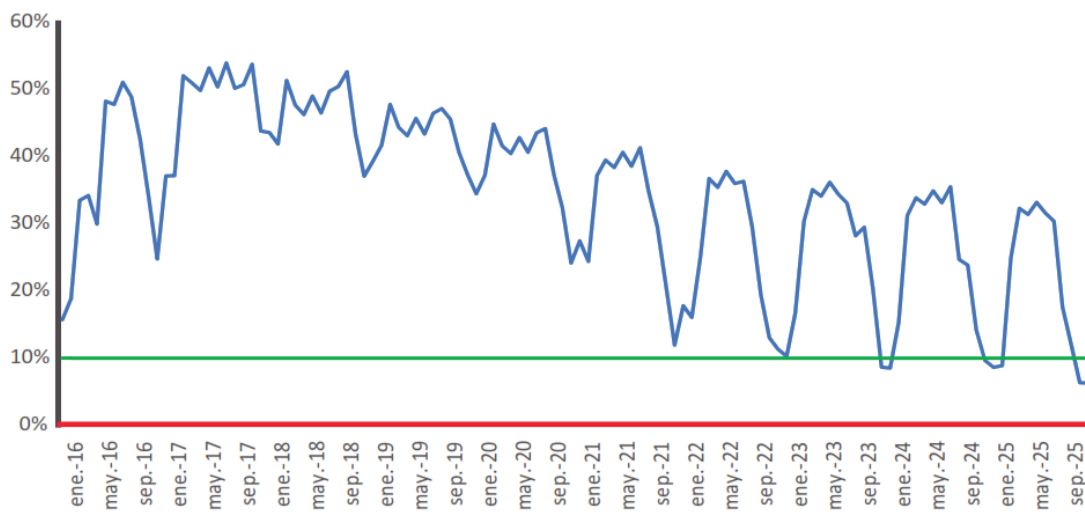


Figura 1. 19 Reserva de energía con hidrología semi-seca, caso Base [36]

Fuente: PME 2016-2025





La Figura 1.20 y la Figura 1.21 presentan los valores de la estimación de la estructura de la generación para el Caso Base del PEG (Plan de Expansión de la Generación) y para el Caso de la Matriz Productiva, respectivamente, en una condición hidrológica semiseca (con un 75% de probabilidad de que ocurra).

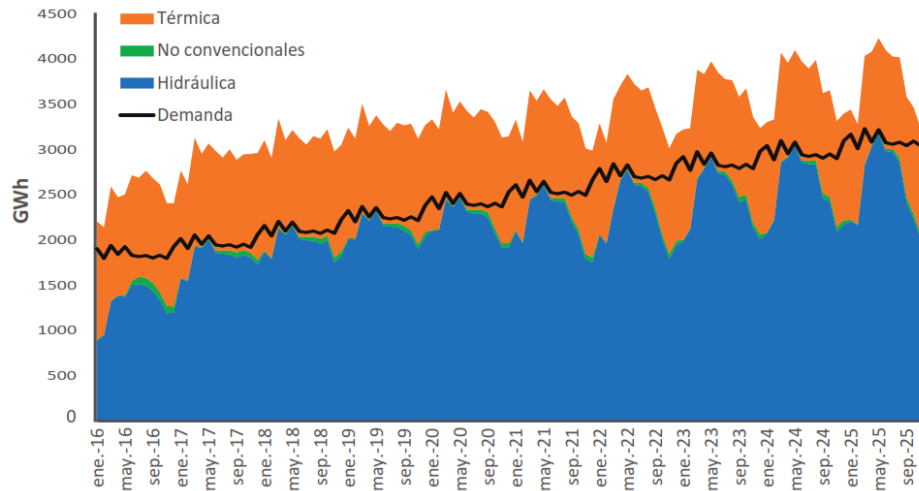


Figura 1. 20 Composición de la generación, demanda y reserva, hidrología promedio, Caso Base [36]  
(GWh/mes)

Fuente: PME 2016-2025

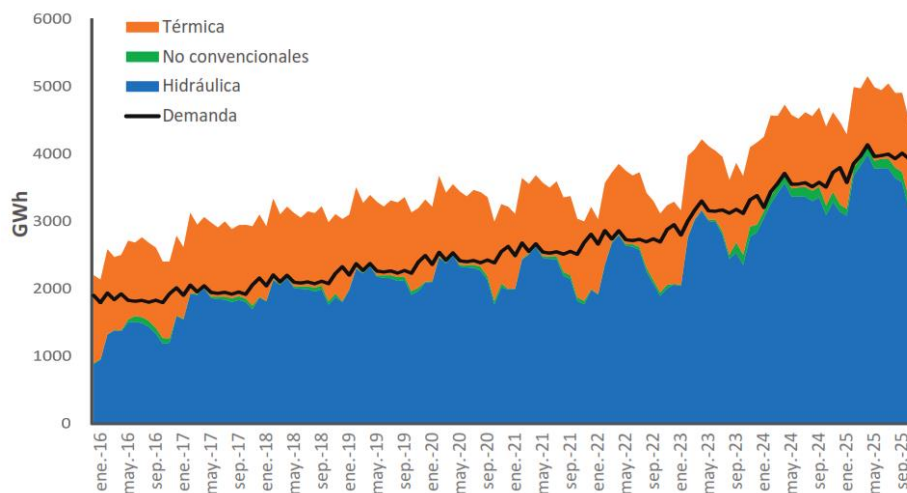


Figura 1. 21 Composición de la generación, demanda y reserva, hidrología promedio, Caso Matriz Productiva (GWh/mes)  
[36]

Fuente: MEER 2016-2025



En las figuras 1.20 y 1.21 se puede observar que en ciertas épocas del año en las que existe poco caudal en las hidroeléctricas todavía entran a funcionar las termoeléctricas, por lo que es necesario buscar otras fuentes de energías renovables que suplan a las hidroeléctricas en épocas de estiaje, entre ellas está la energía eólica en la cual se están haciendo estudios en varios sitios del país en donde se puede hacer uso de esta energía.

### **1.6 Energía Eólica en Ecuador**

Los vientos que prevalecen sobre el Ecuador son los vientos alisios, los cuales son vientos que fluyen con velocidad y dirección relativamente constante, estos provienen del Este y por tanto se dirigen hacia el país después de cruzar todo el continente. Lo que hace que el viento horizontal a mayor escala sea bastante tenue en todo el continente. [1]

En forma general, la orografía del Ecuador divide el territorio en cuatro regiones climáticas bien definidas, que le dan características propias. Esto hace que los vientos existentes sean principalmente locales. De Este a Oeste, las regiones son:

1. La Región Oriental o Amazónica, donde la abundante vegetación de la selva tiene una influencia determinante en la reducción de la velocidad de los vientos alisios en aquellos sitios más cercanos al suelo.
2. La Región Sierra, donde los Andes presionan los vientos, dando como resultado una acentuación de los mismos, esto se da por el efecto Venturi. Sin embargo, estos vientos abundantes se encuentran en lugares muy altos, en los que además de la difícil accesibilidad a los mismos, la energía eólica se reduce al mismo tiempo que se reduce la densidad en función de la altitud.
3. La Región Costera, en la que los vientos alisios del Este interactúan con dos corrientes locales: la brisa propiciada por el cambio de la temperatura del continente y del océano, y el flujo de aire de los valles montañosos ocasionado por la presencia e incidencia de la Cordillera de los Andes. La interacción del viento global con el local da lugar en este escenario a una mayor variación geográfica del recurso y a la ubicación de ciertas regiones con velocidades algo mayores a las del medio.
4. Las Islas Galápagos, que combinan tres importantes cualidades para comprender su distribución eólica: son islas, son volcanes y están bajo la acción de los vientos alisios. Por el hecho de ser islas, reciben un viento global menos agitado que en el continente; no obstante, los vientos alisios en esta latitud baja son de intensidad



reducida. Finalmente, su disposición de archipiélago de origen volcánico, hace que las laderas sean muy pronunciadas y que en su totalidad formen un entramado por donde convergen y divergen los vientos (por lo que se aceleran y descienden) en un espacio de dimensiones relativamente reducidas, presentando por otra parte, variados cambios de dirección. [1]

### **1.6.1 Evaluación del recurso eólico para fines energéticos**

El Atlas Eólico de Ecuador (2013), publicado por el MEER, muestra las características del viento anual en todo el Ecuador con una precisión de 200m x 200m. Con la inclusión de mapas digitales, utilizando herramientas de geoprocésamiento, cálculo del rendimiento y generación de electricidad empleando las curvas de los aerogeneradores existentes en el mercado, se ha estimado el potencial de producción eléctrica de los parques eólicos situados en las regiones con mejor potencial eólico. [1]

En este estudio de estimación indicativo del potencial eólico se tiene en cuenta las condiciones siguientes:

- Incorporaron todas las regiones con velocidades medias anuales iguales o superiores a 7 m/s.
- Consideración de curvas de rendimiento medio de los aerogeneradores de última generación colocados en torres a 80m de altitud.
- Para estimar la producción de energía se utiliza una densidad promedio de uso de la tierra de  $3MW/km^2$ . Se considera que este valor es conservador.
- Se utiliza intervalos con incrementos de 0.5 m/s para las velocidades promedio anuales del viento. El rendimiento de los aerogeneradores se estimó para los límites inferiores de cada intervalo.
- Se elige un factor de disponibilidad de 0.98, el cual es típico en los parques eólicos comerciales.
- Se toma factores de la planta que oscilan entre 0.2 y 0.35, los cuales se calcularon en función de la velocidad media por año del viento. Adicionalmente, para confirmar esta información, se han realizado análisis específicos que tienen en cuenta la distribución de las frecuencias del viento en determinados focos en las zonas con potencial.



## Universidad de Cuenca

- Se excluye de la integración las áreas ocupadas por agua (lagos, lagunas, ríos y el mar), así como las áreas contenidas en el Sistema Nacional de Áreas Protegidas (parques nacionales, reservas naturales, etc.).
- Para el análisis se utiliza la densidad del aire a 3500 *m.s.n.m.* con un valor de  $0.87\text{kg}/\text{m}^3$ .
- Se estima dos situaciones posibles: El Potencial Bruto Total y Potencial Viable a Corto Plazo. La primera tiene en cuenta todos los sitios por debajo de los 3500 *m.s.n.m.*, con velocidades superiores a 7 m/s. El segundo caso, aparte de estas condiciones, se refiere a los emplazamientos que se encuentran a una distancia inferior o igual a 10 km de la red eléctrica y de las carreteras. [1]

Con base en estas premisas, se determinó un Potencial Bruto Disponible Total (figura 1.22) de unos 1670 MW, esto también se muestra en la en la tabla 1.7 [1].

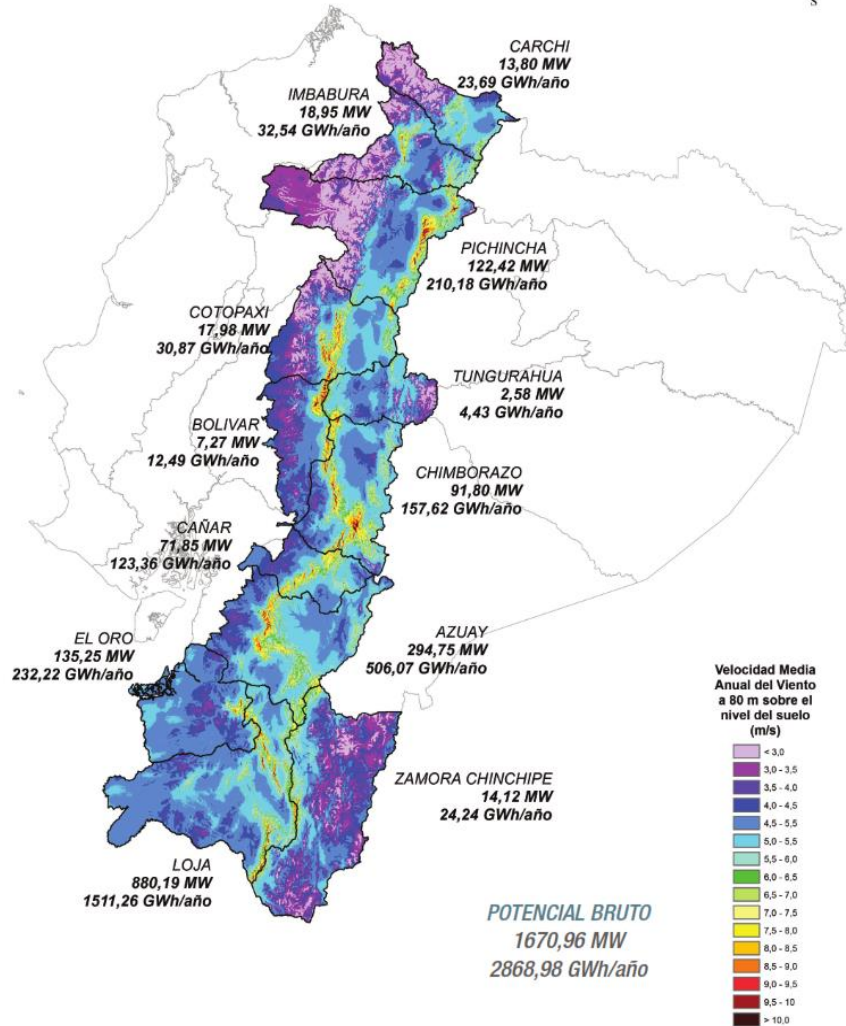


Figura 1. 22 Potencia Eólico Bruto del Ecuador [1]

Fuente: MEER 2013

Tabla1.7: Potencia Eólico Bruto del Ecuador [1]



PROVINCIA	POTENCIAL INSTALABLE					INTEGRACIÓN ACUMULADA			
	RANGO VELOCIDAD m/s	ÁREA [km <sup>2</sup> ]	POTENCIA INSTALABLE [MW]	FACTOR DE CAPACIDAD	ENERGÍA ANUAL [GWh/año]	VIENTO [m/s]	ÁREA [km <sup>2</sup> ]	POTENCIA INSTALABLE [MW]	ENERGÍA ANUAL [GWh/año]
Carchi	7,0 - 7,5	1,24	3,72	0,20	6,39	> 7	4,60	13,80	23,69
	7,5 - 8,0	1,56	4,68	0,25	10,04	> 7,5	3,36	10,08	21,63
	8,0 - 8,5	0,96	2,88	0,30	7,42	> 8	1,80	5,40	13,91
	> 8,5	0,84	2,52	0,35	7,57	> 8,5	0,84	2,52	7,57
Imbabura	7,0 - 7,5	2,46	7,39	0,20	12,68	> 7	6,32	18,95	32,54
	7,5 - 8,0	1,75	5,24	0,25	11,26	> 7,5	3,86	11,57	24,83
	8,0 - 8,5	1,47	4,40	0,30	11,34	> 8	2,11	6,32	16,28
	> 8,5	0,64	1,92	0,35	5,77	> 8,5	0,64	1,92	5,77
Pichincha	6,5 - 7,0	0,39	1,16	0,20	1,99	> 6,5	41,19	123,58	212,18
	7,0 - 7,5	21,25	63,76	0,20	109,48	> 7	40,81	122,42	210,18
	7,5 - 8,0	12,01	36,02	0,25	77,31	> 7,5	19,55	58,65	125,88
	8,0 - 8,5	5,08	15,23	0,30	39,23	> 8	7,54	22,63	58,29
Cotopaxi	> 8,5	2,47	7,40	0,35	22,23	> 8,5	2,47	7,40	22,23
	7,0 - 7,5	2,51	7,54	0,20	12,95	> 7	5,99	17,98	30,87
	7,5 - 8,0	1,84	5,52	0,25	11,85	> 7,5	3,48	10,44	22,41
	8,0 - 8,5	0,80	2,40	0,30	6,18	> 8	1,64	4,92	12,67
Tungurahua	> 8,5	0,84	2,52	0,35	7,57	> 8,5	0,84	2,52	7,57
	6 - 6,5	4,48	13,44	0,20	23,08	> 6	5,34	16,02	27,51
	6,5 - 7,0	0,71	2,13	0,20	3,66	> 7	0,86	2,58	4,43
	7,0 - 7,5	0,15	0,45	0,25	0,97	> 7,5	0,15	0,45	0,97
Bolívar	7,0 - 7,5	1,02	3,05	0,20	5,23	> 7	2,42	7,27	12,49
	7,5 - 8,0	0,48	1,44	0,25	3,09	> 7,5	1,41	4,22	9,07
	8,0 - 8,5	0,48	1,44	0,30	3,71	> 8	0,93	2,78	7,17
	> 8,5	0,45	1,34	0,35	4,04	> 8,5	0,45	1,34	4,04
Chimborazo	7,0 - 7,5	14,97	44,91	0,20	77,10	> 7	30,60	91,80	157,62
	7,5 - 8,0	8,97	26,92	0,25	57,78	> 7,5	15,63	46,90	100,65
	8,0 - 8,5	4,58	13,75	0,30	35,42	> 8	6,66	19,97	51,44
	> 8,5	2,07	6,22	0,35	18,68	> 8,5	2,07	6,22	18,68
Cañar	7,0 - 7,5	11,50	34,49	0,20	59,21	> 7	23,95	71,85	123,36
	7,5 - 8,0	7,09	21,26	0,25	45,62	> 7,5	12,45	37,36	80,18
	8,0 - 8,5	3,16	9,47	0,30	24,39	> 8	5,37	16,10	41,48
	> 8,5	2,21	6,63	0,35	19,94	> 8,5	2,21	6,63	19,94
Azuay	7,0 - 7,5	62,16	186,47	0,20	320,17	> 7	98,25	294,75	506,07
	7,5 - 8,0	26,90	80,71	0,25	173,22	> 7,5	36,09	108,28	232,38
	8,0 - 8,5	7,16	21,47	0,30	55,29	> 8	9,19	27,56	70,99
	> 8,5	2,03	6,10	0,35	18,31	> 8,5	2,03	6,10	18,31
Loja	7,0 - 7,5	106,92	320,77	0,20	550,75	> 7	293,40	880,19	1511,26
	7,5 - 8,0	69,46	208,39	0,25	447,25	> 7,5	186,47	559,42	1200,64
	8,0 - 8,5	43,76	131,27	0,30	338,07	> 8	117,01	351,03	904,06
	> 8,5	73,25	219,76	0,35	660,32	> 8,5	73,25	219,76	660,32
Zamora Chinchipe	7,0 - 7,5	1,97	5,91	0,20	10,15	> 7	4,71	14,12	24,24
	7,5 - 8,0	2,39	7,17	0,25	15,38	> 7,5	2,74	8,21	17,62
	8,0 - 8,5	0,35	1,04	0,30	2,68	> 8	0,35	1,04	2,68
El Oro	7,0 - 7,5	20,32	60,97	0,20	104,67	> 7	45,08	135,25	232,22
	7,5 - 8,0	10,82	32,45	0,25	69,64	> 7,5	24,76	74,29	159,44
	8,0 - 8,5	7,16	21,49	0,30	55,35	> 8	13,95	41,84	107,75
	> 8,5	6,78	20,35	0,35	61,14	> 8,5	6,78	20,35	61,14
TOTAL ESTIMADO PARA EL ECUADOR [MW]						> 7	556,99	1670,96	2868,98
						> 7,5	309,96	929,87	1995,68
						> 8	166,54	499,61	1286,72
						> 8,5	91,59	274,76	825,57

### 1.6.2 Proyectos Eólicos implementados

La modificación de la actual matriz energética a través del uso de los recursos renovables se convierte en un gran reto para el sector eléctrico ecuatoriano. Una de las principales estrategias se basa en la instalación de plantas de generación eólica, además de las que ya se encuentran instaladas. Las centrales eólicas que están actualmente implementadas son [36]

- **Central Eólica Villonaco:** Se encuentra en el cerro del mismo nombre a 2720 metros por encima del nivel del mar, a unos 14 km aproximadamente del centro de



Loja. Esta instalación eólica se integra en las 31 centrales en operación de la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP. El Parque Eólico de Villonaco dispone de 11 aerogeneradores Goldwind con una potencia nominal de 1.5 MW c/u y, de acuerdo con el estudio de factibilidad, debía contribuir con 59.57 millones de kWh/año al Sistema Interconectado Nacional. Los parámetros de operación de la planta han superado los datos previstos en el análisis de viabilidad, con resultados sorprendentes. Por ejemplo, en su tercer año de existencia, en 2015, la capacidad de producción de energía eólica de este parque se situó en 90.92 GWh/año, lo que supone que Villonaco produjo un 52% más de lo esperado a partir de los datos obtenidos en el estudio de factibilidad. [37]



*Figura 1. 23 Parque Eólico Villonaco ubicado en la ciudad de Loja [37]*

- **Parque Eólico Baltra:** Se trata de un parque eólico de 2.25 MW con 3 aerogeneradores Unison tipo convertidor de 750 kW de potencia con los que se utiliza el recurso eólico de la isla de Baltra para proveer de energía eléctrica a sus habitantes y a los de Puerto Ayora, en la isla de Santa Cruz. Asimismo, para la transmisión y distribución de la energía eléctrica generada en el parque eólico de Baltra, se levantó un sistema de interconexión eléctrica conformado por la subestación eléctrica de la Isla Baltra y la extensión de la subestación eléctrica de Puerto Ayora. Adicionalmente, se instaló una línea de transmisión de 50 km a 34.5 KV, con el objetivo de minimizar el impacto ambiental del cableado de este tipo en



su totalidad. De este modo, esta línea incluye tramos aéreos, subterráneos y submarinos. [38]



Figura 1. 24 Parque Eólico Baltra ubicado en las islas de Galápagos [38]

- **Parque Eólico San Cristóbal:** Este fue el primer parque eólico en el Ecuador, se encuentra ubicado en el Cerro El Tropezón, de la Isla San Cristóbal, está constituido por 3 aerogeneradores MADE (Gamesa) de 800 kW cada uno, por lo tanto, la potencia total instalada es de 2,400 kW. Las torres tienen 51.5 metros de altura y las aspas tienen un diámetro de 59 metros. Cada unidad aerogeneradora está provista de su transformador de elevación, inversor, cables de conexión, equipos auxiliares y materiales complementarios. Los tres aerogeneradores pueden generar 5 millones 300 mil kWh de energía eólica al año. [39]



Figura 1. 25 Parque Eólico San Cristóbal ubicado en las islas de Galápagos [39]

### 1.6.3 Proyectos Eólicos a ser Desarrollados

#### **Proyecto Eólico Minas de Huascachaca:**

---

Israel Iván Ordoñez Valdivieso  
Richard Leonardo Luna Romero





## Universidad de Cuenca

Uno de los proyectos eólicos que se está desarrollando actualmente es el Proyecto Eólico Minas de Huascachaca. Este proyecto está siendo desarrollado por la empresa pública ELECAUSTRO y se ubica a 84 km al suroeste de la localidad de Cuenca, en la carretera Girón - Pasaje, en la parroquia de San Sebastián de Yúluc, en el cantón de Saraguro de la provincia de Loja. [40]



Figura 1. 26 Ubicado geográfica del proyecto eólico Minas de Huascachaca [40]

El área es una zona árida con escasa vegetación, constituida por senderos de tierra y suelos socavados por el agua y el viento; se compone de varias llanuras, con una orientación de sur a norte, delimitadas por riachuelos de diversa anchura y profundidad. [40]

Según los datos del Estudio de Factibilidad y estudios adicionales, se ha establecido que el proyecto eólico consistirá en 15 aerogeneradores de 3.3MW cada uno, con un buje de 80 m de altura, lo que supondría un máximo de 50 MW en total. La energía bruta anual media es de unos 122.88 GW.h y un factor de planta estimado del 28%. [40]



*Figura 1. 27 Característica del terreno en Minas de Huascachaca [40]*

En este capítulo se observó que la capacidad instalada de energía eólica en el país es escasa en comparación con la capacidad de generación total instalada. Además, se puede apreciar que la energía eléctrica del país proviene en mayor medida del sector hidroeléctrico, por lo que se debe tomar en cuenta que en algunos meses del año esto supone un problema de escasez, y el país se ve forzado a buscar fuentes de energía que funcionen a base de derivados del petróleo. Por ello es importante implementar otro tipo de energías limpias, y en lo posible complementarias a la hidroelectricidad, siendo una opción la energía eólica.

En el siguiente capítulo se analizará el recurso eólico en el emplazamiento seleccionado y se determinará si éste aumenta cuando el recurso hídrico disminuye adquiriendo así la característica de ser un recurso no solo renovable sino complementario.



## **Capítulo 2. Análisis de la Complementariedad del Recurso Eólico en el Sitio.**

### **2.1 Definición de Complementariedad**

La complementariedad de los recursos energéticos es una peculiaridad que puede fortalecer una matriz energética. Mediante la obtención de información de los recursos naturales renovables existentes en un territorio se puede determinar su calidad, cantidad y de qué manera se complementan, es decir que cuando un recurso escasee se pueda contar con otro recurso con el que se pueda sustituir. Mientras mayor sea la dispersión geográfica de las fuentes renovables, mayor será la posibilidad de que cuando en un lugar falte o disminuya la intensidad de uno de los recursos, pueda generarse energía al mismo tiempo con otro recurso renovable en un lugar diferente. [41]

El asunto de la complementariedad no ha sido analizado detalladamente en América Latina con algunas excepciones, y menos aún se ha abordado el futuro de esta relación, es decir, la incidencia que tendrán fenómenos como el del cambio climático en la disponibilidad y la interrelación de los recursos hídrico, solar o eólico. En 2017, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) presentó uno de los primeros estudios a escala regional sobre la fragilidad de la generación hidroeléctrica ante el cambio climático en América Central, en el cual se analizó detalladamente la cantidad de agua a futuro para las cuencas hidrográficas más representativas de los 6 países de esta región en el marco de los escenarios de calentamiento global del IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change). [41]

Para nuestro estudio de análisis de complementariedad estacional en Ecuador se utilizará el coeficiente de correlación de Pearson  $r$  que relaciona la velocidad media mensual del viento a 30m en el emplazamiento seleccionado y los caudales de los afluentes de las principales hidroeléctricas del país (ambos durante un periodo de 12 meses). Este análisis se conducirá sobre el sitio seleccionado, Pimo, Cuenca, Azuay.

### **2.2 Hidrografía y Caudales de los Embalses de las Principales Hidroeléctricas del País**

Ecuador cuenta con una amplia red hidrográfica, excepto en las zonas áridas occidentales y meridionales de la costa. Los ríos ecuatorianos fluyen en dos cuencas diferentes, al este hacia el Amazonas y al oeste hacia el Pacífico. Generalmente, los ríos son caudalosos y rápidos, y en grandes áreas navegables. La mayoría de los ríos se forman en los altos relieves andinos, y comienzan su curso a través de profundas quebradas. [42] [52]



### **2.2.1 Hidrografía de la Costa**

La temporada de lluvias en la región costera se registra entre diciembre y abril o mayo debido a la presencia de la corriente cálida de El Niño y la Zona de Convergencia Intertropical. En esta época del año el caudal de los ríos en esta región aumenta. La estación seca, marcada por la escasez de lluvias, transcurre de junio a noviembre o diciembre, tiempo durante el cual el caudal de los ríos disminuye. El promedio de temperatura en toda la región fluctúa entre 24 y 25°C, aunque puede ser menor de 22°C en las zonas montañosas. Los niveles de precipitación anual van desde menos de 60 mm (península de Santa Elena) hasta más de 2000 mm, según la ubicación con respecto a la zona de influencia de la corriente de Humboldt. Este gradiente de precipitaciones genera hábitats muy variados, que van desde zonas desérticas hasta selvas tropicales. Existe además un gradiente de lluvias desde el oeste (seco) hacia el este, donde la cercanía de la Cordillera de los Andes hace que el aire húmedo del océano libere su humedad, produciendo precipitaciones. [43]

### **2.2.2 Hidrografía de la Sierra**

Los principales sistemas hidrográficos de occidente y oriente del país se originan en sus montañas y páramos a causa del derretimiento de los hielos y de las lluvias en la zona.

La región Sierra sufre la influencia alternada de las masas de aire oceánica, amazónica y la oscilación de la Zona de Convergencia Intertropical, por lo cual registra dos temporadas de lluvias (distribución bimodal de las lluvias), entre los meses de marzo-abril y octubre-noviembre. La precipitación media anual varía entre 800 y 1500 mm, con exclusión del Valle del Chota (300 mm) y el Valle de Jubones (400 mm). Las máximas temperaturas se registran entre diciembre y enero, con mínimos entre abril y junio. La temperatura está asociada a la altitud; entre 1500 y 3000 m.s.n.m los valores medios varían entre 8 y 20°C, con un gradiente de temperatura de ~5°C por cada 1000 m de altitud. [43]

### **2.2.3 Hidrografía de la Región Amazónica**

Los ríos de esta región se caracterizan por ser caudalosos y navegables en la mayor parte de su curso. Las precipitaciones en esta región son constantes, con un leve aumento entre marzo y julio, y un descenso en agosto y enero a causa del movimiento de la Zona de



Convergencia Intertropical. Son muy frecuentes las tormentas en la región. La precipitación máxima (>4500 mm) de todo el país se registra en la zona de Mera y Puyo, en la provincia de Pastaza. La temperatura media es de 24-25°C, que oscila muy poco, con máximos de hasta 40°C en el mes de mayo. [43]

En la matriz de generación eléctrica, Ecuador utiliza mayormente hidroelectricidad, por eso es importante conocer el comportamiento de los caudales que llegan a los embalses de las principales hidroeléctricas del país a lo largo del año. En las figuras 2.1, 2.2 y 2.3 se muestran los caudales máximos, mínimos y medios respectivamente de los afluentes a los embalses del SNI. En el caso de Amaluza, se muestra desde abril de 1999 hasta diciembre de 2010 y, en el caso de Agoyán y Pisayambo, desde abril de 1999 hasta diciembre de 2017, Daule – Peripa desde enero del 2003 hasta diciembre del 2017, Mazar desde el 2010 – 2017 y Coca Codo desde el 2016 al 2017. [44]

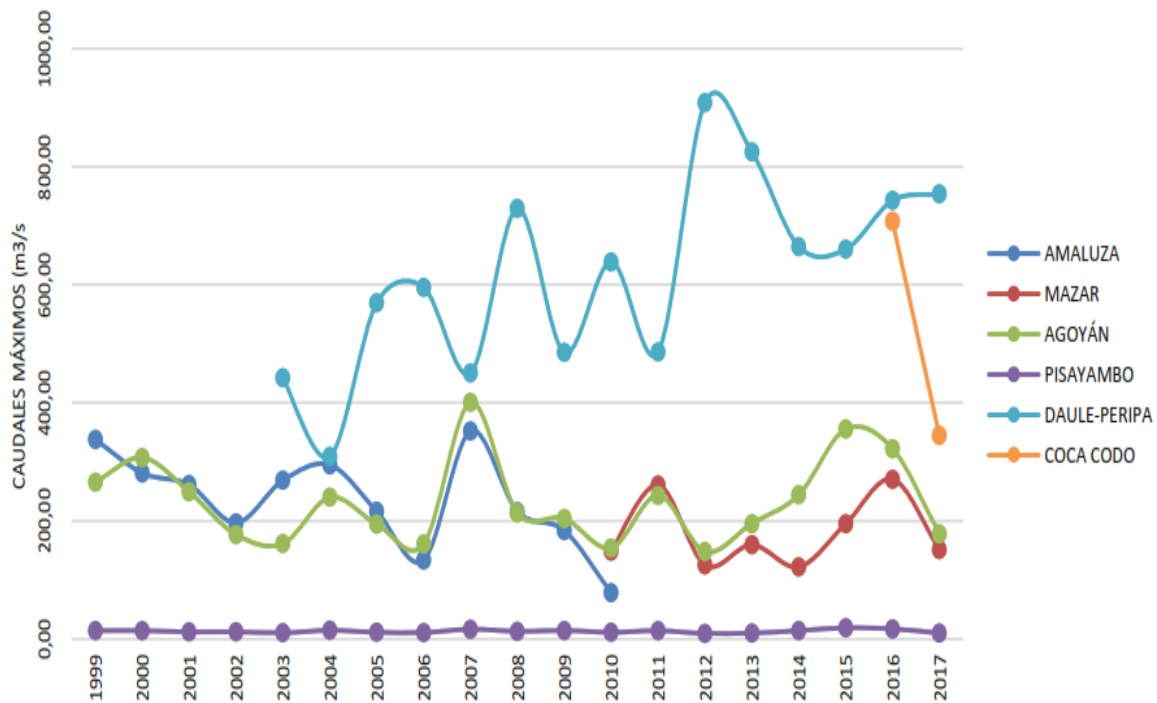


Figura 2. 1 Caudales Máximos (m<sup>3</sup>/s),[44]

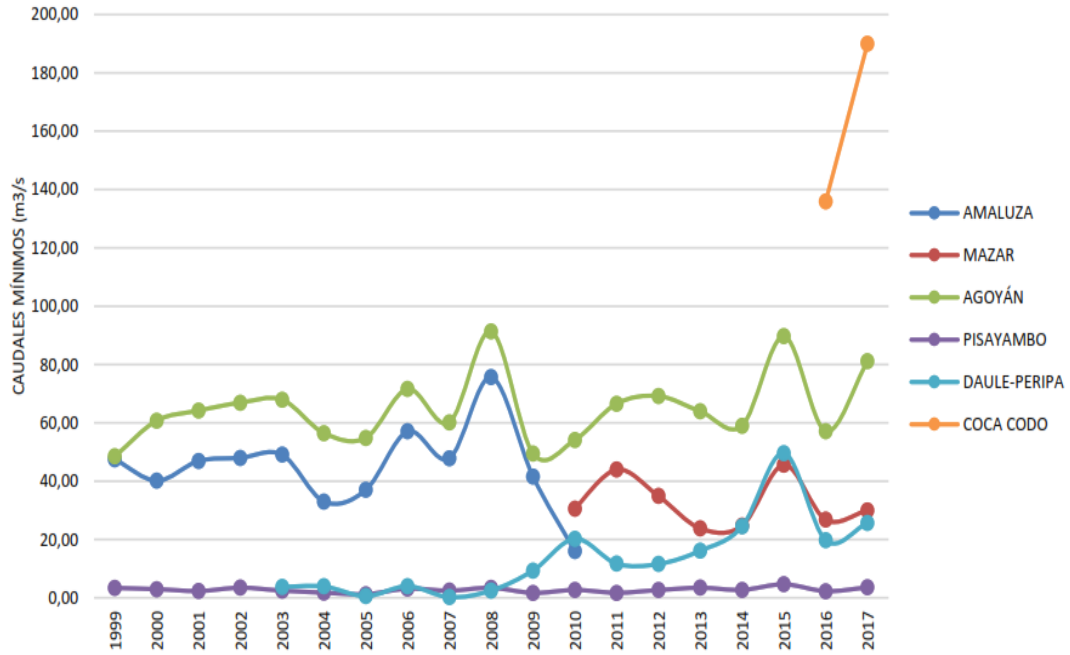


Figura 2. 2 Caudales Míminos (m³/s). [44]

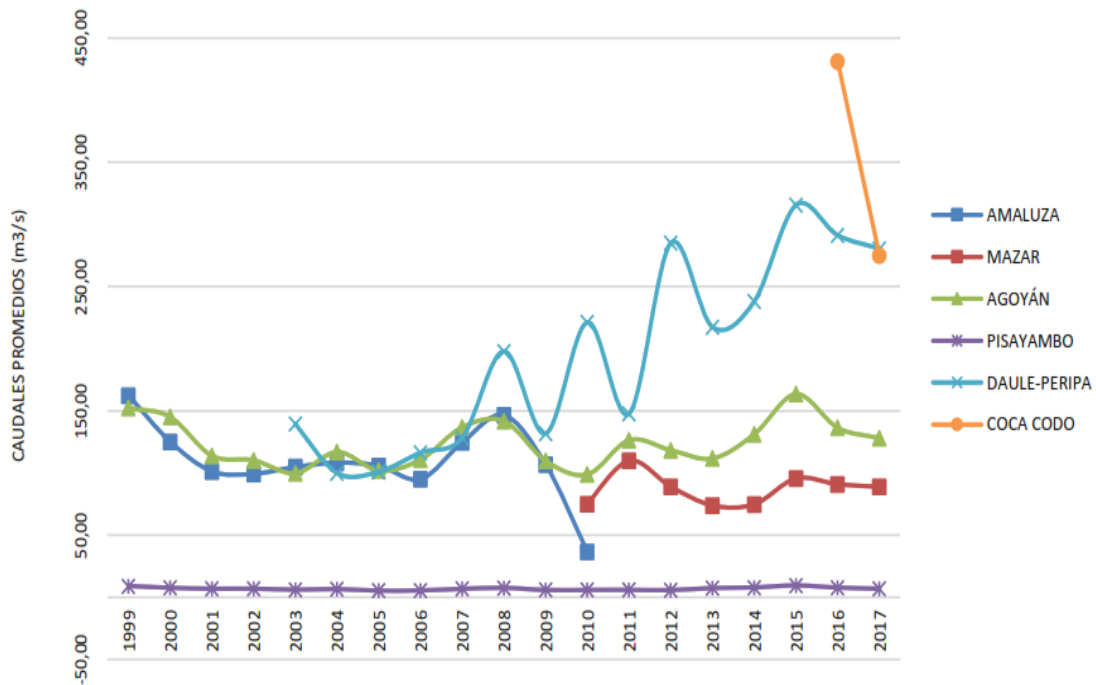


Figura 2. 3 Caudales Promedios (m³/s). [44]



También se puede observar en la figura 2.4 como fueron los caudales medios afluentes a los embalses del SNI ( $m^3/s$ ) durante el año 2018 y en la figura 2.5 se muestra el comportamiento del caudal de Coca Codo Sinclair durante ese mismo año junto a sus datos históricos. Este caudal puede considerarse representativo para todos aquellos de la región oriental mientras que Daule-Peripa representa el comportamiento de caudal en la zona occidental.

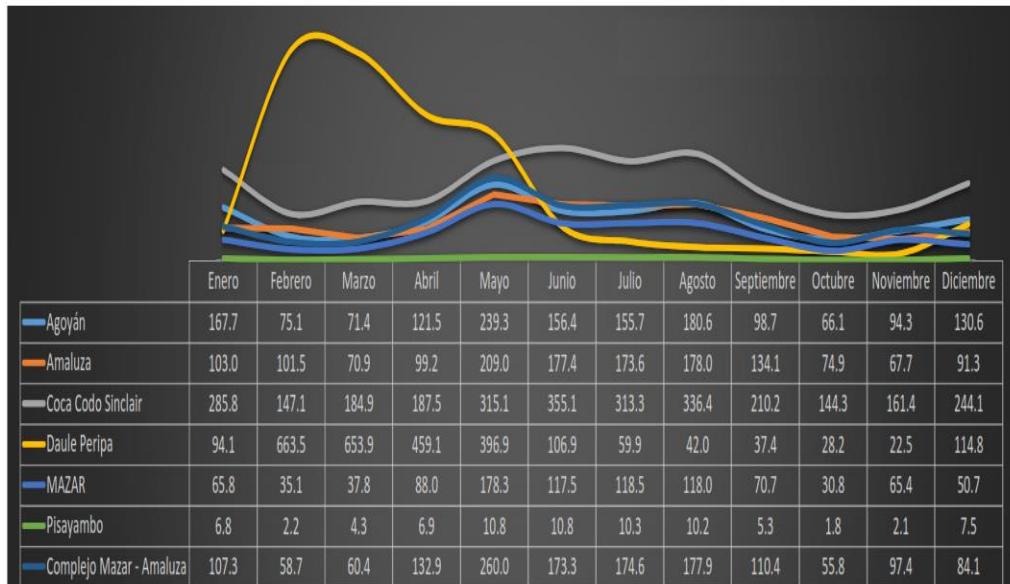


Figura 2. 4 Caudales medios afluentes a los embalses del SNI ( $m^3/s$ ) año 2018. [45]

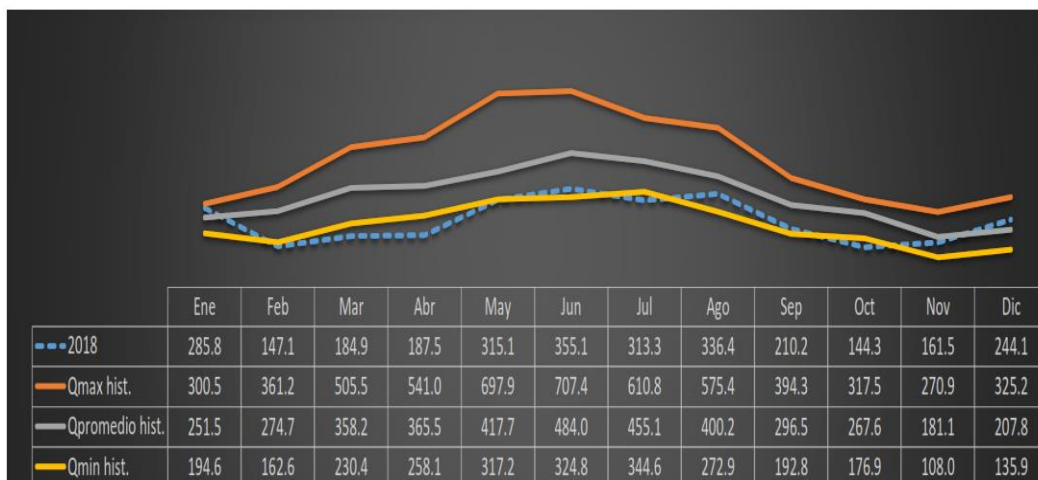


Figura 2. 5 Comportamiento del caudal anual de Coca Codo Sinclair año 2018. [45]



## Universidad de Cuenca

Para el año 2018, la evolución mensual total y por embalse se presenta en las figuras 2.6 y 2.7, en las que se observa que la máxima reserva de energía se registró en junio alcanzando un valor de 1 496,72 GWh con un aporte mayoritario del embalse Mazar (836,21 GWh); y, la mínima reserva se registró en febrero llegando a los 582,87 GWh, con una participación mayoritaria del embalse Mazar (340,97 GWh). [44]

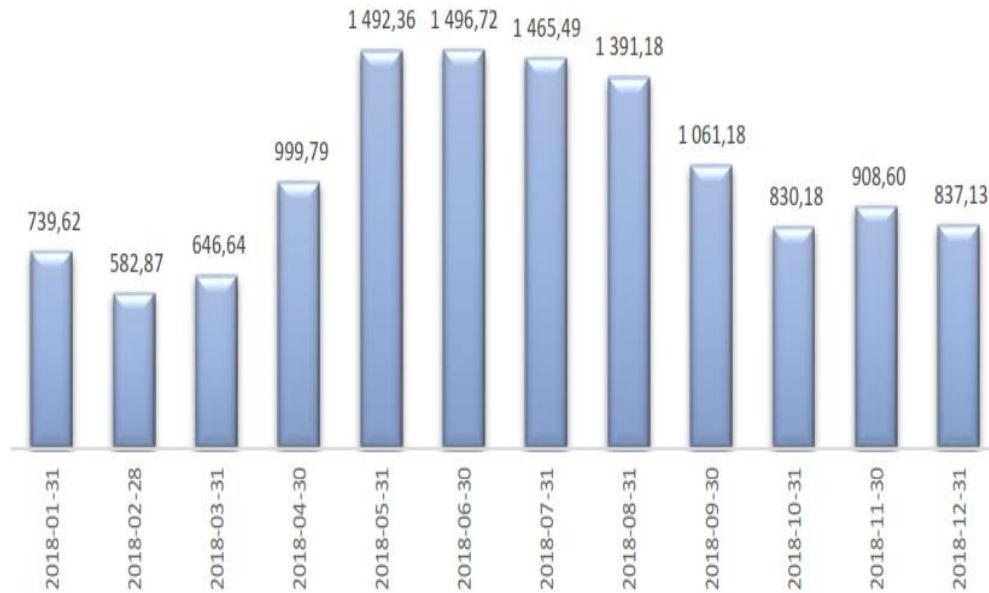


Figura 2. 6 Reserva energética mensual (GWh), 2018. [45]

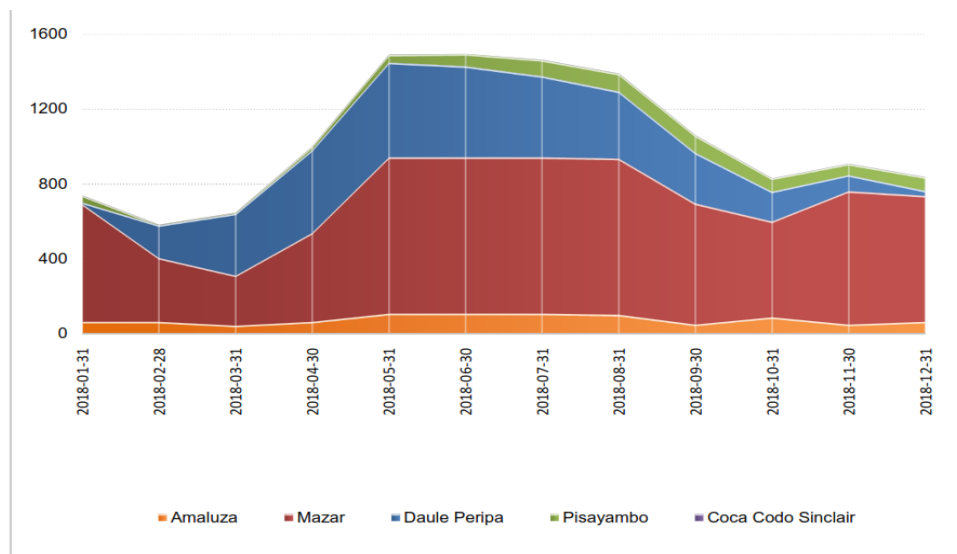


Figura 2. 7 Reserva energética mensual por embalse ( $m^3/s$ ), 2018. [45]





## Universidad de Cuenca

De la información mostrada en las figuras previas se puede observar que las mayores reservas de energía hídrica se producen en los meses de mayo a agosto, mientras que las mínimas van de octubre a marzo, por lo que es importante buscar nuevos recursos energéticos que complementen o sustituyan a la energía hídrica en los meses mencionados. Este estudio se enfoca en el recurso eólico, en un sitio seleccionado previamente por CELEC EP.

### 2.3 Evaluación del Recurso Eólico Complementario en el sector de Pimo

#### 2.3.1 Ubicación del sitio y características de la torre de medición

El sitio donde CELEC EP-Hidropaute está evaluando el recurso eólico es Pimo, el cual se encuentra en la parroquia Chaucha, Cuenca, Azuay (Figura 2.8). En este sitio se ha instalado una torre de medición tipo atirantada (Figura 2.9) cuyas características más importantes se detallan en la tabla 2.1



Figura 2. 8 Ubicación del sector Pimo. [46]



Figura 2. 9 Torre atirantada ubicada en Pimo, Fuente: Propia

Tabla 2. 1 Torre Meteorológica Ubicada en Pimo  
Fuente CELEC EP

Posición Geográfica	Latitud: 2°57'17.7"S Longitud:79°19'53.9"W
Elevación	3736msnm
Altura del anemómetro	10m, 20m, 30m
Institución Responsable	CELEC EP

Se escogió este tipo de torre debido a que posee las siguientes ventajas:

- Más finas. No es necesario separar tanto los equipos.
- Menor coste.
- Provisionales (torre de calibración en ensayos).
- Reutilizables.
- Mantenimiento (atirantado de los vientos).
- Menor cabeceo mejorando calidad de medidas.



### 2.3.2 Obtención de datos de viento de la torre

La torre fue ubicada en Pimo el mes de noviembre del 2018, por lo que se empezó a extraer datos meteorológicos a finales de ese mes. En la figura 2.10 se muestran las velocidades promedio mensuales obtenidas de la torre desde diciembre del 2018 hasta agosto del 2019 a una altura de 30m.

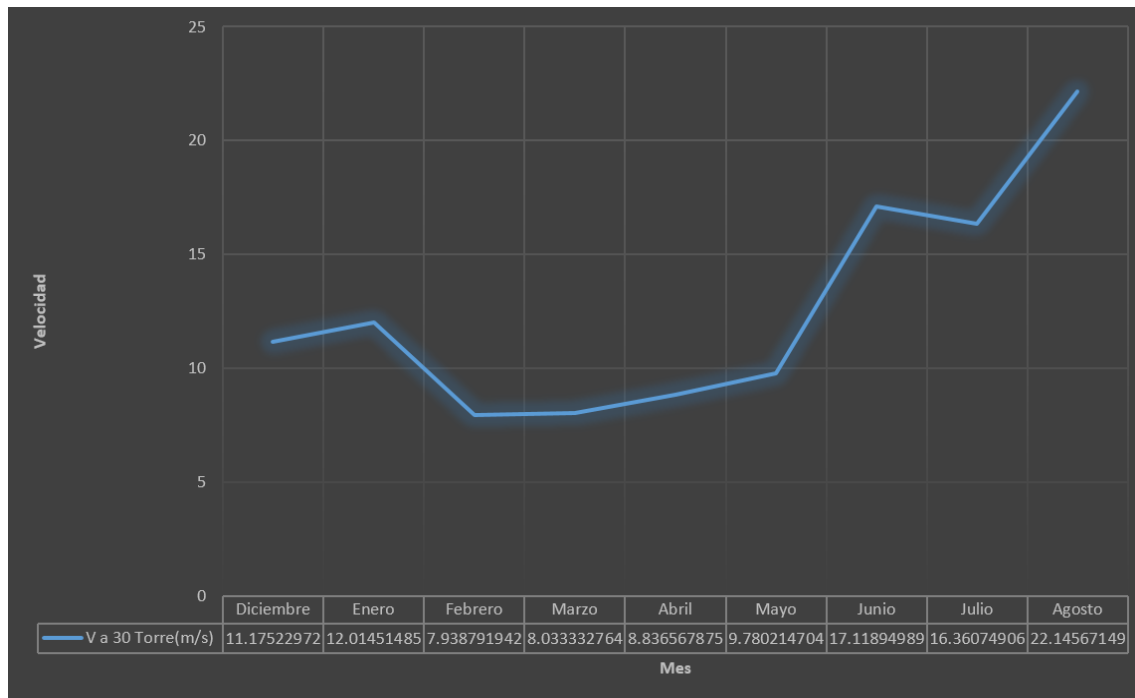


Figura 2. 10 Velocidad promedio mensual medida por la torre a 30m, desde diciembre del 2018 a agosto del 2019.

Fuente: Propia

Para hacer un análisis de complementariedad del sitio se debe tener las velocidades del viento de por lo menos un año, por lo que es necesario utilizar datos de reanálisis para ver el comportamiento del viento en el sitio en los meses restantes del año.

### 2.3.3 Datos Obtenidos del MERRA y DTU

Los datos de reanálisis se obtienen a partir de observaciones meteorológicas de diferentes fuentes (estaciones, radar, satélites, boyas, globos sonda, aviones, barcos y otros). Como resultado se obtiene una red de puntos con información de diversas variables meteorológicas. Entre los datos de reanálisis disponibles se utiliza el MERRA y la DTU. [47]



## Universidad de Cuenca

El conjunto de datos de análisis retrospectivo de la era moderna para investigación y aplicaciones (MERRA, por sus siglas en inglés), publicado en 2009, se basa en una versión del sistema de asimilación de datos atmosféricos GEOS-5 que se congeló en 2008. Los datos del MERRA abarcan desde 1979 hasta febrero de 2016 y se produjeron en una cuadrícula de  $0,5^\circ \times 0,66^\circ$  con 72 capas. MERRA se utilizó para impulsar los reanálisis independientes de la superficie terrestre (MERRA-Land) y los aerosoles atmosféricos (MERRAero). Se ha extraído los datos de velocidad del viento en Pimo por medio del MERRA desde enero de 1979 a diciembre del 2015, a una altura de 10m y 30m, realizando un promedio mensual y obteniéndose así los datos que se muestran en la figura 2.11. [48]

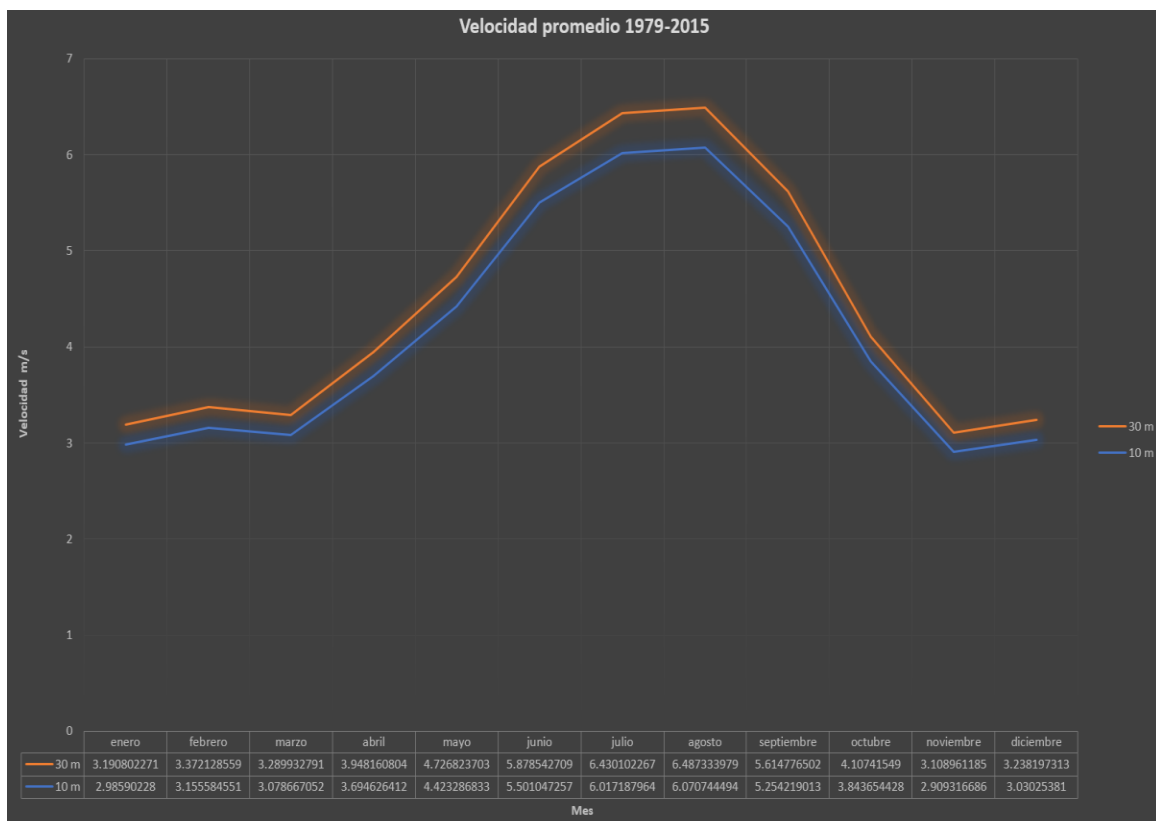


Figura 2. 11 Datos del viento extraídos del MERRA durante un periodo de 36 años en el sector de Pimo. [48]

También se pudo obtener datos de velocidad del viento de Pimo gracias a la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU), la cual utiliza un conjunto de datos sobre el clima eólico terrestre y marino de 30 km de longitud que representan los efectos del terreno de alta



resolución. La DTU utiliza el Atlas Eólico Global desde 1981 [53], proporcionando una climatología eólica de alta resolución a 50, 100, 200 m de altura sobre la superficie para todo el mundo (en tierra y a 30 km de la costa). Estas capas han sido producidas usando modelos de microescala en el Programa de Análisis y Aplicación del Atlas Eólico (WAsP) que capturan la variabilidad espacial a pequeña escala de las velocidades del viento debido a la orografía de alta resolución (elevación del terreno), la rugosidad de la superficie y los efectos del cambio de la rugosidad de la superficie. Las capas compartidas a través del IRENA Global Atlas se sirven a una resolución espacial de 1 km. El Atlas completo contiene datos con una resolución espacial superior a 250 m, y algunas de las herramientas del Atlas Global de la IRENA acceden a estos datos para obtener estadísticas agregadas. Los datos obtenidos por la DTU se muestran en la figura 2.12. [47]

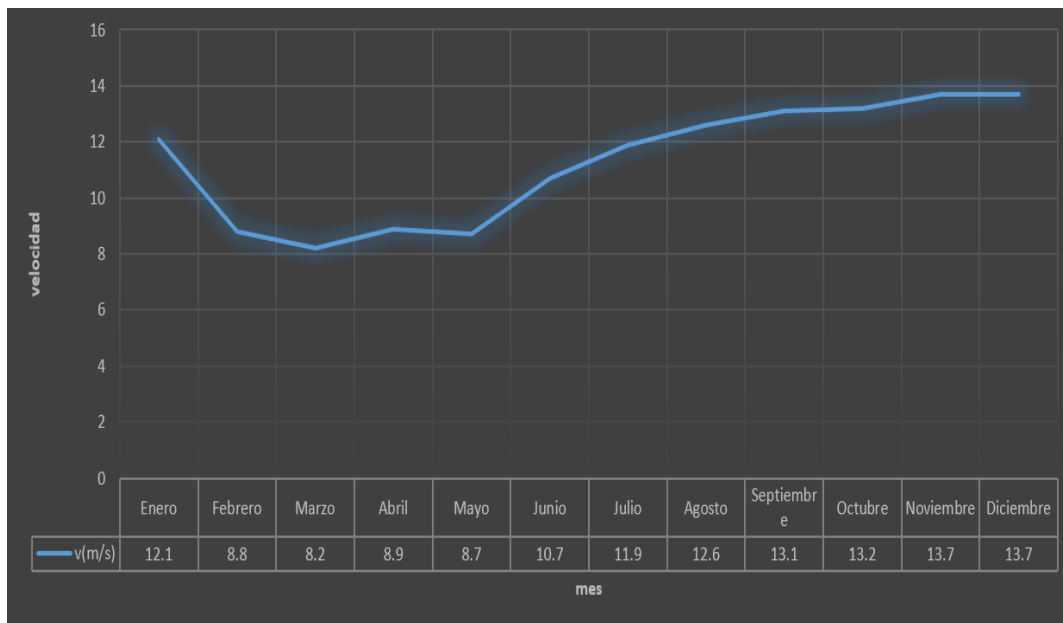


Figura 2. 12 Velocidad promedio mensual a 30m del suelo en el sector de Pimo según DTU. [47]

Para saber si los datos obtenidos en la figura 2.11 y figura 2.12 tienen similitud a los que se obtuvo mediante la medición en la torre meteorológica (figura 2.10) se debe aplicar análisis estadísticos.

### 2.3.4 Análisis de Correlación y Regresión

Para evaluar el desempeño de los modelos en comparación con uno referencial hay disponible diferentes pruebas estadísticas [49]. El método que se utiliza con más frecuencia



para completar y ampliar la información estadística sobre los fenómenos meteorológicos es la correlación y la regresión. [50]

El coeficiente de correlación determina el nivel de dependencia entre dos series de datos, por lo que es una herramienta muy útil en el análisis meteorológico. En este caso, las magnitudes de interés son los recursos energéticos asociados de la siguiente manera: viento-viento y caudal-viento. [50]

El coeficiente de correlación  $r$  viene determinado por la ecuación 2.1.

$$r = \frac{\sigma_{xy}}{\sigma_x \sigma_y} = \frac{\sum xy}{\sqrt{\sum x^2} \sqrt{\sum y^2}} = \frac{\text{Covarianza}}{\text{desviaciones típicas de } x \text{ y } y} \quad (2.1)$$

Para hallar el coeficiente de correlación es necesario promediar los valores de las variables a analizar (media aritmética).

$$\bar{x} = \frac{\sum x_i}{N} \quad (2.2)$$

$$\bar{y} = \frac{\sum y_i}{N} \quad (2.3)$$

Luego se calcula la covarianza

$$\sigma_{xy} = \frac{\sum xy}{N} - \bar{x}\bar{y} \quad (2.4)$$

Por último se calculan las desviaciones típicas

$$\sigma_x = \sqrt{\frac{\sum x_i^2}{N} - \bar{x}^2} \quad (2.5)$$

$$\sigma_y = \sqrt{\frac{\sum y_i^2}{N} - \bar{y}^2} \quad (2.6)$$

Los resultados se reemplazan en la ecuación 2.1

El coeficiente de correlación toma siempre valores entre -1 y 1.



- Si  $-1 < r < 0$  existe **correlación lineal negativa o inversa** y será más fuerte cuanto más se aproxime  $r$  a  $-1$ .
- si  $0 < r < 1$  existe **correlación lineal positiva o directa** y será más fuerte cuanto más se aproxime  $r$  a  $1$ .
- Si  $r = 1$  ó  $r = -1$ , la **correlación** es una **dependencia lineal directa (+1) o inversa (-1)**.
- Si  $r = 0$  **independencia, no existe correlación lineal**, aunque estas podrían estar relacionadas por una correlación curvilínea. [51]

Por razones prácticas, se admiten como aceptables aquellas series que presentan su coeficiente de correlación  $r > 0.7$ , para el período común de datos. [50]

Una vez definido el valor del coeficiente de correlación y si este resulta adecuado para explicar una relación lineal entre dos series, el paso siguiente es utilizar la fórmula que corresponde a la ecuación de la recta:

$$y = a + bx \quad (2.7)$$

A partir de este análisis teórico se puede encontrar una correlación entre los datos obtenidos mediante la torre meteorológica y los datos obtenidos por el MERRA y DTU. Estos datos se muestran en la tabla 2.2.

Tabla 2. 2 velocidad del viento en Pimo obtenidas de diferentes fuentes.

Fuente: Propia

Mes	Velocidad (m/s) obtenida de la torre a 30m	Velocidad (m/s) obtenida del Merra a 30m	Velocidad (m/s) obtenida del DTU a 30m
Diciembre	11.17522972	3.238197313	13.7
Enero	12.01451485	3.190802271	12.1
Febrero	7.938791942	3.372128559	8.8
Marzo	8.033332764	3.289932791	8.2
Abril	8.836567875	3.948160804	8.9
Mayo	9.780214704	4.726823703	8.7
Junio	17.11894989	5.878542709	10.7
Julio	16.36074906	6.430102267	11.9
Agosto	22.14567149	6.487333979	12.6



Utilizando las fórmulas de correlación se obtuvo lo siguiente:

- Al analizar los datos del MERRA con los datos de la torre se obtuvo una correlación de  $r = 0.85142047$  (Existe una buena correlación).
- Al analizar los datos del DTU con los datos de la torre se obtuvo una correlación de  $r = 0.629434613$ (No existe buena correlación).

A partir de esto se puede hacer una extrapolación del viento en Pimo de los meses faltantes utilizando los datos del MERRA y la recta de regresión de la Figura 2.13. Los datos extrapolados se muestran en la figura 2.14.

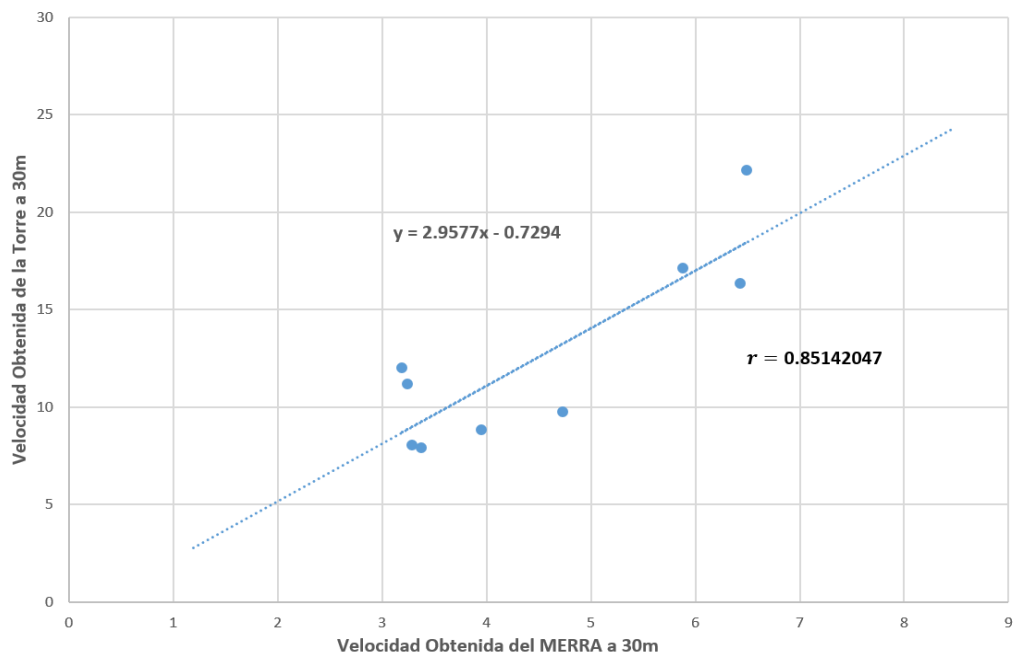


Figura 2. 13 Análisis de Correlación y regresión entre los datos del Merra y la torre.

Fuente: Propia.



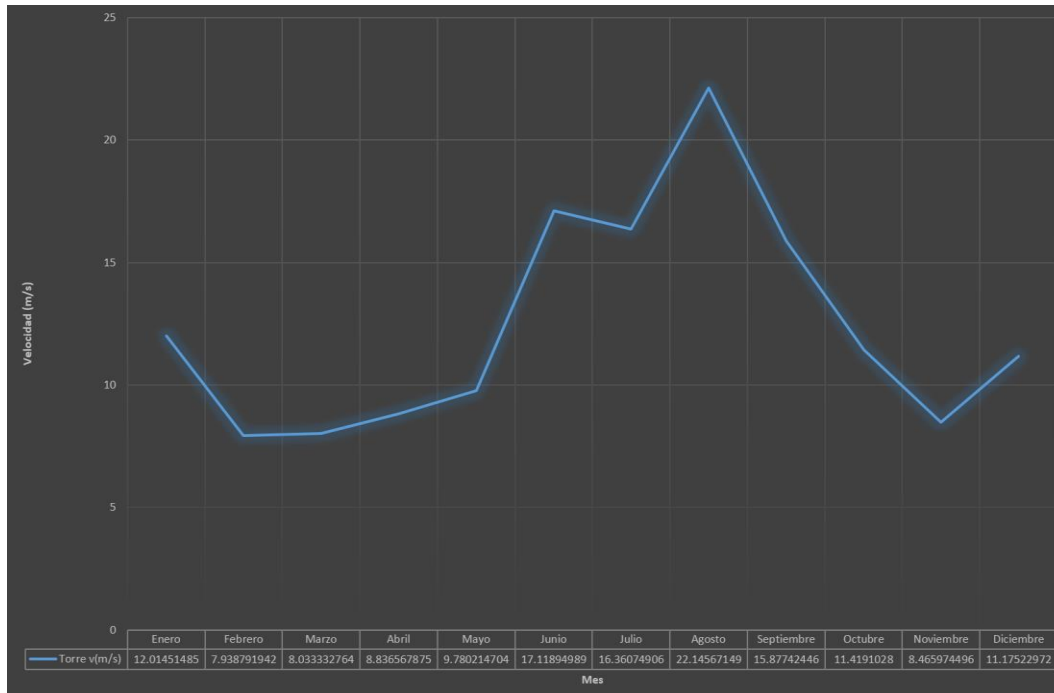


Figura 2. 14 Extrapolación de la velocidad del viento en los meses faltantes en la zona de Pimo.

Fuente: Propia

Una vez obtenidos los valores promedios mensuales del viento en Pimo de todo el año, se puede analizar su complementariedad respecto a los caudales que alimentan los embalses de las principales hidroeléctricas del país.

### 2.3.5 Caudal vs Viento

Para este estudio, un índice de correlación positivo, es decir  $0 < r < 1$  indicará que las variables analizadas (caudal-viento) NO PRESENTAN COMPLEMENTARIEDAD, pues su correlación es positiva, es decir que cuando una variable aumenta o disminuye la otra también lo hará. En cambio, un índice de correlación negativo es decir  $-1 < r < 0$  indica que las variables analizadas PRESENTAN COMPLEMENTARIEDAD, pues su correlación es negativa, es decir que cuando una variable aumenta la otra disminuye y viceversa. Por ejemplo, si el caudal de los embalses disminuye, se analizará si el recurso eólico en la región seleccionada aumenta, esto significaría que en dicha región se puede implementar un parque eólico para complementar la deficiencia de energía hidráulica. Dependiendo de



qué tan cercano sea el índice a -1 se determina que tan complementarios son los recursos. [41]

Ahora mediante el uso del coeficiente de correlación de Pearson  $r$  se relacionarán los datos de vientos en Pimo a 30m y los caudales medios afluentes a los embalses del SNI (ambos durante el mismo periodo de 12 meses). Por consiguiente, existe un único coeficiente de correlación anual por cada par de series. En la tabla 2.3 se muestran los datos de viento de Pimo junto a los caudales promedios históricos de las principales hidroeléctricas; a partir de esta tabla se analizará la complementariedad del sitio seleccionado. [41]

Tabla 2. 3 Viento de Pimo y caudales históricos promedios históricos de las principales hidroeléctricas  
Fuente Propia

Mes	Viento (m/s)	Caudal ( $m^3/s$ )					
	Pimo	Amaluza	Mazar	Agoyan	Pisayambo	Daule Peripa	Coca Codo
Ene.	12.015	79.836	65.613	92.398	4.761	231.882	251.5
Feb.	7.939	89.162	62.73	98.003	5.485	511.337	274.7
Mar.	8.033	99.899	86.308	108.755	5.711	524.559	358.2
Abr.	8.837	150.592	108.294	146.987	7.905	477.853	365.5
May.	9.780	166.712	118.722	157.355	9.190	278.935	417.7
Jun.	17.119	189.946	149.406	204.714	11.925	130.153	484
Jul.	16.361	167.867	148.408	168.246	10.43	56.409	455.1
Ago.	22.146	124.739	86.729	139.500	8.646	29.186	400.2
Sep.	15.877	94.926	61.312	108.416	6.562	23.516	296.5
Oct.	11.419	81.088	57.563	88.063	4.348	21.825	267.6
Nov.	8.466	75.138	42.902	81.369	3.528	18.026	181.1
Dic.	11.175	74.894	49.431	89.236	4.561	47.149	207.8

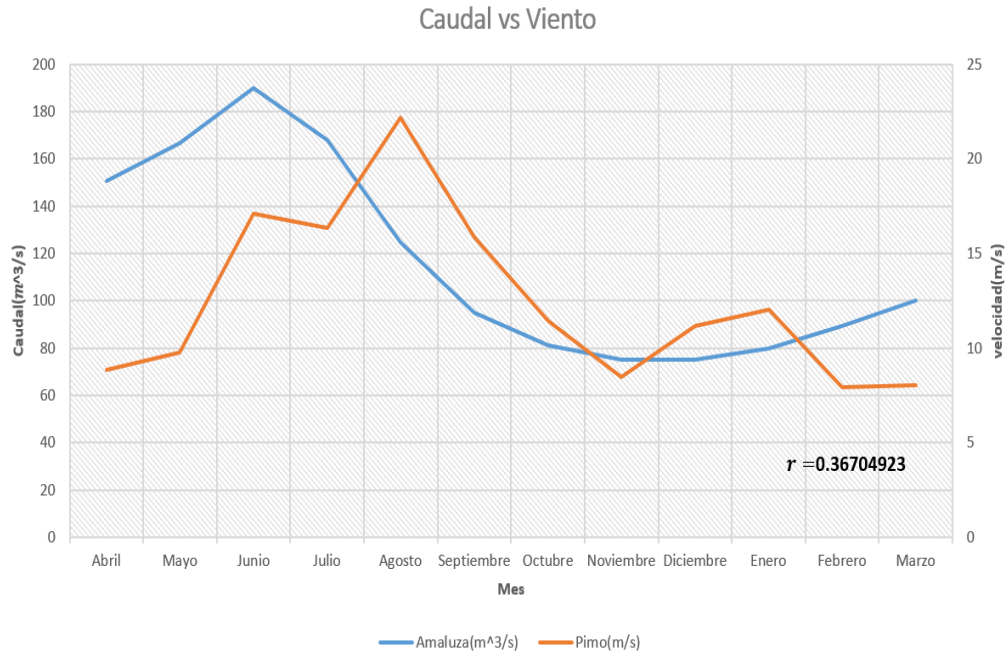


Figura 2. 15 Gráfico de correlación Caudal Amaluza – Viento en Pimo.  
Fuente Propia. (2019).

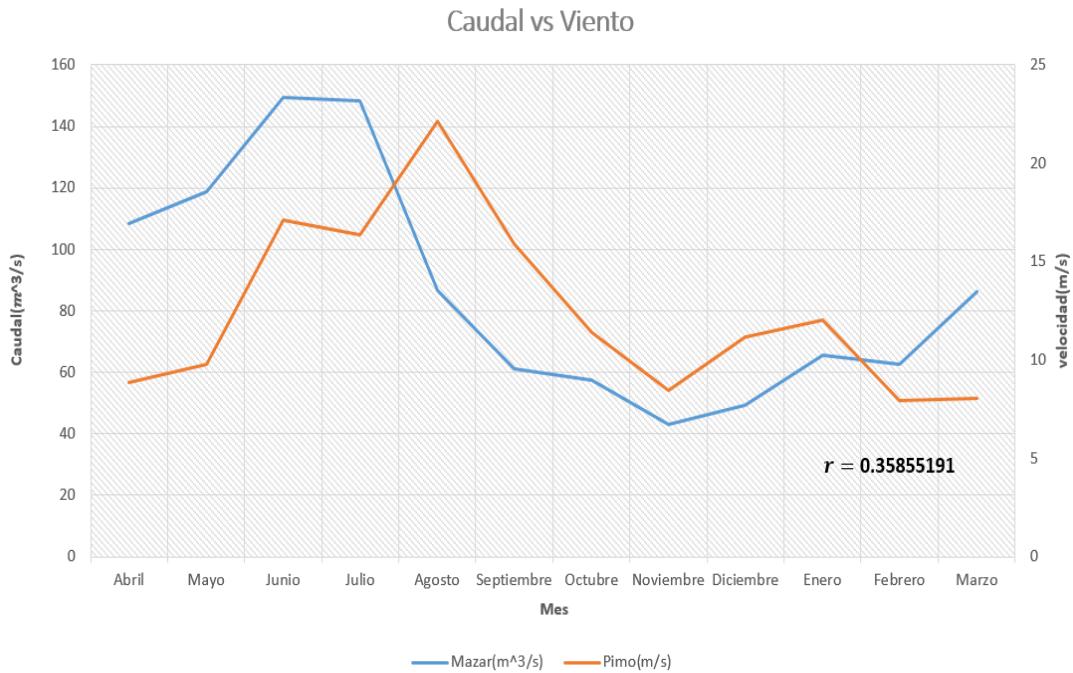


Figura 2. 16 Gráfico de correlación Caudal Mazar – Viento en Pimo.  
Fuente Propia. (2019).

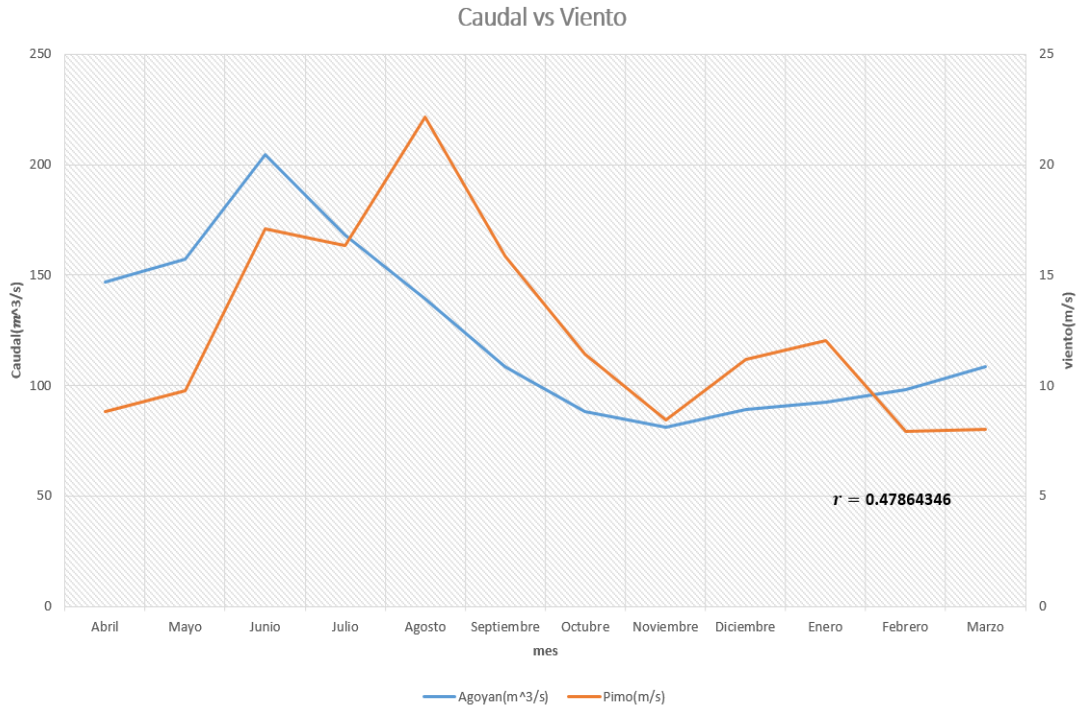


Figura 2. 17 Gráfico de correlación Caudal Agoyán – Viento en Pimo.  
Fuente Propia. (2019).

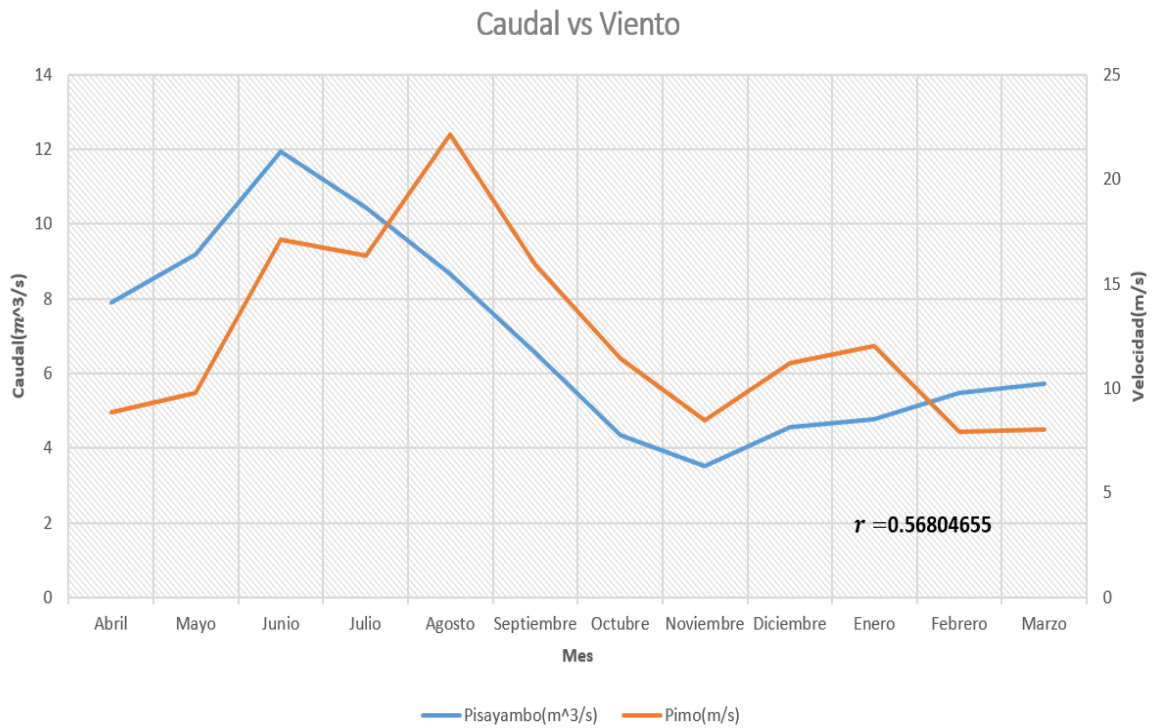


Figura 2. 18 Gráfico de correlación Caudal Pisayambo – Viento en Pimo



Fuente Propia. (2019).

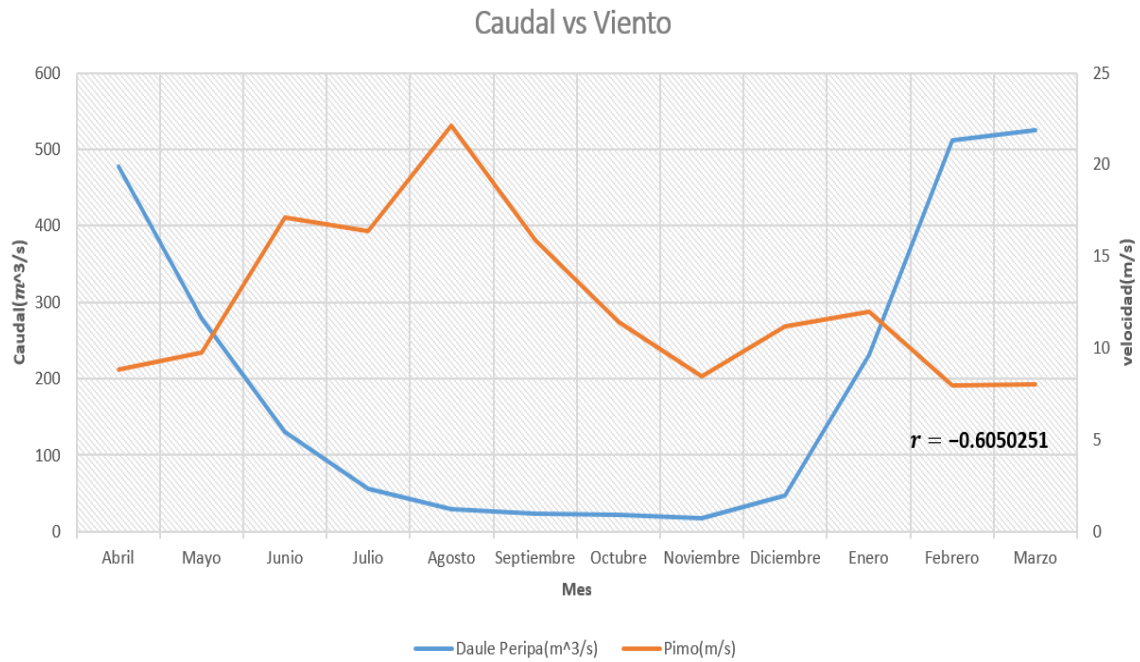


Figura 2. 19 Gráfico de correlación Caudal Daule Peripa – Viento en Pimo  
Fuente Propia. (2019).

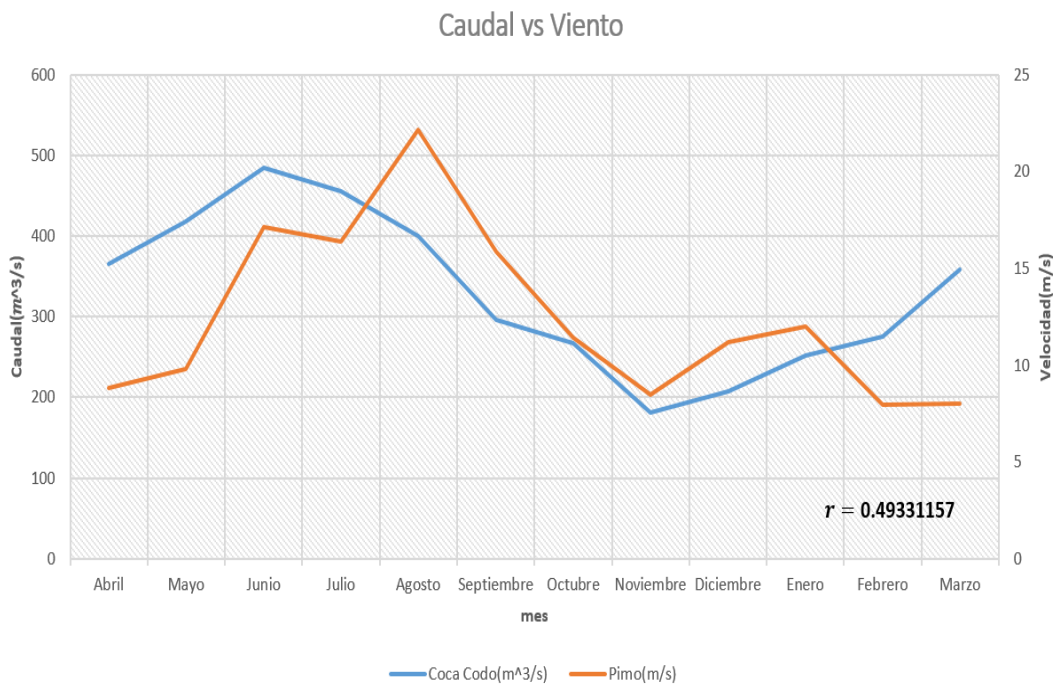


Figura 2. 20 Gráfico de correlación Caudal Coca Codo – Viento en Pimo  
Fuente Propia. (2019).



## Universidad de Cuenca

Analizando las figuras 2.15 a 2.20 se observa que, en todos los caudales de las principales hidroeléctricas del Ecuador, a excepción de Daule Peripa (figura 2.19), existe un coeficiente de correlación positiva, es decir, las variables caudal-viento no presentan complementariedad, por lo que parece que Pimo no es complementario para los afluentes orientales, pero si para los afluentes occidentales. Sin embargo, es importante recalcar que para el periodo diciembre-abril, si bien es cierto el viento es menor a los meses de junio-agosto, se presentan velocidades adecuadas para generación, por encima de los 7m/s de febrero a abril, y sobre los 11m/s en diciembre y enero, por lo tanto, el sitio muestra dos picos de velocidad, uno a finales-inicios de año y otro, el mayor, en junio-agosto. Con ello, se podría aceptar que Pimo es complementario o parcialmente complementario. En realidad, por el comportamiento de estos meses, se puede aseverar que en Pimo existe viento todo el año.

Ahora que se sabe que el sitio seleccionado cumple condiciones de complementariedad, es importante determinar el número de aerogeneradores que se podría instalar en dicho sitio, su potencia nominal y la energía que producirá.



### **Capítulo 3. Análisis para Determinar el Parque a Partir del Recurso que existe en la Zona**

En este capítulo se utiliza una técnica llamada Micrositing, la cual facilita la determinación, de las características y el lugar de ubicación de una turbina de viento. Para llevar a cabo esta actividad, se hace uso de la herramienta virtual WAsP, una tecnología que brinda asesoría del recurso eólico, localización y cálculos de rendimiento energético para turbinas y parques eólicos. WAsP es usado para sitios localizados en cualquier tipo de terreno en todo el mundo, además incluye herramientas y modelos para cada paso en el proceso de recolección de datos y para cálculos del rendimiento de energía de un parque eólico. WAsP es producido y comercializado por el Departamento de Energía Eólica de la Universidad Técnica de Dinamarca (Dinamarca) [54].

#### **3.1. Modelado del Parque Eólico Pimo en el software WAsP**

La simulación de la generación anual de energía en el emplazamiento de Pimo se lleva a cabo utilizando la versión 9.1 del software WAsP.

En este programa, se requiere como datos de entrada la siguiente información:

- Datos de viento del sitio
- Capa de las curvas de nivel de la zona
- Mapa de rugosidad del sitio seleccionado
- Obstáculos

Los datos del viento están constituidos por mediciones de velocidad y dirección efectuadas por el anemómetro más alto (30m) y una veleta, que se promedian cada 10 minutos. La precisión de estas mediciones es esencial para obtener resultados más acordes con la realidad, por lo que es necesario que los datos sean validados y descartar los producidos por errores de medición o variaciones bruscas en la sensibilidad de los instrumentos. [4]

Es importante señalar que el programa ajusta las mediciones de viento a una distribución de Weibull, por lo que en algunos casos los errores debidos a este ajuste pueden ser consistentes; se han registrado casos de diferencias de más del 5% entre la distribución real y la distribución de Weibull. [55]



### 3.2. Datos de entrada y condiciones de contorno necesarios en WASP

Al momento de simular el Parque Eólico Pimo en el Software WASP 9.1, se debe tener en cuenta lo siguiente:

1. Información meteorológica (Dirección y Velocidad de viento)
2. Mapa de orografía y rugosidad de la zona.
3. Selección de los aerogeneradores.
4. Descripción y Curva de Potencia de los Aerogeneradores.
5. Distribución de los aerogeneradores.

Es importante destacar que para la simulación se ha empleado una densidad de aire de  $0.810 \text{ Kg/m}^3$  debido a la altura (msnm) a la que se encuentra el sitio.

#### 3.2.1. Información meteorológica (dirección y velocidad de viento)

Los datos de viento brindados por la CELEC EP, fueron obtenidos durante un período de nueve meses con un intervalo de 10 minutos entre muestra y muestra, a una altura de 30m; para los tres meses faltantes se hizo una aproximación con los meses medidos que tienen mayor similitud a éstos, de acuerdo a los datos extrapolados del capítulo 2. Una vez que se tiene los valores diezminutales de todo el año se procede a encontrar la velocidad del sitio a una altura de 80m a partir del valor de rugosidad medido en el sitio, el cual es  $z_0 = 0.00412197 \text{ m}$ . Estos datos se guardan en un formato de archivo.txt, como se muestra en la Figura 3.1.

Veloc.	Direc.
7.22	326.56
7.62	324.11
7.86	323.51
7.58	322.21
7.81	324.48
7.28	324.00
7.18	323.87
7.14	319.74
6.92	323.27
6.73	326.37
6.81	326.32
6.88	331.29
6.35	332.14
5.83	329.16
6.12	327.01
5.92	328.20
6.00	324.36

Figura 3. 1 Datos de viento de Pimo a 80m en formato .txt,





Fuente: Propia

Usando este archivo y la herramienta WAsP OWC Wizard (Figura 3.2), los datos de viento son transformados en una tabla de datos estadísticos a través de la cual se visualiza la distribución de Weibull y la rosa de los vientos del lugar donde se encuentra la estación meteorológica. Antes de ver la distribución del viento se debe ingresar una descripción de las coordenadas y altura del anemómetro (Figura 3.3).

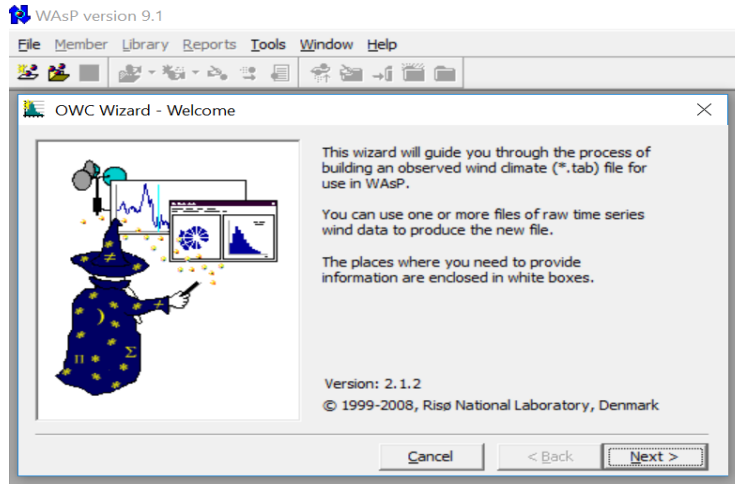


Figura 3. 2 Ventana de inicio de OWC Wizard

Fuente: Propia.

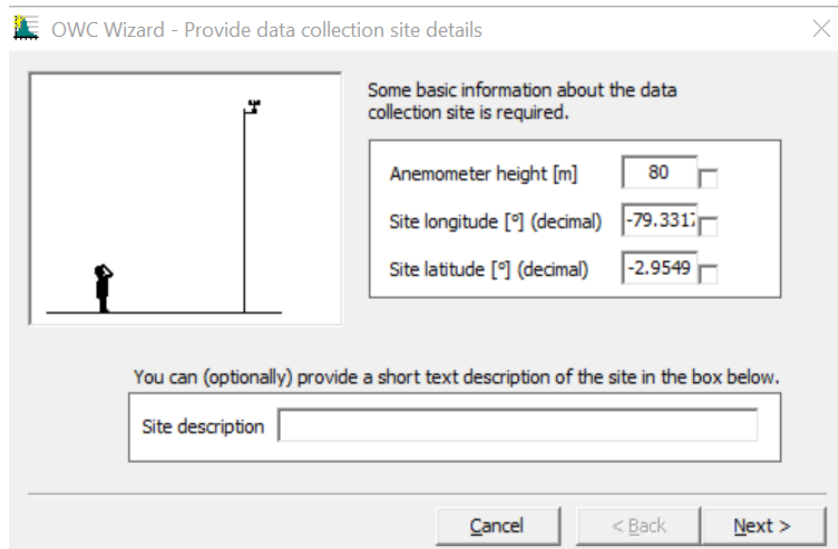


Figura 3. 3 Datos de la estación meteorológica en OWC Wizard

Fuente: Propia.

El anemómetro se encuentra a 30m, sin embargo, como se hizo la extrapolación a 80m (Figura 3.1) se puso en el OWC Wizard que el anemómetro está a una altura de 80m, para que WASP no cometa ningún error en los cálculos posteriores.

En la figura 3.4 se muestra la distribución de Weibull y la rosa de vientos del emplazamiento, obtenidos a partir de la herramienta de WASP.

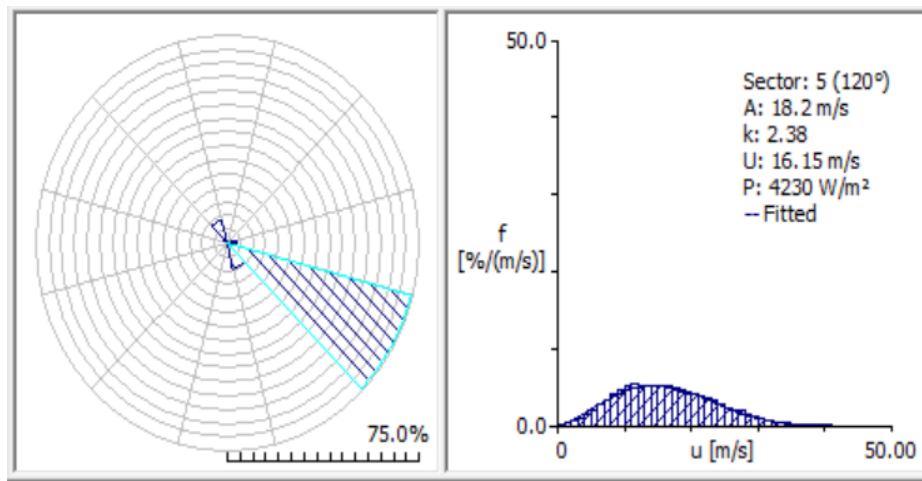


Figura 3. 4 Rosa de Vientos y Distribución de Weibull en Pimo en la herramienta OWC Wizard

Fuente: Propia.

En el OWC Wizard también se puede obtener los valores del factor de forma(k) y factor de escala(A) del sitio, como se muestra en la figura 3.5

All-sectors statistics				
	Weibull-A	Weibull-k	Mean speed	Power density
Source data	-	-	(not available from the file)	
Fitted	15.9 m/s	1.97	14.12 m/s	3350 W/m <sup>2</sup>
Emergent	-	-	13.75 m/s	3350 W/m <sup>2</sup>
Combined	15.5 m/s	1.83	13.75 m/s	3353 W/m <sup>2</sup>

Figura 3. 5 Parámetros de Weibull en OWC Wizard

Fuente: Propia.

Como puede verse, la velocidad media del sitio es superior a 13 m/s, muy por encima del valor de 5 m/s considerado óptimo a esa altura sobre nivel del mar. Lo mismo ocurre con la densidad media de energía ( $3353 \text{ W/m}^2$ ) la cual es muy superior al valor de  $400 \text{ W/m}^2$  que es considerado rentable [56]. El atlas de viento generado del sitio analizado se muestra en la figura 3.6, a diferentes alturas y a diferentes valores de rugosidad.

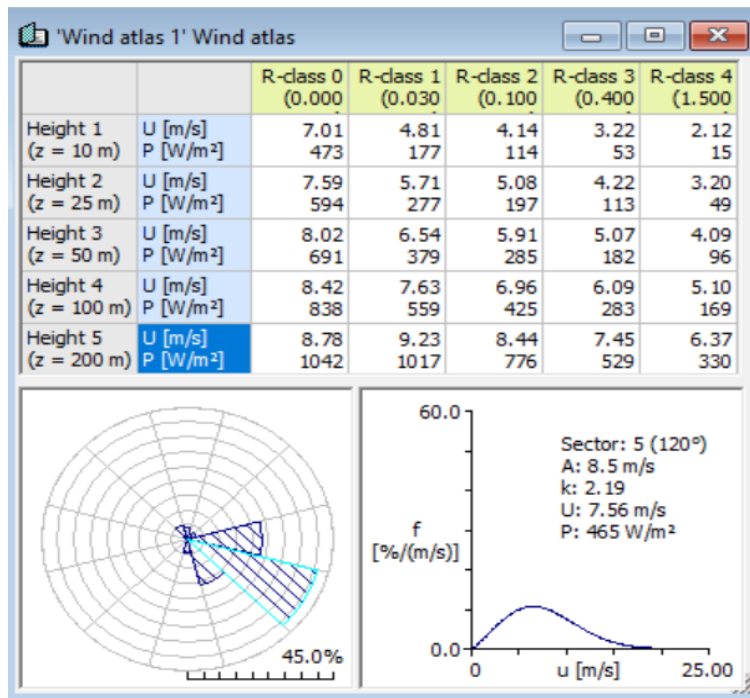


Figura 3. 6 Atlas de viento de Pimo generado en WAsP

Fuente: Propia.

### 3.2.2. Mapa orográfico de la zona.

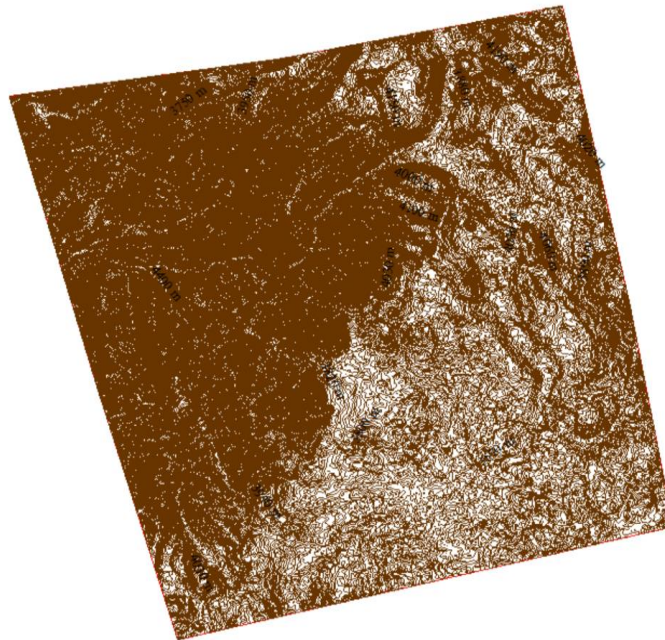
Para iniciar la creación del archivo del mapa orográfico, se utiliza el software Google Earth y se elige el sitio ubicado en Pimo, Figura 3.7. Luego se mide 20 kilómetros desde el punto donde se ubica la torre meteorológica para generar un polígono de área que será exportado a otro software llamado Global Mapper donde se generan las curvas de nivel de ese sitio; en este software se hace que las curvas de nivel disten 10m entre sí.



*Figura 3. 7 Selección del emplazamiento en Pimo generado en Google Earth*

*Fuente: Propia.*

Una vez creado el polígono en Google Earth, este archivo se abre desde Global Mapper, para lo cual se configura este software de forma que coincida con las coordenadas de dicho emplazamiento. En el presente caso se configuró en coordenadas UTM el área de estudio que se encuentra en la zona 17, lugar donde está ubicado Ecuador en este sistema de coordenadas. El archivo final en Global Mapper se muestra en la figura 3.8.



*Figura 3. 8 Curvas de nivel del emplazamiento seleccionado en Pimo en Global Mapper*

*Fuente Propia.*



## Universidad de Cuenca

Una vez obtenidas las curvas de nivel de dicha ubicación se procede a exportar ese mapa vectorial en extensión .DFX pues con esa extensión es posible abrirlo con el software AutoCAD Civil 3D para cerrar los contornos del mapa que están abiertos, debido a que puede producirse algún error al introducir en el Editor de Mapas de WASP una región abierta.

Al finalizar el proceso de cierre del área del mapa vectorial se procede a la apertura de una herramienta propia de WASP denominada Map Editor, Figura 3.9. Con esta herramienta se pueden editar mapas vectoriales y añadir a cada zona valores de rugosidad, por lo cual debe cargarse el mapa vectorial en esta herramienta.

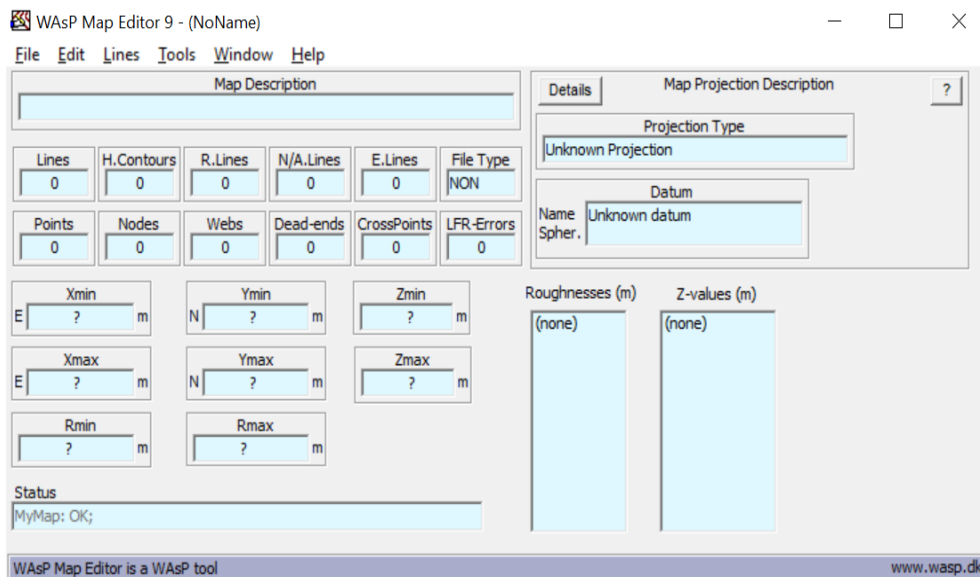


Figura 3. 9 Curvas de nivel del emplazamiento seleccionado en Pimo en Global Mapper

Fuente Propia

Una vez cargado el archivo en el Editor de Mapas de WASP este archivo se guarda con extensión .MAP y será una de las entradas para iniciar el proceso de simulación del parque eólico en Pimo. El mapa orográfico final visto desde WASP se muestra en la figura 3.10.

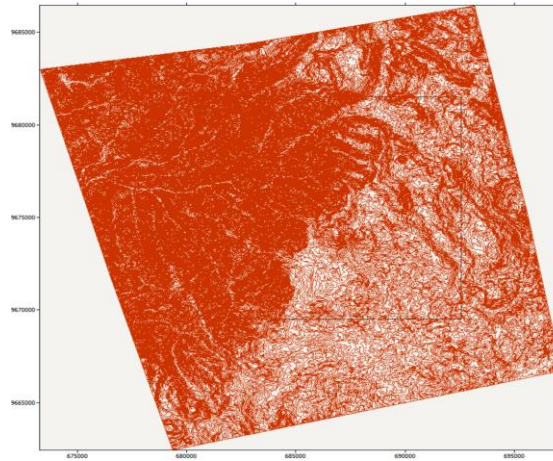


Figura 3. 10 Mapa Orográfico de Puno en WASP

Fuente Propia

Con respecto a la rugosidad es necesario cargar un mapa de fondo para poder determinar los distintos valores de rugosidad que existen en el emplazamiento seleccionado. Google Earth es una buena fuente de imágenes de alta resolución disponibles. En el mapa obtenido de Google Earth (Figura 3.11) se añadieron cuatro puntos de referencia identificables (A, B, C y D) y se ubicaron los sitios donde se van a determinar los valores de rugosidad, para facilitar la referenciación de la imagen en el Editor de Mapas [57]. Los valores de rugosidad en el sitio seleccionado van desde 0.0002 que corresponde a lagos hasta un valor de 0.8 que corresponde a un bosque. [58]

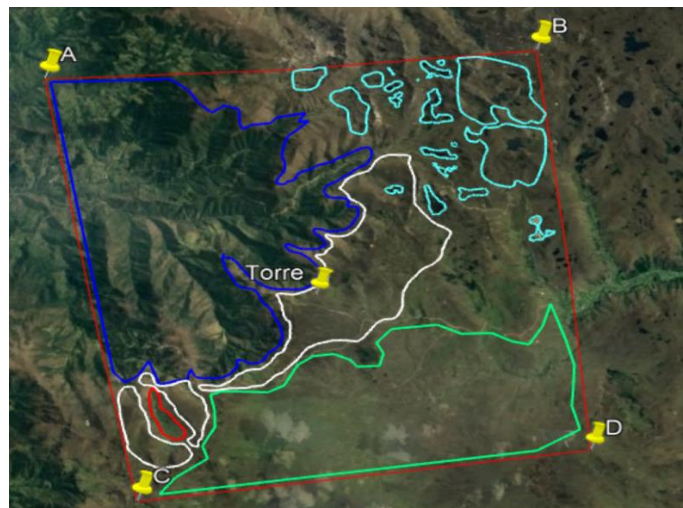


Figura 3. 11 Creación del mapa de rugosidad en Google Earth

Fuente: Propia.

Una vez obtenida la imagen de Google Earth, esta se carga en el WASP Map Editor y se lo calibra con el mapa orográfico del sitio seleccionado (figura 3.12). Por último, se digitaliza el mapa de rugosidad en el WASP Map Editor. El mapa de rugosidad digitalizado en WASP se lo puede apreciar en la figura 3.13

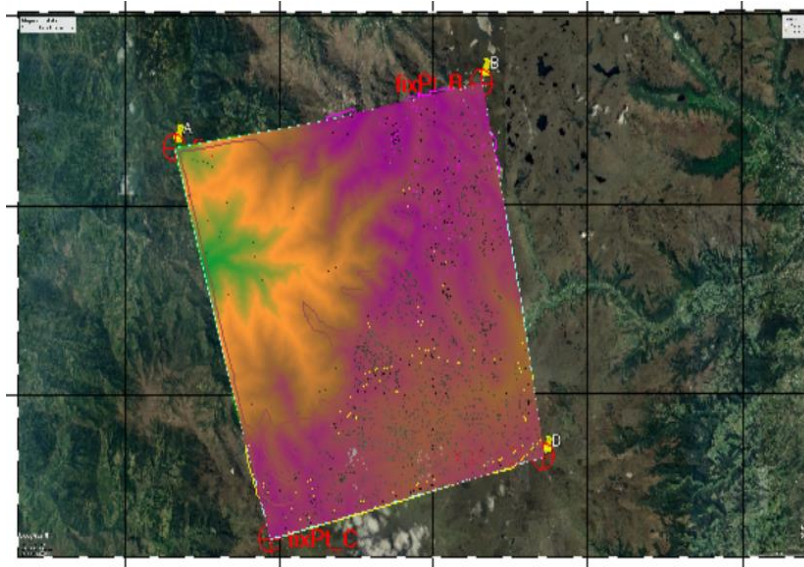


Figura 3. 12 Calibración del mapa de rugosidad de Google Earth con el mapa orográfico de la zona.

Fuente: Propia

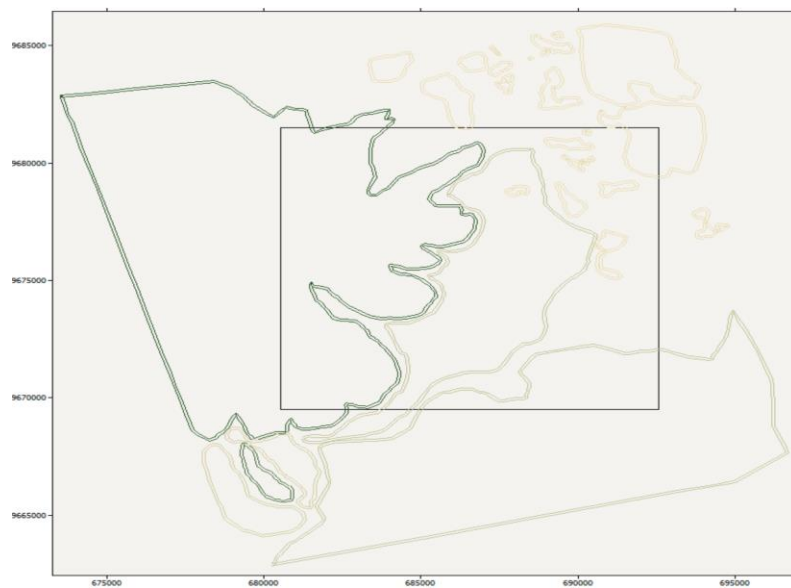


Figura 3. 13 Mapa de rugosidad de la zona seleccionada digitalizada en WASP.

Fuente: Propia



### 3.2.3. Selección de los aerogeneradores

En este apartado se abordará la selección de aerogeneradores destinados al parque eólico propuesto para el sitio en estudio. Con la información introducida en los apartados anteriores, WAsP ya dispone de la información suficiente para determinar el viento local en las distintas zonas del sitio, sin embargo, es imprescindible incorporar los datos relativos a los aerogeneradores, como también la posición de los mismos para el cálculo de la producción de energía en el parque. [59]

Al elegir un aerogenerador, lo primero que se debe hacer es calcular qué tipo de aerogenerador se requiere de acuerdo a la velocidad del viento en el lugar. La clase de aerogenerador es proporcionada por la norma IEC 61400-1 en función de la velocidad de referencia del sitio, tal y como se muestra en la tabla 3.1 [60].

Tabla 3. 1 Clases de aerogeneradores según Norma IEC 61400-1.

Fuente: Norma IEC 61400-1

Clase de aerogenerador	I	II	III	S
$V_{ref}(m/s)$	50	42.5	37.5	Valores especificados por el diseñador
A $I_{ref}(-)$	0.16			
B $I_{ref}(-)$	0.14			
C $I_{ref}(-)$	0.12			

La velocidad de referencia se calcula a partir de la velocidad media anual:

$$V_{ref} = \frac{V_{media\ anual}}{0.2} \quad (3.1)$$

Los parámetros se refieren a:

- $V_{ref}$  es la velocidad media de referencia medida durante 10 min a la altura del buje,
- A indica la categoría con características de turbulencia superiores,
- B indica la categoría con características de turbulencia medias,
- C indica la categoría con características de turbulencia inferiores,

La turbulencia viene dada como el cociente entre la desviación estándar y la velocidad media del viento en el periodo de tiempo en el que se ha realizado cada medida, en nuestro caso el periodo de tiempo es cada 10 minutos [61].





$$I_m = \frac{\sigma}{V_m} \quad (3.2)$$

La velocidad media anual a 80 m en la zona seleccionada de Pimo se sitúa entre 13,75 y 14,12 m/s, obteniéndose una velocidad de referencia entre 68.75 y 70,6 m/s. Con estas velocidades de referencia, se elegirán modelos de aerogeneradores de Clase I.

La turbulencia del lugar es de aproximadamente 0.091 como se muestra en la tabla 3.2, sin embargo, hay que tomar en cuenta la altura a la que se toman los datos, en este caso a 30m, ya que cuanto más alejado del suelo menos turbulencia habrá [61]. Entonces el viento en Pimo está en la categoría C de turbulencia.

Tabla 3. 2 Valores de Turbulencia obtenidos en el sitio de Pimo  
Fuente Propia

Mes	velocidad a 30m (m/s)	Turbulencia
Enero	12.01451485	0.0899973
Febrero	7.938791942	0.108130667
Marzo	8.033332764	0.111211277
Abril	8.836567875	0.106364852
Mayo	9.780214704	0.103478063
Junio	17.11894989	0.073604583
Julio	16.36074906	0.077088787
Agosto	22.14567149	0.062036708
Septiembre	15.87742446	0.079029014
Octubre	11.4191028	0.09463314
Noviembre	8.465974496	0.104969089
Diciembre	11.17522972	0.087135479
Anual	12.43054367	0.091473247

### 3.2.4. Descripción y Curva de Potencia de los Aerogeneradores.

Como se ha indicado en la sección anterior, los aerogeneradores de la zona seleccionada serán de Clase I (norma IEC 61400-1). En la tabla 3.3 se listan varios modelos de



aerogeneradores existentes en el mercado pertenecientes a esta clase, detallándose las características de los modelos elegidos.

Tabla 3. 3 Modelos candidatos de aerogeneradores Clase I

Fuente Propia

<b>Fabricante</b>	<b>Modelo</b>	<b>Altura del Buje[m]</b>	<b>Diámetro del Rotor[m]</b>	<b>Área de Barrido [<math>m^2</math>]</b>	<b>Potencia [MW]</b>
<b>Vestas</b>	V80/2000	80	80	5027	2
<b>Vestas</b>	V90/3000	80	90	6362	3
<b>Siemens</b>	SWT-2.3-82 VS	80	82.4	5333	2.3
<b>Bonus</b>	B76/2000	80	76	4537	2
<b>Nordex</b>	N80/2500	80	80	5027	2.5

Para elegir el modelo más adecuado, se calcula el rendimiento de cada uno de los aerogeneradores candidatos, asumiendo su operación en la zona de estudio. Con este fin, es preciso conocer cuánta potencia es posible extraer del aerogenerador de acuerdo a los valores de velocidad del viento a la altura del buje. El fabricante proporciona esta información en las ya conocidas curvas de potencia. Seguidamente, en las Figuras 3.14 a 3.18 se muestran las curvas de potencia correspondientes a los modelos de estudio, que se visualizan en la herramienta WAsP denominada editor de turbinas WAsP.

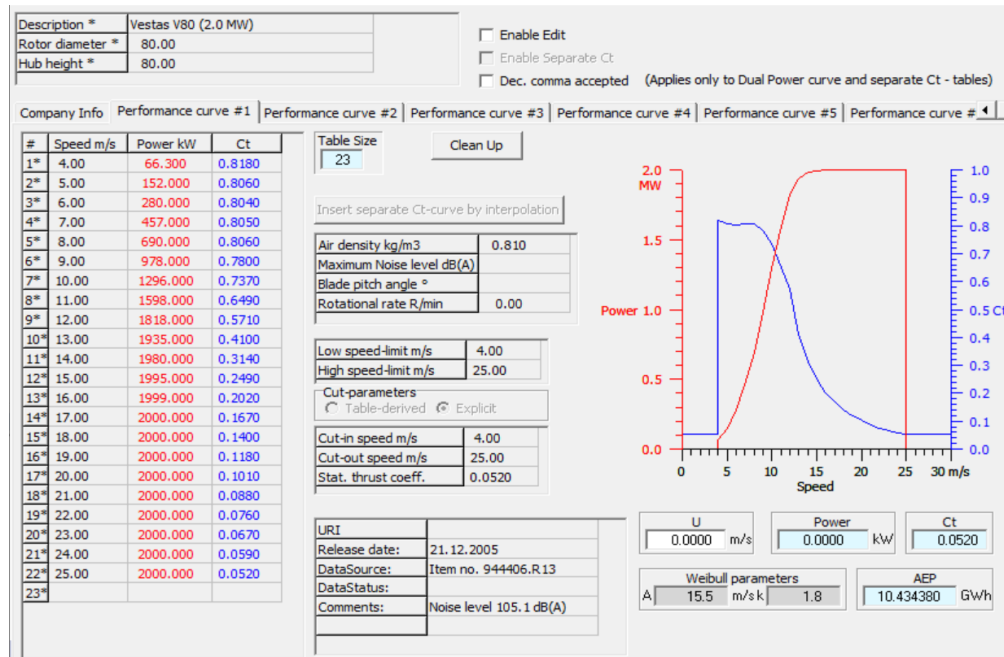


Figura 3. 14 Datos aerogenerador Vestas V80.

Fuente: Propia

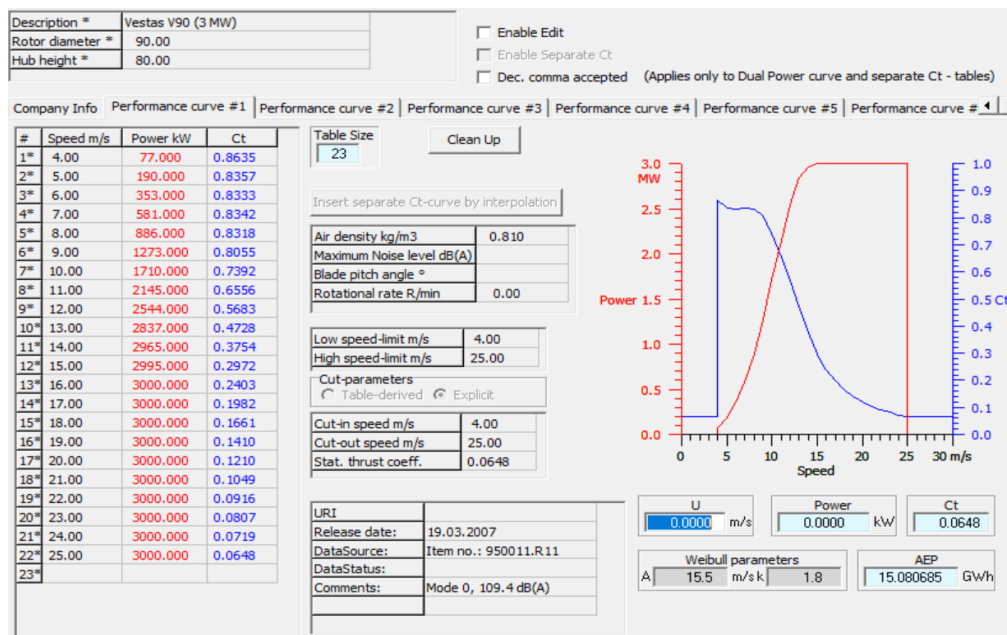


Figura 3. 15 Datos aerogenerador Vestas V90

Fuente: Propia

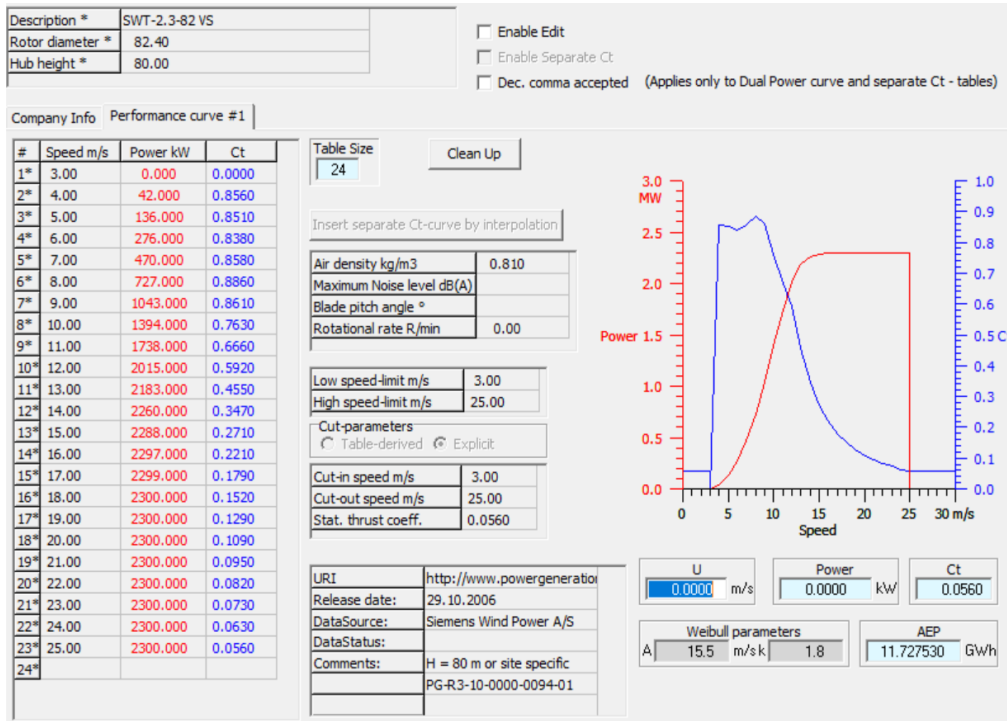


Figura 3. 16 Datos aerogenerador SWT-2.3-82 VS.

Fuente: Propia

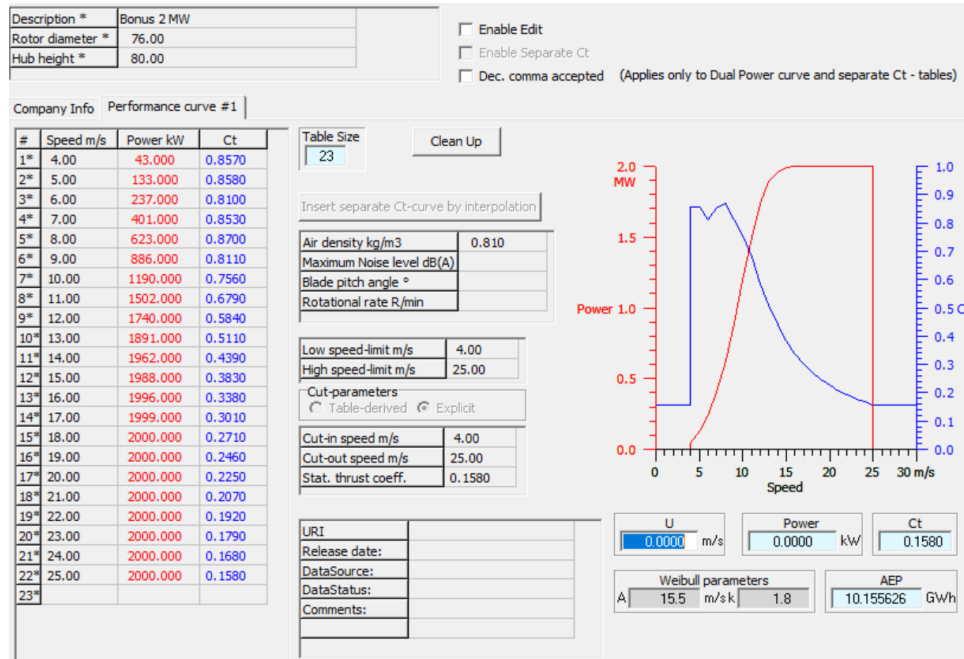


Figura 3. 17 Datos aerogenerador Bonus B76/2000.

Fuente: Propia

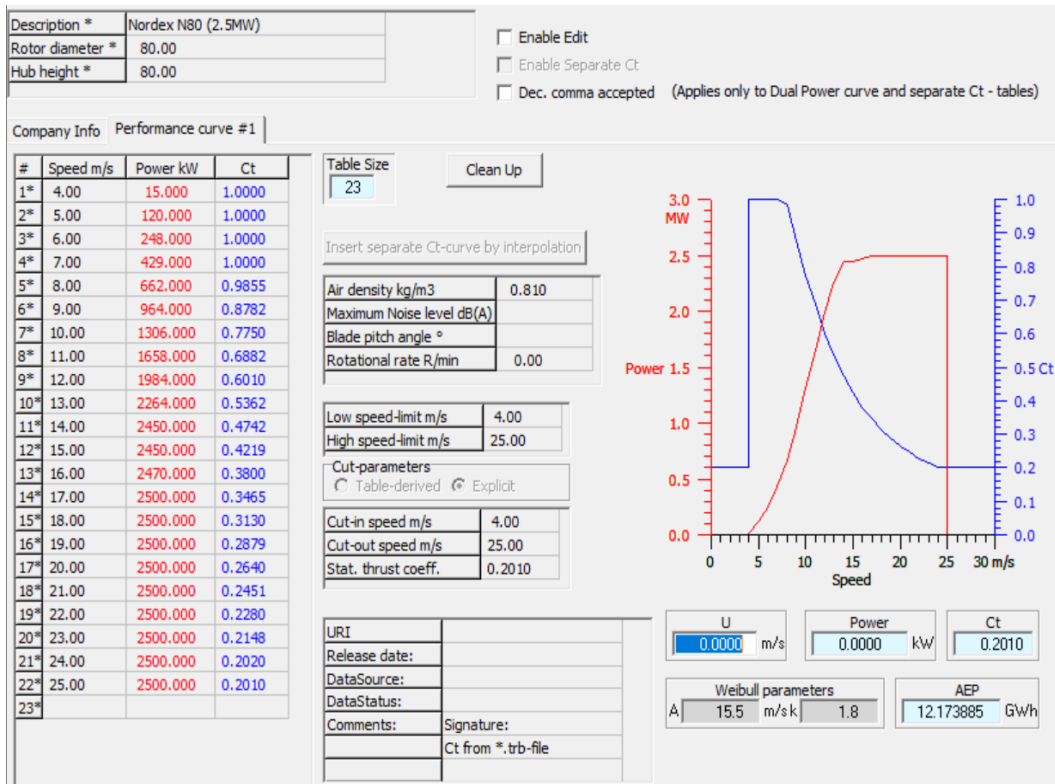


Figura 3. 18 Datos aerogenerador Nordex N80/2500.

Fuente: Propia

Una vez que se conoce la potencia que se podría obtener de cada valor de velocidad del viento, se procede a estimar la energía producida por cada aerogenerador. Para ello, la misma herramienta WAsP turbine editor se encarga de calcular la energía anual que produce cada modelo de aerogenerador en el emplazamiento.

Luego se calculan las horas equivalentes de funcionamiento de la turbina eólica mediante la fórmula (3.3). Este parámetro se define como el cociente entre la producción anual de energía (AEP, en las figuras correspondientes) del aerogenerador y su potencia nominal. Mientras mayor sea el número de horas equivalentes, mayor es el grado de utilización del aerogenerador. [90]

$$H_{eq} = \frac{E_{turbina}[MWh]}{P_n[MW]} \quad (3.3)$$



Para conocer si la implementación de un aerogenerador es viable o no, es necesario obtener el factor de carga (también llamado factor de planta) por medio de la ecuación 3.4. Este factor es un parámetro adimensional que indica la relación entre la energía generada por el aerogenerador en un año y la energía que se habría producido si hubiera estado operando a su potencia nominal durante ese mismo periodo de tiempo. Por lo tanto, cuanto mayor sea el factor de carga, mejor será el rendimiento del aerogenerador. [90]

$$F_c = \frac{H_{eq}}{8760} \quad (3.4)$$

Los parámetros previamente detallados se han calculado en la Tabla 3.4. para la zona de estudio

Tabla 3. 4 Rendimiento de cada modelo de aerogenerador seleccionado.

Fuente Propia.

Fabricante	Modelo	Potencia[MW]	Energía Anual[MWh]	$H_{eq}$ [h]	$F_c$
Vestas	V80/2000	2	10,434.380	5217.19	0.59557
Vestas	V90/3000	3	15,080.685	5026.9	0.573846
Siemens	SWT-2.3-82 VS	2.3	11,727.530	5098.93	0.582069
Bonus	B76/2000	2	10,155.626	5077.81	0.579659
Nordex	N80/2500	2.5	12,173.885	4869.55	0.555885

Es importante señalar que los cálculos efectuados anteriormente son meramente una aproximación, y que la potencia neta se diferencia de la potencia bruta por las pérdidas producidas por el efecto parque y por otros factores.

De la tabla 3.4 se concluye que el modelo que sería más rentable es el Vestas V80/2000, ya que este aerogenerador es el que posee un mayor factor de carga y mayores horas equivalentes de funcionamiento, es decir, es el que tendría mejor rendimiento en el emplazamiento seleccionado.

Otra de las razones por la que se ha elegido este modelo radica en que su potencia nominal es de 2MW, ya que, si se eligen aerogeneradores de mayor potencia nominal, el número de aerogeneradores sería menor. La desventaja de esta configuración es la reducción de la energía generada en caso de parada de cualquiera de los aerogeneradores, ya sea por



avería o por tareas de mantenimiento. A esto hay que añadir la dificultad de transporte e instalación de grandes aerogeneradores (> 2MW), dadas las condiciones geográficas del sitio. Si, por el contrario, se escoge un modelo de aerogenerador de menor potencia, se dispondría de un mayor número de aerogeneradores, por lo que los costes tanto de inversión como los de mantenimiento se incrementarían. Adicionalmente, se necesitaría un mayor espacio para colocar los aerogeneradores a una distancia suficiente para que se eviten interferencias en la medida de lo posible.

Es importante mencionar que el aerogenerador Vestas V80/2000 posee un generador asíncrono (ver Anexo I) que permite trabajar en un rango determinado de velocidades lo que permitirá un mayor aprovechamiento del recurso eólico. [59]. Además, se observa en la curva de potencia (figura 3.14) que este aerogenerador entrega potencia nominal desde 14m/s en adelante aproximadamente, velocidad que es relativamente baja si se compara con los otros modelos de aerogeneradores.

### 3.2.5. Distribución de los Aerogeneradores

Con los datos calculados del viento local y las curvas de potencia de los aerogeneradores ya es posible obtener resultados. De forma aleatoria se pueden introducir los aerogeneradores en diferentes posiciones y comparar los resultados con el fin de conseguir el mejor resultado, pero hay una opción más eficiente que es la de generar un resource grid (Figura 3.19). Este procedimiento consiste en la creación de una malla de la región de interés en la que los valores de determinadas variables se calculan en un plano paralelo a la superficie del terreno y a una determinada altura.

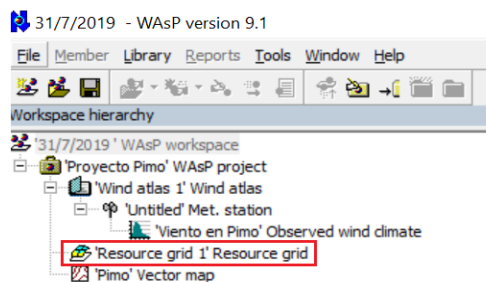


Figura 3. 19 Creación del resource grid en el área de trabajo de WAsP

Fuente: Propia



Como es lógico, en el de caso de análisis será conveniente señalar como altura la del buje y en este plano calcular los valores correspondientes a las variables deseadas. A su vez, los elementos que forman la malla son cuadrados a los cuales se les impone la condición de que sus lados sean de cinco diámetros. De esta forma se logra que la posterior ubicación de los aerogeneradores resulte más sencilla, ya que la Asociación Danesa de Energía Eólica afirma que: "Como regla general, las turbinas de los parques eólicos suelen estar espaciadas entre 5 y 9 diámetros de rotor en la dirección del viento predominante, y entre 3 y 5 diámetros en la dirección perpendicular a los vientos predominantes" [54]. De esta manera, no puede haber más de un aerogenerador en cada elemento de la malla establecida.

En lo referente a la variable que se visualizará, se ha elegido la densidad de potencia, denominada Power density en WAsP, pues de esta forma los aerogeneradores se ubicarán de forma que se maximice la energía generada y por tanto se maximice la rentabilidad del parque.

La malla que ha sido configurada, presenta la apariencia de la figura 3.20.

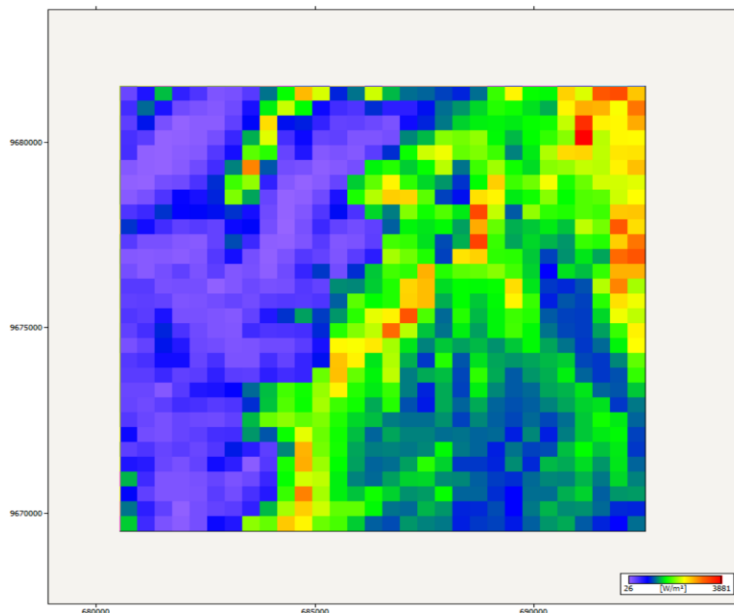


Figura 3. 20 Creación de la malla en resource grid para ubicar nuestros aerogeneradores

Fuente: Propia

La figura 3.21 muestra que existen ciertas áreas en las que, a primera vista, se puede interpretar que será rentable colocar los aerogeneradores según el código de color seleccionado, es decir, que en estos puntos hay una mayor densidad de potencia.

---

Israel Iván Ordoñez Valdivieso  
Richard Leonardo Luna Romero



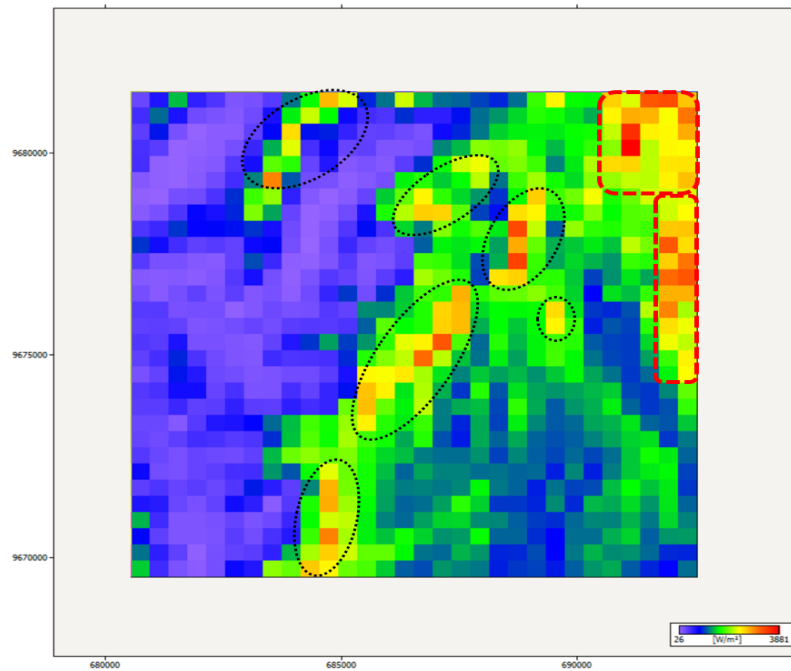


Figura 3. 21 Zonas en Pímo donde existe mayor densidad de potencia

Fuente: Propia

En la figura 3.21 se descartan las zonas encerradas de color rojo, debido a que son zonas protegidas, por la presencia de lagunas en dicho lugar.

También es importante determinar el grado de complejidad del Terreno, por lo que WASP calcula el denominado índice de rugosidad (RIX), el cual es una medida objetiva de la extensión de las pendientes pronunciadas en un área [62].

Los valores de RIX sólo pueden ser positivos, puesto que las pendientes se expresan en valor absoluto, ya sea de forma ascendente o descendente. Idealmente, el RIX debe ser nulo, lo cual quiere decir que la pendiente límite no se excede y el flujo no se desprende.

En la figura 3.22 se muestra el índice de rugosidad de los lugares donde existe mayor densidad de potencia, aquí se puede observar que las zonas encerradas de color verde tienen un índice de rugosidad alto, por lo que estas zonas se descartan y las únicas zonas factibles para ubicar el parque eólico se muestra en la figura 3.23. Se sugiere que en las zonas encerradas de color verde donde hay un RIX alto se instalen torres de medición para un posible estudio de un nuevo parque eólico.

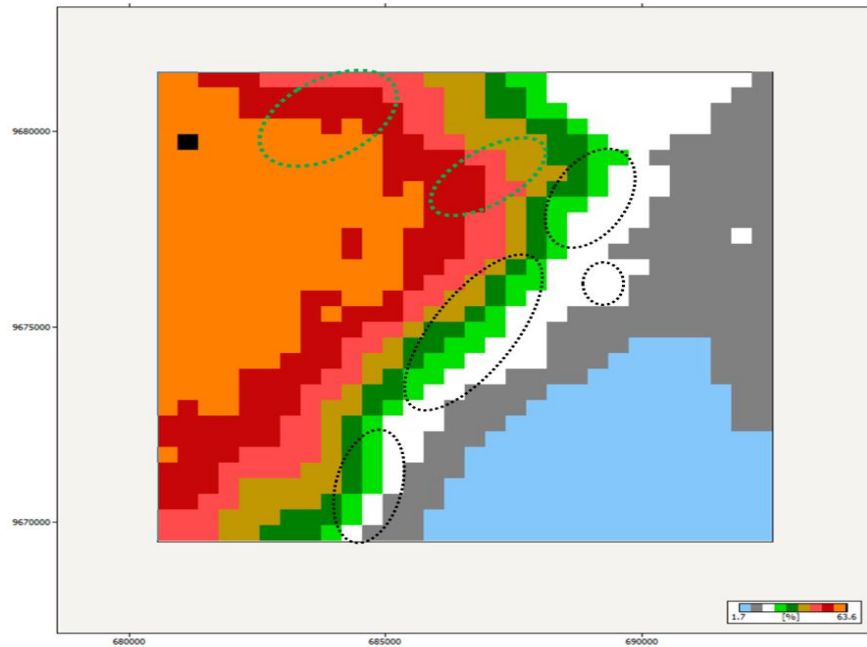


Figura 3. 22 Índice de rugosidad de las áreas donde existe mayor densidad de potencia

Fuente: Propia

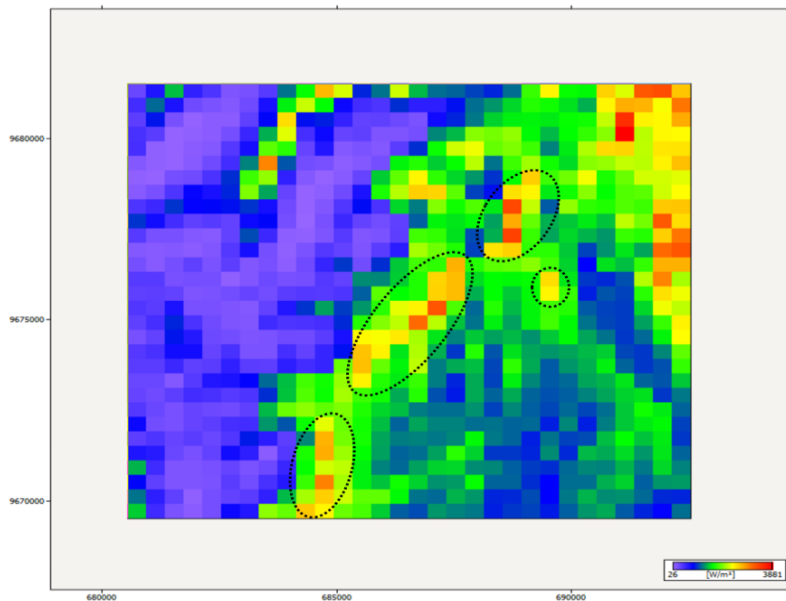


Figura 3. 23 Zonas factibles donde se ubicará el parque eólico

Fuente: Propia

En lo referente a la distribución de los aerogeneradores, además de considerar la densidad de energía y el índice de rugosidad observados de forma directa en el resource grid, es muy importante tener en cuenta cuáles son las direcciones predominantes del viento, pues en



estas direcciones la distancia entre los aerogeneradores debe ser mayor, con el fin de evitar en lo posible las interferencias causadas por el efecto estela de los aerogeneradores.

### 3.2.5.1. Parque Eólico Configuración 1

La primera configuración del parque eólico propuesto se presenta en la figura 3.24.

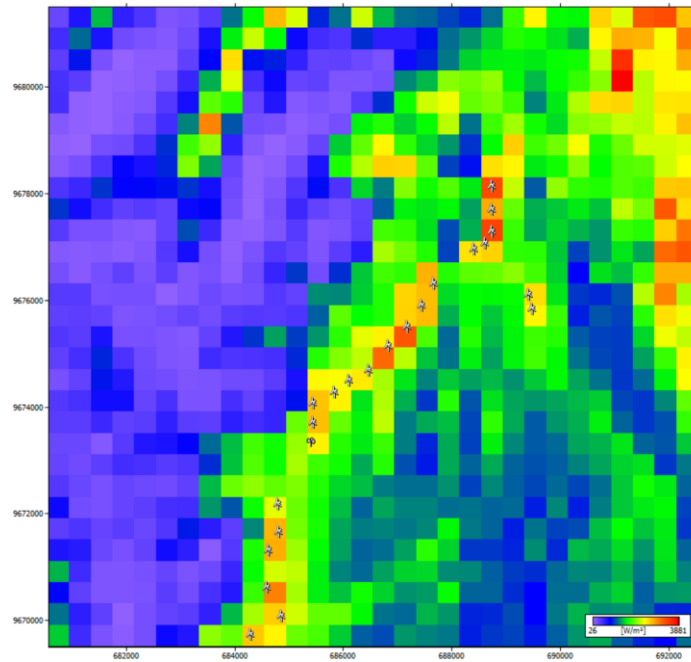


Figura 3. 24 Parque eólico, configuración 1.

Fuente: Propia

Una vez realizada esta configuración, es importante observar la distancia entre los diferentes aerogeneradores con el fin de analizar cuáles se encuentran más cerca.

Tabla 3. 5 Distancia entre turbinas para la configuración 1.

Fuente: Propia

[rotor diameters]	to Turbine site 001	to Turbine site 002	to Turbine site 003	to Turbine site 009	to Turbine site 010	to Turbine site 019	to Turbine site 020	to Turbine site 021	to Turbine site 022
from Turbine site 001 (80.0m)	0	4.5	12.8	55	60.9	58.1	57	8.6	57.8
from Turbine site 002 (80.0m)	4.5	0	9.8	51.7	57.7	55.9	55.1	5.6	54.6
from Turbine site 003 (80.0m)	12.8	9.8	0	42.2	48.1	46.1	45.4	4.3	45
from Turbine site 009 (80.0m)	55	51.7	42.2	0	5.9	16.4	19.2	46.4	3
from Turbine site 010 (80.0m)	60.9	57.7	48.1	5.9	0	17	20.2	52.3	3.2
from Turbine site 019 (80.0m)	58.1	55.9	46.1	16.4	17	0	3.4	50.3	15.6
from Turbine site 020 (80.0m)	57	55.1	45.4	19.2	20.2	3.4	0	49.5	18.6
from Turbine site 021 (80.0m)	8.6	5.6	4.3	46.4	52.3	50.3	49.5	0	49.2
from Turbine site 022 (80.0m)	57.8	54.6	45	3	3.2	15.6	18.6	49.2	0



La tabla 3.5 muestra la distancia en diámetros entre las diferentes aeroturbinas. Las distancias que se muestran en rojo son distancias entre turbinas menores a 5 diámetros, por lo que es necesario reubicar estos aerogeneradores.

### 3.2.5.2. Parque Eólico Configuración 2

Para que no exista problema con la distancia entre turbinas se tomará en cuenta en esta configuración la dirección predominante del viento, el cual viene del Sureste, para tratar de situar los aerogeneradores en una dirección perpendicular a la predominante, tanto como sea posible. Esta nueva configuración se muestra en la figura 3.25.

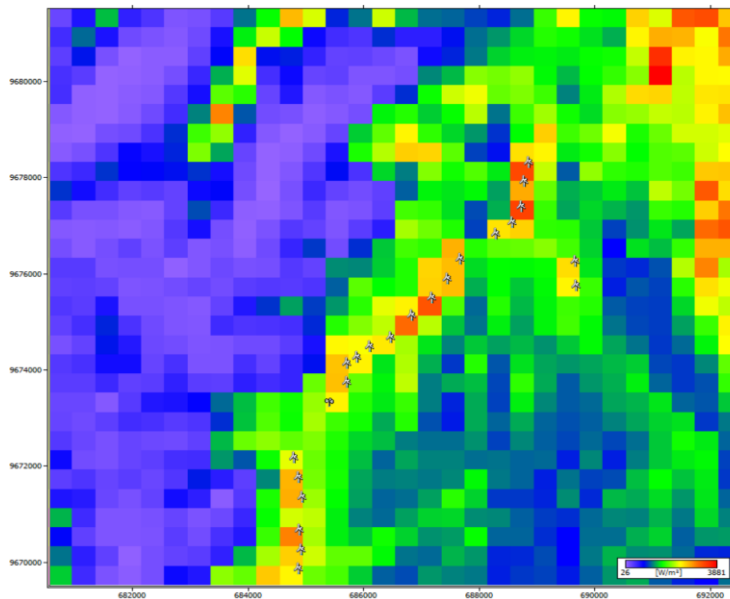


Figura 3. 25 Parque eólico, configuración 2.

Fuente: Propia

En esta configuración se pudo reducir el problema con la distancia entre turbinas, sin embargo, todavía existen cuatro turbinas que se encuentran cercanas entre sí, como se muestra en la Tabla 3.6, por lo que es necesario reubicar estas turbinas.



Tabla 3. 6 Distancia entre turbinas para la configuración 2.

Fuente: Propia

[rotor diameters]	to Turbine site 002	to Turbine site 003	to Turbine site 009	to Turbine site 010	to Turbine site 021	to Turbine site 022
from Turbine site 001 (80.0m)	5.1	10.7	50.3	59.3	7	54.9
from Turbine site 002 (80.0m)	0	6.6	46.5	55.5	2.8	51.2
from Turbine site 003 (80.0m)	6.6	0	39.9	49	3.9	44.6
from Turbine site 004 (80.0m)	11.7	5.2	35.1	44.2	8.9	39.8
from Turbine site 005 (80.0m)	18.8	12.2	27.8	36.8	16.1	32.4
from Turbine site 006 (80.0m)	25.1	18.5	21.5	30.6	22.3	26.2
from Turbine site 007 (80.0m)	30.9	24.3	15.6	24.6	28.2	20.3
from Turbine site 008 (80.0m)	36.5	29.9	10.1	19	33.8	14.8
from Turbine site 009 (80.0m)	46.5	39.9	0	9.1	43.8	4.8
from Turbine site 010 (80.0m)	55.5	49	9.1	0	52.8	4.6
from Turbine site 011 (80.0m)	60.9	54.4	15	6.6	58.2	11
from Turbine site 012 (80.0m)	65.3	58.9	20	11.6	62.7	16
from Turbine site 013 (80.0m)	27.2	33.3	72.7	81.8	29.6	77.3
from Turbine site 014 (80.0m)	31.5	37.4	76.2	85.3	33.7	80.8
from Turbine site 015 (80.0m)	36.2	41.9	80.2	89.2	38.3	84.7
from Turbine site 016 (80.0m)	44.5	50	87.7	96.7	46.5	92.1
from Turbine site 017 (80.0m)	49.5	54.9	92.1	101.1	51.5	96.5
from Turbine site 018 (80.0m)	54.5	59.9	96.9	105.8	56.5	101.2
from Turbine site 019 (80.0m)	56	49.6	18.6	18.4	53.3	16.8
from Turbine site 020 (80.0m)	53.6	47.4	21.9	23.6	50.9	21.3
from Turbine site 021 (80.0m)	2.8	3.9	43.8	52.8	0	48.5
from Turbine site 022 (80.0m)	51.2	44.6	4.8	4.6	48.5	0

### 3.2.5.3. Parque Eólico Configuración 3

La configuración que se muestra en la figura 3.26 es la mejor, debido a que en el reporte que se obtuvo en WAsP no presentó ningún problema con las distancias entre las turbinas (Tabla3.7). Además, estas están ubicadas en lugares donde el RIX es bajo, comprobándose su ubicación en Google Earth (figura 3.27). Por lo tanto, esta configuración, con 22 aerogeneradores de 2 MW c/u, servirá para los posteriores análisis del presente trabajo.

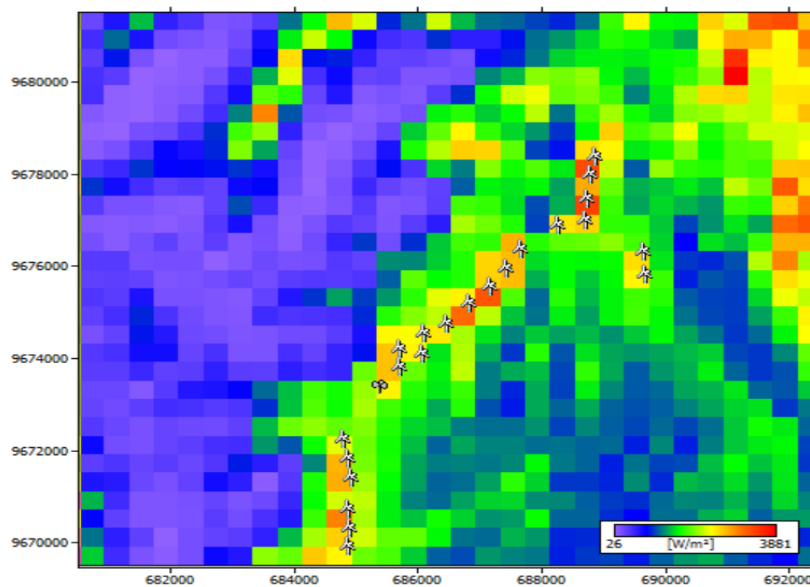


Figura 3. 26 Parque eólico, configuración 3.

Fuente: Propia



Tabla 3. 7 Distancia entre turbinas para la configuración 3.

Fuente: Propia

	to Turbine site 001	to Turbine site 002	to Turbine site 003	to Turbine site 004	to Turbine site 005	to Turbine site 006	to Turbine site 007	to Turbine site 008	to Turbine site 009	to Turbine site 010	to Turbine site 011
from Turbine site 001 (80.0m)	0	5.1	10.7	15.2	22.5	28.8	34.7	40.4	50.3	59.3	64.9
from Turbine site 002 (80.0m)	5.1	0	6.6	11.7	18.8	25.1	30.9	36.5	46.5	55.5	60.9
from Turbine site 003 (80.0m)	10.7	6.6	0	5.2	12.2	18.5	24.3	29.9	39.9	49	54.4
from Turbine site 004 (80.0m)	15.2	11.7	5.2	0	7.4	13.6	19.6	25.2	35.1	44.2	49.7
from Turbine site 005 (80.0m)	22.5	18.8	12.2	7.4	0	6.3	12.2	17.9	27.8	36.8	42.4
from Turbine site 006 (80.0m)	28.8	25.1	18.5	13.6	6.3	0	6	11.7	21.5	30.6	36.2
from Turbine site 007 (80.0m)	34.7	30.9	24.3	19.6	12.2	6	0	5.8	15.6	24.6	30.2
from Turbine site 008 (80.0m)	40.4	36.5	29.9	25.2	17.9	11.7	5.8	0	10.1	19	24.5
from Turbine site 009 (80.0m)	50.3	46.5	39.9	35.1	27.8	21.5	15.6	10.1	0	9.1	15
from Turbine site 010 (80.0m)	59.3	55.5	49	44.2	36.8	30.6	24.6	19	9.1	0	6.6
from Turbine site 011 (80.0m)	64.9	60.9	54.4	49.7	42.4	36.2	30.2	24.5	15	6.6	0
from Turbine site 012 (80.0m)	69.5	65.3	58.9	54.4	47	40.9	34.9	29.2	20	11.6	5
from Turbine site 013 (80.0m)	22.6	27.2	33.3	37.7	45	51.2	57.2	62.9	72.7	81.8	87.4
from Turbine site 014 (80.0m)	26.7	31.5	37.4	41.5	48.8	54.9	60.8	66.6	76.2	85.3	91.1
from Turbine site 015 (80.0m)	31.3	36.2	41.9	45.8	53	59	64.9	70.7	80.2	89.2	95.1
from Turbine site 016 (80.0m)	39.5	44.5	50	53.7	60.8	66.7	72.7	78.4	87.7	96.7	102.7
from Turbine site 017 (80.0m)	44.5	49.5	54.9	58.5	65.5	71.3	77.2	82.9	92.1	101.1	107.2
from Turbine site 018 (80.0m)	49.5	54.5	59.9	63.4	70.4	76.2	82	87.8	96.9	105.8	111.9
from Turbine site 019 (80.0m)	58.6	56	49.6	44.5	38	32.4	28	24.9	18.6	14.4	23.5
from Turbine site 020 (80.0m)	55.7	53.6	47.4	42.3	36.4	31.4	27.9	26	21.9	23.6	29.2
from Turbine site 021 (80.0m)	6	5	5.8	9.5	16.8	23	29	34.7	44.5	53.5	59.2
from Turbine site 022 (80.0m)	54.7	51.1	44.5	39.6	32.3	26	20.2	15.1	5.4	6	12.5

	to Turbine site 012	to Turbine site 013	to Turbine site 014	to Turbine site 015	to Turbine site 016	to Turbine site 017	to Turbine site 018	to Turbine site 019	to Turbine site 020	to Turbine site 021	to Turbine site 022
69.5	22.6	26.7	31.3	39.5	44.5	49.5	58.6	55.7	6	54.7	5
65.3	27.2	31.5	36.2	44.5	49.5	54.5	56	53.6	5	51.1	6
58.9	33.3	37.4	41.9	50	54.9	59.9	49.6	47.4	5.8	44.5	6
54.4	37.7	41.5	45.8	53.7	58.5	63.4	42.3	44.5	9.5	39.6	5
47	45	48.8	53	60.8	65.5	70.4	38	36.4	16.8	32.3	6
40.9	51.2	54.9	59	66.7	71.3	76.2	32.4	31.4	23	26	5
34.9	57.2	60.8	64.9	72.7	77.2	82	28	27.9	29	20.2	6
29.2	62.9	66.6	70.7	78.4	82.9	87.8	24.9	26	34.7	15.1	5
20	72.7	76.2	80.2	87.7	92.1	96.9	18.6	21.9	44.5	5.4	6
11.6	81.8	85.3	89.2	96.7	101.1	105.8	18.4	23.6	53.5	6	5
5	87.4	91.1	95.1	102.7	107.2	111.9	23.5	29.2	59.2	12.5	6
0	92.1	95.8	99.9	107.5	112	116.8	27.6	33.5	63.8	17.5	5
92.1	0	5.2	10.4	18.7	23.9	28.9	79.4	75.8	28.2	76.9	6
95.8	5.2	0	5.2	13.5	18.7	23.8	82	78	32	80.2	5
99.9	10.4	5.2	0	8.4	13.6	18.7	85.1	80.9	36.4	84	6
107.5	18.7	13.5	8.4	0	5.2	10.2	91.7	87.2	44.4	91.4	5
112	23.9	18.7	13.6	5.2	0	5.1	95.5	90.9	49.2	95.7	6
116.8	28.9	23.8	18.7	10.2	5.1	0	99.8	95	54.2	100.4	5
27.6	79.4	82	85.1	91.7	95.5	99.8	0	6.2	52.6	14.5	6
33.5	75.8	78	80.9	87.2	90.9	95	6.2	0	49.8	18.9	5
63.8	28.2	32	36.4	44.4	49.2	54.2	52.6	49.8	0	48.8	6
17.5	76.9	80.2	84	91.4	95.7	100.4	14.5	18.9	48.8	0	5

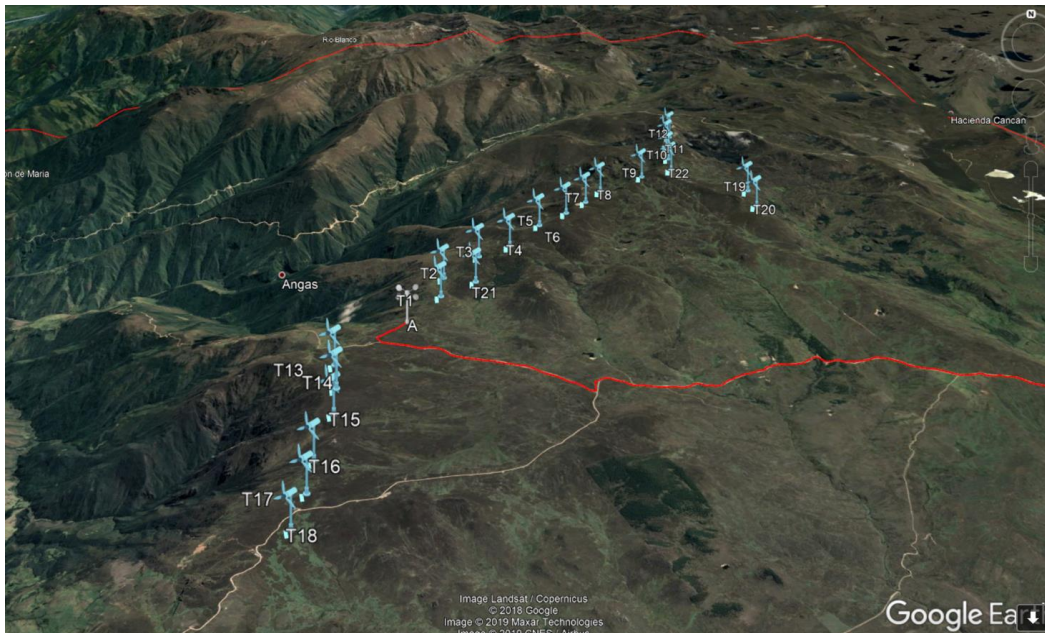


Figura 3. 27 Ubicación del Parque Eólico en Google Earth

Fuente: Propia



### 3.3 Cálculo de la Producción Energética Anual (PEA) del Parque eólico Pimo en WASP

En la herramienta Wind Farm de WASP se encuentra la tabla resumen de la producción anual de energía de la configuración 3 en el emplazamiento, cuyos resultados se muestran en la figura 3.28; cabe destacar que la simulación se realizó con una densidad media del aire de 0.810 kg/m<sup>3</sup>.

Variable	Total	Mean	Min	Max
Total gross AEP [GWh]	223.049	10.139	9.705	10.410
Total net AEP [GWh]	221.932	10.088	9.653	10.358
Proportional wake loss [%]	0.5	-	0.03	2.8
Mean speed [m/s]	-	13.59	12.15	15.03
Power density [W/m <sup>2</sup> ]	-	3367	2354	4494
RIX	-	-	13.9	27.8

Figura 3. 28 Cálculo de la PEA mediante WASP

Fuente: Propia

Tabla 3. 8 Producción de energía de cada aerogenerador en WASP

Fuente WASP 9.1

Site	Location [m]	Turbine	Elevation [m a.s.l.]	Height [m a.g.l.]	Net AEP [GWh]	Wake loss [%]
Turbine site 001	(685721.0,9 673647.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	3810	80	10.163	0.18
Turbine site 002	(685720.6,9 674054.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	3828	80	9.974	2.8
Turbine site 003	(686118.9,9 674401.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	3960	80	10.275	0.35
Turbine site 004	(686486.4,9 674588.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	4014	80	10.358	0.03
Turbine site 005	(686847.8,9 675052.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	4063	80	10.323	0.08
Turbine site 006	(687193.8,9 675414.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	4073	80	9.995	0.07
Turbine site 007	(687464.1,9 675809.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	4060	80	9.969	0.18
Turbine site 008	(687684.8,9 676214.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	4042	80	10.247	0.36
Turbine site 009	(688299.1,9 676733.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	4058	80	10.277	1.27
Turbine site 010	(688746.8,9 677305.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	4147	80	9.653	0.53
Turbine site 011	(688796.1,9 677828.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	4139	80	9.817	0.53
Turbine site 012	(688876.1,9 678222.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	4160	80	9.830	0.39
Turbine site 013	(684805.8,9 672084.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	3862	80	10.210	0.78
Turbine site 014	(684896.2,9 671674.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	3865	80	10.042	0.6
Turbine site 015	(684947.6,9 671264.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	3855	80	10.005	0.35
Turbine site 016	(684904.1,9 670591.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	3854	80	10.008	0.44
Turbine site 017	(684931.8,9 670176.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	3845	80	10.286	0.42
Turbine site 018	(684892.5,9 669772.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	3807	80	10.333	0.16
Turbine site 019	(689674.8,9 676166.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	4082	80	10.049	0.31
Turbine site 020	(689691.8,9 675669.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	4072	80	9.970	0.17
Turbine site 021	(686103.2,9 673934.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	3837	80	10.137	0.15
Turbine site 022	(688720.4,9 676829.0)	Vestas V80 (2.0 MW)	4140	80	10.010	0.82



## Universidad de Cuenca

Dentro de esta misma ventana se puede ver en la pestaña "Site List" la ubicación y producción de cada aerogenerador.

La Tabla 3.8 muestra la ubicación, velocidad media y PEA de cada aerogenerador, con la suma de las energías de cada aerogenerador igual al valor mostrado en la figura 3.28.

Una vez encontrada la energía anual que produce el parque, se puede calcular el factor de planta, el cual como se definió en la ecuación 3.4 es el cociente entre la energía anual que genera el parque eólico y la energía que produciría si estuviera trabajando las 8760 horas del año a su potencia nominal [63]. A continuación, se muestra el cálculo del factor de planta para el parque analizado:

$$f_p = \frac{221932 \text{ MWh}}{8760h \times 22 \times 2\text{MW}} = 0.5758$$

Esto puede interpretarse como que el parque está operando a plena potencia el 57,58% del tiempo, lo cual además ratifica la característica de complementariedad del recurso eólico del sitio. Por tanto, puede considerarse que el sitio seleccionado es altamente rentable, al igual que bastante eficiente desde el punto de vista energético, ya que las pérdidas sólo representan el 0.5% de la energía bruta que genera el parque (223.049 GWh). [64]

Una vez conocida la dimensión del parque eólico y la energía que producirá, se tiene la necesidad de saber cómo se evacuará esta energía al SNI y cuál sería su beneficio desde el punto de vista económico-ambiental. Todas estas interrogantes se responderán en los capítulos posteriores.





## **Capítulo 4. Condiciones Básicas para la conexión del Parque Eólico al Sistema Nacional Interconectado**

El objetivo del sistema eléctrico de un parque eólico es transferir la energía que produce cada aerogenerador al sistema nacional interconectado (SNI) en las mejores condiciones, el cual a su vez suministra energía eléctrica a todo el país [65].

Los aerogeneradores actuales con potencias que van desde los 500 kW hasta varios MW tienen como configuración la conexión en medio voltaje MV de los aerogeneradores entre sí, de forma que cada uno de ellos debe disponer de su propio centro de transformación. El diseño y la disposición dependen esencialmente de la potencia de la instalación, del número y ubicación de los aerogeneradores instalados, de las características de la red en el punto de unión y de la distancia a la misma [66]. No obstante, se puede decir que el sistema eléctrico de un parque eólico consta de los siguientes elementos:

- Instalación eléctrica de Bajo Voltaje (BV)
- Red subterránea de Medio Voltaje (MV)
- Toma de tierra
- Subestación Eléctrica
- Evacuación en Alto Voltaje (AV)

A continuación, se explicará cada uno de estos elementos.

### **4.1. Instalación Eléctrica en Bajo Voltaje (BV).**

Este tipo de instalación puede ser interna a cada turbina eólica, como también externa. En el presente caso la instalación será interna, ya que el aerogenerador seleccionado, Vestas V80, dispone de unos circuitos internos al equipo que unen la salida del generador con el centro del transformador, también interno (figura 4.1), y que eleva el voltaje de salida de Bajo Voltaje (690 V) a Medio Voltaje (30 KV). Habitualmente este transformador es de tipo seco, ya que se encuentra en el interior de la torre. [67]

Además, se dispone de otro circuito, de control (comunicaciones) y servicios auxiliares, para el suministro de energía de los equipos de regulación, motores de orientación, unidad

hidráulica además de otras herramientas de iluminación y maniobra para la góndola y la torre. Se necesitan conductos para conectar el cableado de cada aerogenerador con el centro de control, con un tamaño aproximado de 0,80 m de profundidad por 0,60 m de ancho. [68]

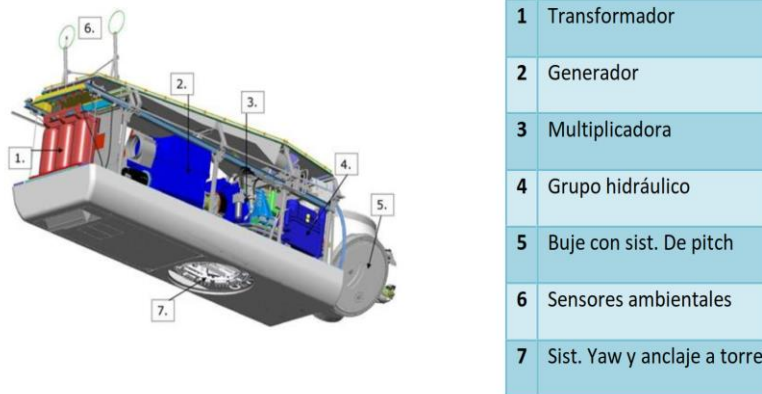


Figura 4. 1 Componentes de la V80. [88]

#### 4.2. Red de Medio Voltaje (MV).

Los aerogeneradores están conectados entre sí y con la subestación del parque eólico mediante una red de medio voltaje. La instalación es de tipo subterránea para minimizar el impacto ambiental y su voltaje será de 30 KV. Por este motivo, el diseño de la red de MV se basa en la configuración de los aerogeneradores y es recomendable que la zanja del cableado sea paralela a las vías de acceso a estos aerogeneradores. Para esta instalación se puede utilizar cables unipolares con aislamiento sintético de polietileno reticulado o etileno-propileno. La profundidad de los cables, que normalmente se instalan directamente enterrados en las zanjas, suele ser ligeramente mayor a un metro. Esta medida es el resultado de un balance entre dos factores determinantes, desde el punto de vista técnico, ya que la proximidad a la superficie facilita la disipación del calor a la atmósfera, en tanto que la humedad tiende a incrementarse a medida que aumenta la profundidad. El ancho promedio de las zanjas se mantiene en 0,60 m. [69]

Para la protección del lado de medio voltaje, se suele utilizar un interruptor seleccionador que protege al transformador contra sobrecargas, junto con un fusible que proporciona protección contra cortocircuitos. [66]



#### 4.2.1 Sección del conductor

La sección de los conductores de medio voltaje de un parque eólico se determina según 4 criterios:

1. Intensidad nominal.
2. Solicitación térmica de corriente.
3. Caída de voltaje máxima.
4. Optimización técnico-económica.

Con respecto al último criterio, este tiene una peculiaridad en el caso de las centrales eólicas, que busca un diseño óptimo de la red de MV desde una perspectiva económica que consiste en hallar la salida más rentable entre los costes de inversión en el cable de medio voltaje y las pérdidas energéticas anuales del mismo. [66]

Mientras más cerca se encuentre un tramo de cable de la subestación, más potencia debe transmitir y más corriente de cortocircuito debe tolerar, la aportación principal proviene de la red eléctrica de alto voltaje exterior al parque eólico por medio del transformador de la subestación.

#### 4.2.2. Cálculo de la Intensidad Nominal

El parque eólico propuesto, que contiene un total de 22 turbinas se agrupará de tal forma que quede compuesto de 3 circuitos diferentes (2 circuitos de 7 turbinas y uno de 8 turbinas) o líneas que se conectarán de manera independiente a la subestación. [70]

Para cada circuito, la potencia total de este será igual a la suma de la potencia de cada aerogenerador. Esto se debe a que, al momento de seleccionar la sección del conductor, se tomará la sección del conductor de la red de distribución que recolecta la producción de cada agrupación de turbinas. [71]

De acuerdo con la capacidad nominal de 2 MW de las turbinas Vestas V80 y considerando un factor de potencia nominal de 0.98, debido a que se tiene un sistema de compensación de energía reactiva por cada turbina, la corriente nominal de cada aerogenerador viene dada por la siguiente fórmula:

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot V_n \cdot f_p} \quad (4.1)$$

Donde:

$P_n$ : Potencia nominal de la turbina, [W]

$V_n$ : Voltaje nominal, [V]

$f_p$ : Factor de potencia

Para  $P_n = 2\text{MW}$ ,  $V = 30\text{KV}$  y  $f_p = 0.98$ , la corriente nominal de cada turbina es de 39,2755 amperios.

**HERSATENE RHZ1-OL 18/30 kV H16 Al**  
TENSION: 18/30 kV

						40°C	25°C		
	mm <sup>2</sup>	mm	mm	kg/km	mm	A	A	Ohm/km	μF/km
1260114	50	24.9	33.5	1055	505	170	140	0.155	0.124
1260115	70	26.6	35.8	1205	540	210	170	0.145	0.138
1260116	95	28.1	37.3	1330	560	255	205	0.137	0.152
1260117	120	29.9	39.1	1465	590	295	235	0.131	0.167
1260118	150	31.1	40.3	1550	605	335	260	0.127	0.177
1260119	185	32.5	41.7	1740	630	385	295	0.122	0.188
1260120	240	35.2	45.1	2000	680	455	345	0.117	0.211
1260121	300	37.3	46.5	2225	700	520	390	0.112	0.228
1260122	400	40.0	49.9	2585	750	610	445	0.109	0.25
1260123	500	43.7	53.0	3030	795	720	510	0.104	0.281
1260124	630	47.7	57.0	3625	855	840	580	0.1	0.313

**HERSATENE RHZ1-OL 18/30 kV H16 Al**  
TENSION: 18/30 kV



**NORMAS**  
IEC 60502-2 - Norma constructiva  
UNE-EN 60754 - Libre de halógenos. Baja acidez y corrosividad de los gases  
IEC 60754 - Libre de halógenos. Baja acidez y corrosividad de los gases

**CONSTRUCCIÓN**  
**CONDUCTOR:**  
Aluminio, semirrígido clase 2  
**ASLAMIENTO:**  
Polietileno reticulado (XLPE)

**PANTALLA:**  
Corona de hilos de cobre

**CUBIERTA EXTERIOR:**  
Polioléfina termoplástica libre de halógenos

**APLICACIONES Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES**  
Cables para distribución de energía para instalaciones de media tensión al aire, entubados, enterrados.

Cubierta resistente a la abrasión y al desgarro. Mayor facilidad de deslizamiento.

Proceso de reticulación: Las tres capas extruidas (semiconductores y aislamiento) se extruyen simultáneamente en cabezal triple. El tubo se mantiene bajo presión controlada de gas inerte (N<sub>2</sub>), para prevenir la formación de vacuolas. El perfil de temperaturas del tubo se controla cuidadosamente para asegurar el correcto grado de reticulación en el núcleo del cable.

Cable cero halógenos.



Figura 4. 2 Datos técnicos cable HERSATENE RHZ1-OL

Fuente: General Cable



En la tabla 4.1 se muestra la intensidad nominal generada por circuito.

Tabla 4. 1 Intensidad nominal generada por circuito

Fuente: Propia

Circuito	N de turbinas	$P_n(MW)$	$V_n(KV)$	$f_p$	$I_n(A)$
I	7	14	30	0.98	274.929
II	7	14	30	0.98	274.929
III	8	16	30	0.98	314.204

Considerando el criterio de intensidad nominal se ha decidido usar conductores Hersatene RHZ1-OI con núcleo de aluminio diseñados para ser enterrados con o sin entubación, como se muestra en la figura 4.2 [72]

#### 4.2.3. Dimensionamiento de Conductores por Caída de Voltaje.

Este es un criterio que consiste básicamente en estimar la caída de voltaje que se presenta en cada uno de los circuitos, teniendo en cuenta que la caída de voltaje en las redes no debe superar el 5% del voltaje nominal a la que está operando la red, 30 KV en este caso. En cuanto a la forma de proceder, las herramientas correspondientes se aplicarán al circuito menos favorable, que será el más distante de la subestación teórica, ya que la caída de voltaje es directamente proporcional a la distancia en tanto que, los demás valores de los cuales depende la caída: corriente, resistencia y reactancia de cada uno de los cables, se mantendrán invariables para todos los circuitos. Entonces, hay que localizar primero la subestación y luego determinar la caída de voltaje del circuito que posee mayor distancia con respecto a la posición de la misma. [70]

Las caídas de voltaje en cada circuito se calculan mediante la siguiente expresión:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot L \cdot I \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi) \quad (4.2)$$

Donde:

$\Delta V$ : Caída de voltaje en el circuito considerado (V).

L: Longitud de la línea (Km).

I: Intensidad máxima permanente (A).

R: Resistencia del conductor ( $\Omega/km$ ).

X: Reactancia inductiva del conductor ( $\Omega/km$ ).



$\varphi$ : Ángulo de fase.

#### 4.2.4. Solicitación térmica de corriente

Con la corriente de cortocircuito y la sección del conductor calculada, se puede calcular el tiempo de disparo en el que deben actuar las protecciones para el conductor de medio voltaje. Para el cálculo de la corriente de cortocircuito es importante conocer la potencia de cortocircuito  $S_{cc}$  existente en el punto de la red donde se va a conectar la línea subterránea. [66]

#### 4.3. Toma de Tierra

Además de los conductos descritos anteriormente, cada aerogenerador debe estar equipado con uno específico para la red de tierra, se debe excavar una zanja de 1 m de profundidad por 0,40 m de ancho, luego se debe rellenar con tierra vegetal y material de la misma excavación. Las zanjas restantes se rellenan con diversas capas de materiales, como arena, grava y cinta de señalización. [73]

La resistencia de puesta a tierra de acuerdo a las especificaciones del fabricante del aerogenerador debe ser igual o inferior a 2 ohmios. [66]

Previo a la conexión a la red general de tierras, se deben realizar mediciones de los voltajes de paso y de contacto en los aerogeneradores y, en caso de obtener valores por encima de lo permitido, se deben colocar electrodos o picas de cobre.

Las conexiones de los distintos elementos a la instalación de puesta a tierra se deben realizar en una de las placas situadas en la parte inferior de la torre. Estas placas están conectadas entre sí y con la instalación de puesta a tierra del aerogenerador.

#### 4.4. Subestación Eléctrica

Esta subestación transforma los niveles de MV de las líneas de distribución de la central eólica en valores de mayor voltaje. De esta forma, es posible ajustar las medidas de la energía eléctrica generada en el parque (MV) con las requeridas para su evacuación a la red de la empresa distribuidora de electricidad de la zona (AV). [65]

##### 4.4.1. Localización de la Subestación

Esta ubicación será teórica. Se colocará la subestación en el centro de cargas de la instalación, que será el lugar óptimo para reducir las pérdidas de energía a través de la red de medio voltaje.



El centro de cargas se calcula a través de las siguientes fórmulas:

$$SE(X) = \frac{\sum_{i=1}^n L_{xi} \cdot P_i}{P_{Total}} \quad (4.3)$$

$$SE(Y) = \frac{\sum_{i=1}^n L_{yi} \cdot P_i}{P_{Total}} \quad (4.4)$$

Donde:

$n$ : Es el número de turbinas

$L_{xi}$ : Distancia de cada turbina con respecto a la turbina de referencia en el eje x.

$L_{yi}$ : Distancia de cada turbina con respecto a la turbina de referencia en el eje y.

$P_i$ : Potencia de cada turbina

$P_{Total}$ : Potencia total del parque eólico.

Con las fórmulas 4.3 y 4.4 se calculan las coordenadas x e y de la subestación. Es importante tomar como referencia una turbina, la cual se coloca en la posición (0.0) y se miden las distancias relativas horizontales (x e y) a la misma. Así, una vez determinadas las distancias de cada uno de los aerogeneradores incluido al de referencia, se realiza para cada coordenada una sumatoria de distancia por potencia de la turbina en cuestión, dividida por la potencia total del parque. [70]

Es importante recordar que las coordenadas de cada aerogenerador son proporcionadas por WAsP. En la Tabla 4.2 se puede ver la distribución de cada uno de ellos y el análisis de la ubicación de la subestación, tomando la turbina número 1 como referencia,

De esta manera, las columnas  $L_x$  y  $L_y$  de la Tabla 4.2 muestran cada uno de los elementos que conformarían la suma del numerador de las fórmulas 4.3 y 4.4 anteriormente vista, multiplicada por 2, que es la potencia de cada uno de los aerogeneradores.

Dividiendo los valores totales que se han resaltado en amarillo en la tabla 4.2 para la potencia nominal de 44 MW del parque se tiene las coordenadas relativas de la subestación:

$$SE(X) = \frac{51323.4}{44} = 1166.4409 \quad ; \quad SE(Y) = \frac{34384}{44} = 781.4545 \quad (4.5)$$



Tabla 4. 2 Distancias relativas a la turbina Base 1

Fuente: Propia

Turbina	Posición x [m]	Lxi	(Lxi)*Pi	Posición Y [m]	Lyi	(Lyi)*Pi
1	685721	0	0	9673647	0	0
2	685720.6	-0.4	-0.8	9674054	407	814
3	686118.9	397.9	795.8	9674401	754	1508
4	686486.4	765.4	1530.8	9674588	941	1882
5	686847.8	1126.8	2253.6	9675052	1405	2810
6	687193.8	1472.8	2945.6	9675414	1767	3534
7	687464.1	1743.1	3486.2	9675809	2162	4324
8	687684.8	1963.8	3927.6	9676214	2567	5134
9	688299.1	2578.1	5156.2	9676733	3086	6172
10	688746.8	3025.8	6051.6	9677305	3658	7316
11	688796.1	3075.1	6150.2	9677828	4181	8362
12	688876.1	3155.1	6310.2	9678222	4575	9150
13	684805.8	-915.2	-1830.4	9672084	-1563	-3126
14	684896.2	-824.8	-1649.6	9671674	-1973	-3946
15	684947.6	-773.4	-1546.8	9671264	-2383	-4766
16	684904.1	-816.9	-1633.8	9670591	-3056	-6112
17	684931.8	-789.2	-1578.4	9670176	-3471	-6942
18	684892.5	-828.5	-1657	9669772	-3875	-7750
19	689674.8	3953.8	7907.6	9676166	2519	5038
20	689691.8	3970.8	7941.6	9675669	2022	4044
21	686103.2	382.2	764.4	9673934	287	574
22	688720.4	2999.4	5998.8	9676829	3182	6364
<b>Total</b>		<b>51323.4</b>		<b>34384</b>		

Para obtener las coordenadas UTM de la subestación se suma los valores x e y obtenidos en (4.5) con las respectivas coordenadas UTM x e y de la turbina de referencia, es decir la turbina 1.

Finalmente, la posición de la subestación se muestra en la tabla 4.3.

Tabla 4. 3 Posición de la subestación

Fuente: Propia

	X(m)	Y(m)
<b>SE</b>	686887.441	9674428.45

Para la evacuación de la energía producida por el parque eólico de Pimo se prevé la ejecución de la subestación elevadora de 30/69 KV, que se interconectará con el sistema



de subtransmisión de la empresa regional CENTROSUR, a través de las líneas Soldados-Yanuncay-Turi 69 KV, que se encuentran a una distancia aproximada de 10Km desde donde se ubicará la subestación, tal y como se puede observar en la figura 4.3. [40]

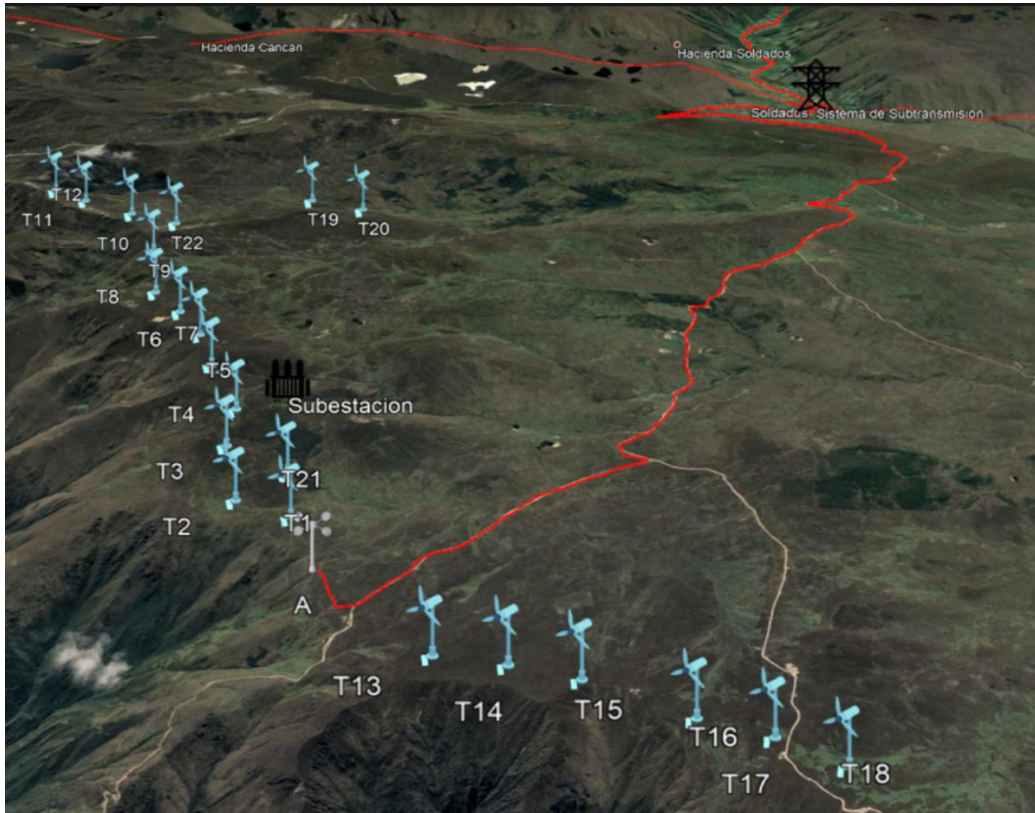


Figura 4. 3 Ubicación de la subestación del Parque Eólico Pimo

Fuente: Propia

#### 4.5. Evacuación en Alto Voltaje (AV)

La mejor manera de evacuar la energía que produce el parque eólico es la Alto Voltaje, de forma que se reduzcan las pérdidas por caídas de voltaje debidas a la resistencia y a la reactancia. A la hora de conectar un parque eólico al sistema nacional interconectado se tendrán en cuenta el voltaje nominal y el voltaje máxima de servicio, la potencia máxima admisible de cortocircuito, la capacidad de transporte de la línea, el tipo de red aérea o subterránea, el sistema de puesta a tierra, etc. De forma excepcional, y en función de la distancia desde la subestación elevadora hasta el punto de unión con la red general, la conexión mediante una línea de alto voltaje corresponderá al parque eólico, que puede ser

subterránea o aérea; pero es más común que esta línea de evacuación se plantee como un proyecto independiente.

Para el caso de la línea subterránea se procederá como se describe para las redes internas de medio voltaje del parque eólico. Si, por otro lado, el cableado es aéreo, se requerirán soportes y crucetas para anclar la línea. Los soportes pueden ser de hormigón armado o de chapa metálica. Las crucetas para los apoyos de alineación, ángulo y anclaje (fijación de los conductores) deberán ser metálicas. La cantidad de crucetas y apoyos se determinará en función de un equilibrio establecido en función de las distancias máximas (por rentabilidad) y las distancias mínimas (por seguridad) entre cables. Adicionalmente, se necesitarán cortafuegos bajo la línea, con un ancho que dependerá del voltaje que soporta. [66]

En la figura 4.4 se muestra el diagrama unifilar del parque eólico, en el cual se puede observar lo explicado en los puntos anteriores.

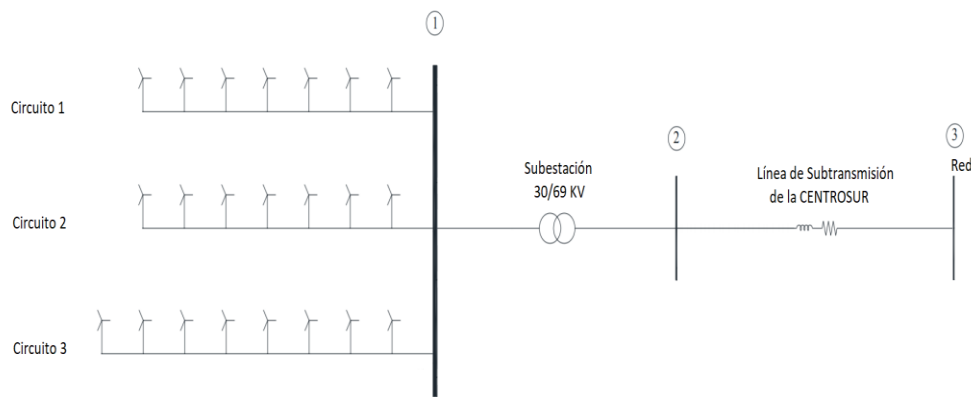


Figura 4. 4 Diagrama Unifilar del Parque Eólico Pimo

Fuente: Propia

Finalizando este capítulo se puede decir que el parque eólico Pimo estará compuesto por 22 aerogeneradores, con una altura de buje de 80 m, una potencia unitaria de 2 MW y un voltaje de generación de 690V. A cada aerogenerador le corresponde un transformador de 0,69/30 KV de 2100 KVA y cuenta con un sistema de compensación de energía reactiva para cada aerogenerador, que le permite mantener un factor de potencia igual a 0,98. La energía del parque será evacuada a través de una nueva subestación de 30/69 KV conectada al sistema de subtransmisión de 69 KV de la empresa distribuidora CENTROSUR.

## Capítulo 5. Análisis de las principales variables (ambiental y económica) en la implementación del parque eólico propuesto.

### 5.1. Análisis Ambiental

#### 5.1.1. Efecto invernadero.

El efecto invernadero es el proceso natural por el cual se calienta la superficie del planeta. Cuando la energía del Sol llega a la atmósfera de la Tierra, parte de ella se refleja regresando al espacio y la otra parte es absorbida y nuevamente irradiada por los gases de efecto invernadero, la energía absorbida calienta el planeta y este a su vez irradia energía hacia el espacio, una parte de esta energía nuevamente queda atrapada en los gases de efecto invernadero manteniendo el planeta lo suficientemente caliente para que la vida pueda ser desarrollada. [74]. La figura 5.1 describe este fenómeno.

#### 5.1.2. Calentamiento global y Cambio climático

El calentamiento global es el incremento paulatino de la temperatura media de la atmósfera de la Tierra debido a que una mayor cantidad de energía que impacta la Tierra desde el sol está atrapada en la atmósfera (debido al incremento de gases de efecto invernadero) y no se irradia hacia el espacio. Como consecuencia de este calentamiento tenemos el cambio climático. [75]

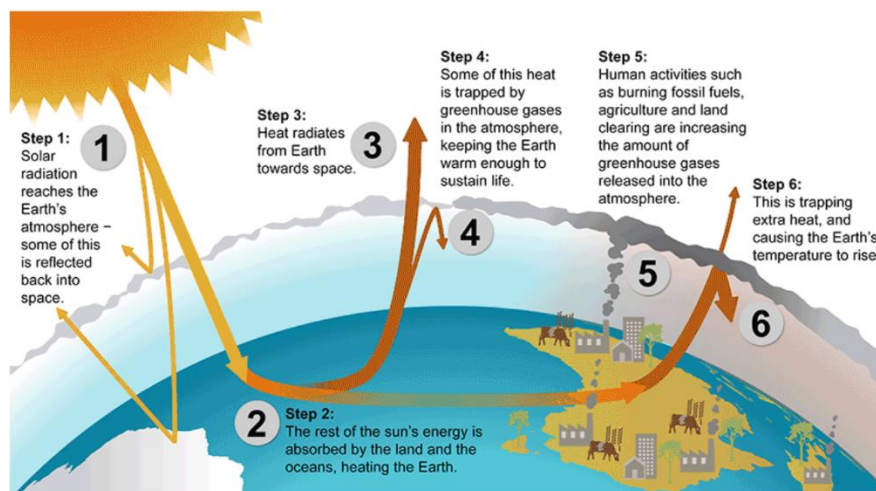


Figura 5. 1 Descripción del efecto invernadero y el calentamiento global. [76]



Hoy en día uno de los mayores problemas ambientales en el planeta es el cambio climático, este es el causante del deshielo en el polo norte, incremento del nivel de mar, aumento de la frecuencia de algunos fenómenos climáticos, como los huracanes y las tormentas, propagación de enfermedades, etc., Todo esto pone en riesgo al planeta, tal como lo conocemos, con efectos sobre la economía, la sociedad y el ambiente (por ejemplo, extinción de varias especies animales). [77, p. 7]

Se ha demostrado científicamente que, a partir de la revolución industrial, el incremento de temperatura en el planeta, es causado por el exceso de gases de efecto invernadero que son provocados por actividades humanas [98]. Según la EPA (Agencia de Protección del Medio Ambiente de los Estados Unidos) los principales gases de efecto invernadero son dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y Metano (CH<sub>4</sub>). Ver figura 5.2

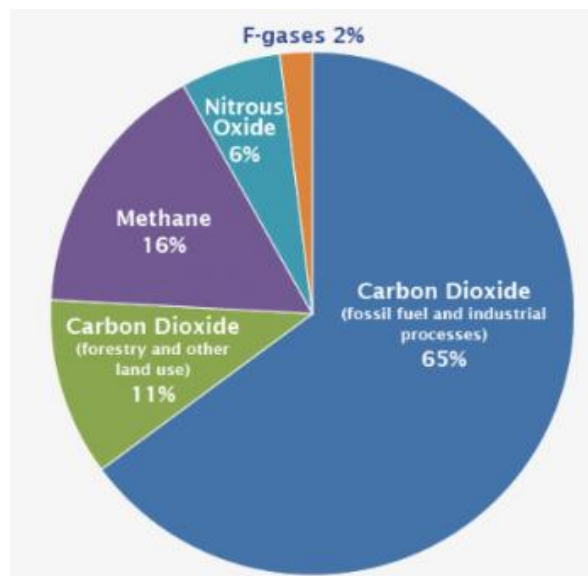


Figura 5. 2 Porcentaje de gases de efecto invernadero emitidos [78]

Como se aprecia en la figura 5.2 el dióxido de carbono CO<sub>2</sub> es uno de los mayores gases de efecto invernadero que se produce a nivel mundial. La generación de este gas es debido básicamente a la quema de combustibles fósiles.

La generación de electricidad y calor fue la mayor fuente de emisiones de CO<sub>2</sub> en 2016, representando el 42% del total mundial. [79]

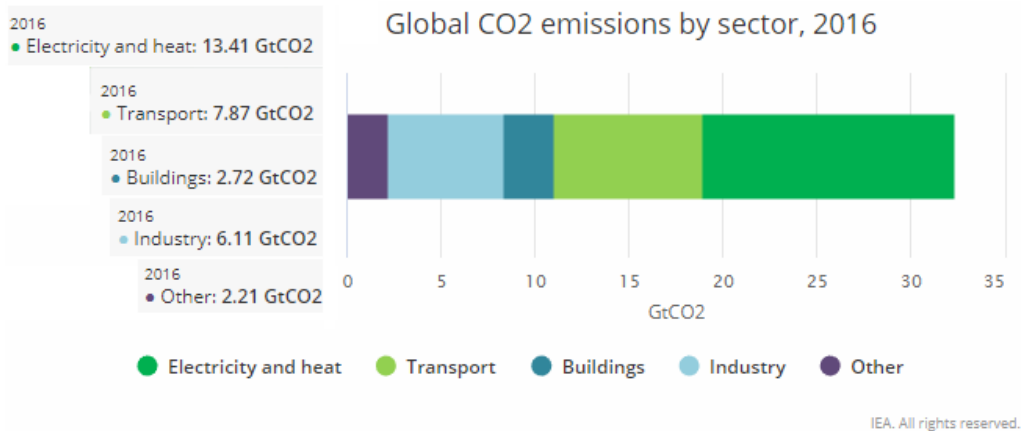


Figura 5. 3 Emisiones globales de CO2 por sector. [79]

### 5.1.3. Emisiones de CO<sub>2</sub> producida por las centrales térmicas en Ecuador

Como se muestra en la figura 5.4, en el año 2018 el Ecuador generó un total de 29,243.59 GWh, de los cuales 8019.28 GWh fueron producto de centrales térmicas como MCI (Motores de Combustión Interna), turbogas y turbovapor, este valor representa el 27.42% de la energía bruta producida. [80]

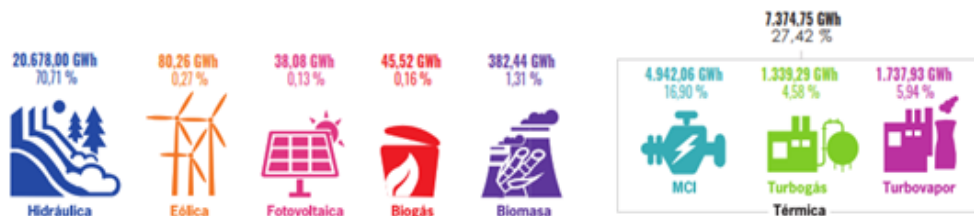


Figura 5. 4 Producción de energía bruta por tipo de central [80]

Los combustibles líquidos usados dentro de las centrales térmicas según el informe operativo anual de 2018 emitido por la CENACE son Fuel Oil 4 52%, Fuel Oil 6 38%, Diésel 10%, además las centrales de turbogas usan el gas natural como recurso primario que en 2018 se registró un consumo de 9.8 millones de pies cúbicos. [45]

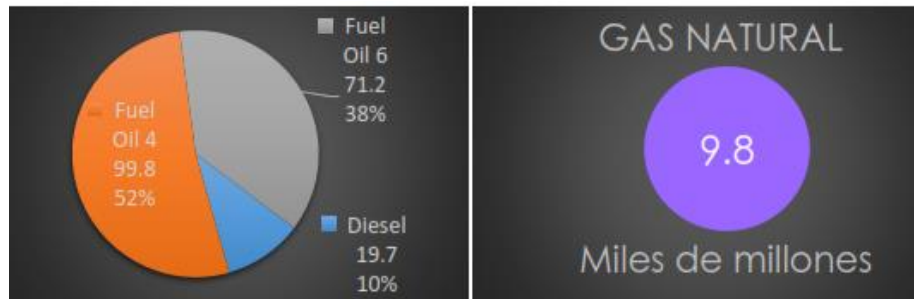


Figura 5. 5 Consumo de combustible en las Generadoras térmicas. [45]

En la Tabla 5.1 se puede ver el consumo total e individual de Diésel, Fuel Oil, Residuo y Gas natural de cada generadora en el país. El total consumido en el año 2018, para inyectar electricidad al SNI, correspondió a 9,526,110.27 galones de diésel; 176,788,250.21 galones de fuel Oil y 12,308,566.97 galones de residuo, mientras que en GN se consumió 10,314,537.52 kpc (kilo-pie cúbico).

Tabla 5. 1 Consumo de Combustible de las generadoras 1/2 [80]

Sistema	Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Diésel		Fuel Oil		Gas Natural		Residuo	
				gal	TEP	gal	TEP	kpc	TEP	gal	TEP
S.N.I	CELEC-Electroguayas	Enrique García	39.851,49	3.481.350,40	11.496,47	-	-	-	-	-	-
		Gonzalo Zevallos (Gas)	7.227,13	775.461,06	2.560,81	-	-	-	-	-	-
		Gonzalo Zevallos (Vapor)	641.105,77	56.681,85	187,18	48.012.712,03	163.470,61	-	-	-	-
		Santa Elena II	390.257,06	397.828,65	1.313,75	23.142.072,77	78.792,65	-	-	-	-
		Santa Elena III	13.760,40	8.186,82	27,04	754.363,22	2.568,41	-	-	-	-
		Trinitaria	518.287,50	36.657,72	121,05	33.936.848,00	115.546,01	-	-	-	-
	<b>Total CELEC-Electroguayas</b>		<b>1.610.489,36</b>	<b>4.756.166,50</b>	<b>15.706,30</b>	<b>105.845.996,02</b>	<b>360.377,67</b>	-	-	-	-
	CELEC-Termoesmeraldas	Esmeraldas I	549.125,07	43.457,00	143,51	36.900.723,00	125.637,22	-	-	-	-
		Esmeraldas II	123.195,26	467.602,54	1.544,17	6.412.571,99	21.833,11	-	-	-	-
		La Propicia	1.599,39	63.036,12	208,16	56.154,81	191,19	-	-	-	-
		Manta II	1.556,00	11.990,63	39,60	90.901,79	309,50	-	-	-	-
		Miraflores	771,69	64.689,00	213,62	-	-	-	-	-	-
		Pedernales	77,30	6.257,00	20,66	-	-	-	-	-	-
	<b>Total CELEC-Termoesmeraldas</b>		<b>63.378,76</b>	<b>116.646,50</b>	<b>385,20</b>	<b>3.686.977,89</b>	<b>12.553,19</b>	-	-	-	-
	CELEC-Termogás Machala	Jaramijó	739.703,47	773.678,79	2.554,92	47.147.329,48	160.524,21	-	-	-	-
Termogás Machala I		699.012,53	-	-	-	8.095.553,65	180.359,78	-	-	-	
Termogás Machala II		200.964,73	324.580,99	1.071,86	-	2.218.983,87	49.436,45	-	-	-	
<b>Total CELEC-Termogás Machala</b>		<b>899.977,27</b>	<b>324.580,99</b>	<b>1.071,86</b>	-	<b>10.314.537,52</b>	<b>229.796,23</b>	-	-	-	
CELEC-Termopichincha	Celso Castellanos	428,05	33.801,85	111,62	-	-	-	-	-	-	
	Dayuma	2.028,55	181.035,00	597,83	-	-	-	-	-	-	
	Guangapala	19.417,99	172.289,80	568,95	-	-	-	-	951.031,00	3.140,59	
	Guangapala2	66.430,84	688.234,86	2.272,76	-	-	-	-	3.132.781,00	10.345,39	
	Jivino I	102,71	9.672,19	31,94	-	-	-	-	-	-	
	Jivino II	7.488,37	183.693,91	606,61	-	-	-	-	1.172.575,26	3.872,20	
	Jivino III	59.079,78	449.829,61	1.485,47	-	-	-	-	2.880.859,63	9.513,47	
	Loreto	439,67	44.282,00	146,23	-	-	-	-	-	-	
	Payamino	137,13	10.830,00	35,76	-	-	-	-	4.732,00	15,63	
	Quevedo II	60.223,50	484.851,40	1.601,13	3.220.914,84	10.966,36	-	-	-	-	
	Santa Rosa	266,11	30.364,40	100,27	-	-	-	-	-	-	
<b>Total CELEC-Termopichincha</b>		<b>216.064,36</b>	<b>2.290.597,03</b>	<b>7.564,25</b>	<b>3.220.914,84</b>	<b>10.966,36</b>	-	-	<b>8.141.978,89</b>	<b>26.887,28</b>	
Elecaastro	31.070,32	247.699,69	817,98	-	-	-	-	-	1.664.427,23	5.496,44	
<b>Total Elecaastro</b>		<b>31.070,32</b>	<b>247.699,69</b>	<b>817,98</b>	-	-	-	-	<b>1.664.427,23</b>	<b>5.496,44</b>	



Tabla 5. 1 Consumo de Combustible de las generadoras 2/2 [80]

Sistema	Empresa	Central	Energía Bruta (MWh)	Diésel		Fuel Oil		Gas Natural		Residuo		
				gal	TEP	gal	TEP	kpc	TEP	gal	TEP	
S.N.I	Gasgreen	El Inga	40.245,86	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Total Gasgreen		40.245,86	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Generoca	Generoca	40.672,55	82.241,99	271,59	-	-	-	-	2.502.160,84	8.262,89	
	Total Generoca		40.672,55	82.241,99	271,59	-	-	-	-	2.502.160,84	8.262,89	
	EMAC-BGP	Pichacay	5.277,64	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Total EMAC-BGP		5.277,64	-	-	-	-	-	-	-	-	
	CELEC-Termomanabí	Manta II		27.986,26	60.512,62	199,83	1.680.632,96	5.722,11	-	-	-	-
		Miraflores		8.490,64	687.149,00	2.269,17	-	-	-	-	-	-
		Pedernales		134,72	26.266,00	86,74	-	-	-	-	-	-
		Jaramijó		320.017,36	277.217,66	915,46	18.893.376,91	64.326,96	-	-	-	-
Total CELEC-Termomanabí		356.628,98	1.051.145,28	3.471,20	20.574.009,87	70.049,07	-	-	-	-		
Total S.N.I			3.940.129,79	9.526.110,27	31.458,10	176.788.250,21	601.917,32	10.314.537,52	229.796,23	12.308.566,97	40.646,62	
No Inc.	CELEC-Termopichincha	Floreana	283,55	49.772,50	164,36	-	-	-	-	-	-	
		Isabela	4.048,24	433.504,42	1.431,56	-	-	-	-	-	-	
		Punó Nueva	3.842,64	302.097,00	997,62	-	-	-	-	-	-	
		Sacha	108.829,67	697.091,01	2.302,01	-	-	-	-	5.846.558,18	19.307,11	
		San Cristóbal	12.680,53	1.000.418,56	3.303,69	-	-	-	-	-	-	
		Santa Cruz	29.491,52	2.090.431,64	6.903,24	-	-	-	-	-	-	
		Secoya	10.994,60	843.697,97	2.786,15	-	-	-	-	-	-	
		Sistemas Menores	7.601,48	631.367,01	2.084,97	-	-	-	-	-	-	
		Total CELEC-Termopichincha		177.772,23	6.048.380,11	19.973,58	-	-	-	-	5.846.558,18	19.307,11
		Total No Inc.			177.772,23	6.048.380,11	19.973,58	-	-	-	5.846.558,18	19.307,11
Total general			4.117.902,02	15.574.490,38	51.431,69	176.788.250,21	601.917,32	10.314.537,52	229.796,23	18.155.125,14	59.953,73	

Para calcular las emisiones de CO<sub>2</sub> como producto de la quema de estos combustibles fósiles, se multiplica la cantidad total del combustible fósil consumida en un año por el factor de emisión de cada combustible. Para esto se usa valores estándar establecidos por el Panel Intergubernamental de Científicos sobre el Cambio Climático (IPCC), que se muestran en la figura 5.6. [81]

Tipo de Combustible	Factor de Emisión de CO <sub>2</sub>
Diesel	10,0 E-03 (ton CO <sub>2</sub> /gal)
Fuel Oil	10,9 E-03 (ton CO <sub>2</sub> /gal)
Gas Natural	5,288 E-05 (ton CO <sub>2</sub> /pie <sup>3</sup> )
Residuo	9,6 E-03 (ton CO <sub>2</sub> /gal)

Figura 5. 6 Factores de Emisión de CO<sub>2</sub> por tipo de combustible del IPCC 2006. [81]

Los resultados se muestran en la tabla 5.2

Tabla 5. 2 Resultados de emisiones de CO<sub>2</sub>

Fuente: Propia.

Combustible	Consumo Anual	Factor de Emisión (FE)	Unidad del FE	Emisiones (ton CO <sub>2</sub> )
Diesel (Gal)	9,526,110.27	0.01	(ton CO <sub>2</sub> /gal)	95261.1027
Fuel Oil (Gal)	176,788,250.21	0.0109	(ton CO <sub>2</sub> /gal)	1926991.927
Residuo (Gal)	12,308,566.97	0.0096	(ton CO <sub>2</sub> /gal)	118162.2429
Gas Natural (Pie <sup>3</sup> )	10,314,537.52	0.00005228	(ton CO <sub>2</sub> /pie <sup>3</sup> )	539.2440215
Total				2140954.517



Como se explicó en el capítulo 2, al ser este parque eólico complementario se podría desplazar alguna de las centrales térmicas y con ello sus emisiones de CO<sub>2</sub>. Para determinar la cantidad de emisiones que se podrían dejar de producir, se multiplica el factor de emisión de la red eléctrica a la cual se conectará el proyecto por la energía generada por dicha central. Esta es una Metodología de Línea Base Consolidada (ACM0002): “Generación de electricidad con fuentes renovables –conexión a una red “(para proyectos de generación de energía eléctrica con conexión a una red centralizada)”, publicada por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC) [93] [82] La ecuación 5.1 expresa lo dicho anteriormente.

$$RE = FE \times E \quad (5.1)$$

Donde:

RE, son las reducciones evitadas de CO<sub>2</sub> en toneladas.

FE, es el factor de emisión en toneladas de CO<sub>2</sub>/MWh.

E, es la energía que se espera que genere el parque eólico en MWh.

Según el Informe Anual 2018 emitido por el CENACE [83] el factor de emisión (FE) de CO<sub>2</sub> del Sistema Nacional Interconectado del Ecuador es de 0.49 CO<sub>2</sub>/MWh, mientras que la energía (E) que se espera genere el parque eólico fue determinado en el capítulo 3, cuyo valor es de 221,932 MWh. Sustituyendo estos valores en la ecuación 5.1 se tiene un total de 108,746.68 toneladas de CO<sub>2</sub>, que representan las emisiones evitadas por año.

Con estos datos obtenidos más el factor de planta obtenido en el capítulo 3 que es de 0.5758 (57.58%), se puede decir que el parque eólico Pimo pudiera sustituir algunas centrales térmicas, para lo cual se debe tener en cuenta que estas no sobrepasen la energía total producida GWh por el parque y que el factor de planta sea menor.

Gracias a los datos presentados por Informe Operativo Anula 2018 presentado por la CENACE [80], se puede observar, en la figura 5.7, el factor de planta de las centrales térmicas, y de esta manera ver cuáles podrían ser suplidas por el parque eólico.





FACTOR DE PLANTA 2018					
Central	Factor de Planta	Central	Factor de Planta	Central	Factor de Planta
Central Hidroabánico	96.0	Delsitanisagua	54.6	Pusuno 2	24.8
El Inga	89.8	Río Calope	52.6	Río Blanco	24.7
San Bartolo	88.8	Central Hidrovictoria	51.9	La Calera	24.6
Saymirín 5	87.5	Central Gonzalo Zevallos	51.3	Salinas	22.2
Chillos	86.8	Villonaco	49.9	Saymirín	21.3
Alao	85.6	Manduriacu	49.8	El Descanso	19.3
Alazán	84.2	Sopladora	49.1	Machala Gas 2	18.9
Topo	82.6	Central Paute	49.0	Manta 2	17.9
Ocaña	79.0	Central San Francisco	48.4	Gualberto Hernández	17.5
Loreto	78.6	Esmeraldas	48.0	Minas San Francisco	17.0
Due	75.8	Saucay	47.7	Quevedo 2	16.7
La Playa	74.8	Nayón	47.4	Guangopolo II	15.5
Carlos Mora	71.3	Marcel Laniado de Win	46.7	Jivino 3	14.6
Pichacay	67.8	Coca Codo Sinclair	46.6	Dayuma	13.4
Central Agoyán	65.8	Central Mazar	45.8	Rocafuerte	13.2
Palmira	64.8	Papallacta	44.0	ECUDOS	10.7
Illuchi 1	64.3	Trinitaria	43.8	Álvaro Tinajero	8.3
El Carmen	64.1	La Península	43.1	Jivino 2	7.5
Normandía	62.2	El Ambi	40.1	Cemento Selva Alegre	6.4
Sigchos	61.5	Cumbayá	38.0	Guangopolo	6.3
Illuchi 2	61.1	ECOELECTRIC	36.7	Enrique García	4.7
Santa Elena II	60.6	Guangopolo - H	34.6	Santa Elena III	4.3
Machala Gas	59.2	Recuperadora	34.6	Gas Gonzalo Zevallos	3.8
San Miguel de Car	58.3	Ingenio San Carlos	34.0	Esmeraldas II	3.6
Isimanchi	58.1	Central Pucará	33.3	Loreto	3.5
Pasochoa	57.3	Jaramijó	32.4	La Propicia	2.4
San José de Tambo	56.3	Pusuno 1	30.3	Miraflores	2.2
Hidrosibimbe	55.0	Baba	28.2	Aníbal Santos	1.9

Figura 5. 7 Factor de planta de las centrales eléctricas del Ecuador 2018. [80]

En la tabla 5.3 se muestra algunas centrales que pudieran ser sustituidas. Esto es solamente un ejercicio hipotético pues deberían considerarse otros aspectos (técnicos y económicos) dentro del modelo de despacho del SNI, lo cual está fuera del alcance de este trabajo de titulación.

Tabla 5. 3 Centrales térmicas

Fuente: Propia

Tipo	Central	Energía GWh	Centrales Térmicas	Diesel Gal	Fuel Oil Gal	Residuo Gal	Emisiones (ton CO <sub>2</sub> )
			Factor de planta				
MCI	Esmeraldas 2	123.2	3.6	467,602.54	6,412,571.99	-	132985.0442
MCI	Quevedo 2	60.22	16.5	484,851.40	3,220,914.84	-	
MCI	El Descanso	31.07	19.3	247,699.69	-	1,664,427.23	
	Total	214.49	39.4	1,200,153.63	9,633,486.83	1,664,427.23	
Factor de Emisión				0.01	0.0109	0.0096	



Tabla 5. 4 Central Eólica

Fuente: Propia.

Central Eólica				
Tipo	Central	Energía GWh	Factor de Planta	Reducción de Emisiones (ton CO <sub>2</sub> )
Viento	Parque Eólico Pimo	221.932	57,358	108,746.68

Como se puede ver en las tablas 5.3 y 5.4, la energía producida por las 3 centrales térmicas no sobrepasa el valor generado por la central eólica y lo propio pasa con el factor de planta por lo que la energía producida por las primeras pudiera ser sustituida por la proveniente de la central eólica, con lo que se reduciría, a nivel del SNI, un total de 132985.0442 toneladas de CO<sub>2</sub> anualmente.

## 5.2. Análisis Económico

### 5.2.1. Costo de hidrocarburos en el Ecuador

Es conocido que el Ecuador es un país petrolero. Forma parte la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) desde 1973, aunque cabe decir que en 1992 abandonó la misma para luego incorporarse nuevamente en 2007 [84]. En 2018 se registró una producción de 517 mil barriles de crudo diario [85], pero el país no cuenta con la infraestructura necesaria para refinar toda su producción y obtener así hidrocarburos que son usados en el sector eléctrico, para las centrales termoeléctricas específicamente.

Es por eso que Ecuador se ve obligado a importar dichos combustibles como es el caso de Diésel principalmente. En el año 2017 se registró un gasto de 247,875,339 USD [86] por este combustible y, para que los costos de la energía eléctrica no sean demasiado altos, el Estado subsidia un porcentaje del combustible.

 EP PETROECUADOR

PRODUCTO	SECTOR	SUBSIDIO (USD/GL)
AVGAS NACIONAL	AERO COMBUSTIBLES	2,208343
AZUFRE	INDUSTRIAL	0,194187
DIESEL 2	AUTOMOTRIZ	0,990545
DIESEL 2	ELÉCTRICO	0,990545
DIESEL 2	CAMARONERO	0,665990
DIESEL 2	PESQUERO ATUNERO	0,665990
DIESEL 2	OTRAS PESQUERIAS	0,890545
DIESEL PREMIUM	AUTOMOTRIZ	1,143292
DIESEL PREMIUM	ELÉCTRICO	1,143292
DIESEL PREMIUM	PESQUERO ATUNERO	0,663095
DIESEL PREMIUM	OTRAS PESQUERIAS	1,043292
FUEL OIL 4	ELÉCTRICO	0,356183
GAS NATURAL COMERCIAL	COMERCIAL	0,883274
GAS NATURAL DOMÉSTICO	DOMÉSTICO	2,222559
GASOLINA EXTRA	AUTOMOTRIZ	0,428267
GASOLINA EXTRA	PESQUERO NACIONAL	0,428267
EXTRA CON ETANOL	AUTOMOTRIZ	0,483428
EXTRA CON ETANOL	PESQUERO NACIONAL	0,483428
GLP AGRÍCOLA	AGRÍCOLA	0,399693
GLP DOMÉSTICO	DOMÉSTICO	0,472655
GLP TAXIS	TAXIS	0,399693
JET FUEL CON DESCUENTO	AERO COMBUSTIBLES	0,435370
PESCA ARTESANAL	PESQUERO NACIONAL	0,950357
RESIDUOS	ELÉCTRICO	0,284842

Figura 5. 8 Valor subsidiado por el Estado ecuatoriano. [87]

La figura 5.8 muestra los valores subsidiados por el Estado a los diferentes tipos de hidrocarburos, entre ellos tenemos Diésel, Fuel Oil y Residuo.

Estos subsidios son necesarios para abaratar los costos de generación por parte de las centrales termoeléctricas debido a que las centrales hidroeléctricas no alcanzan a cubrir toda la demanda del país, especialmente en épocas de estiaje.

### 5.2.2. Ahorro económico

Como se muestra en el análisis ambiental, el parque eólico está en condiciones de suplir las demandas cubiertas por las centrales térmicas mencionadas en la tabla 5.3, y de ser este el caso se podría eliminar el consumo de hidrocarburos generado por dichas centrales. En la Tabla 5.1 se indica el consumo de Diésel, Fuel Oil y Residuo generado por dichas centrales durante el año 2018, con lo que tomando en cuenta el valor del subsidio para cada tipo de hidrocarburo mostrado en la figura 5.8 se podría estimar el ahorro en la compra de combustibles.

Tabla 5. 5 Subsidio para combustible de las centrales térmicas

Fuente: Propia

Tipo	Central	Energía GWh	Centrales Térmicas	Diesel Gal	Fuel Oil Gal	Residuo Gal	Ahorro \$
			Factor de planta				
MCI	Esmeraldas 2	123.2	3.6	467,602.54	6,412,571.99	-	5094189.20
MCI	Quevedo 2	60.22	16.5	484,851.40	3,220,914.84	-	
MCI	El Descanso	31.07	19.3	247,699.69	-	1,664,427.23	
	Total	214.49	39.4	1,200,153.63	9,633,486.83	1,664,427.23	
Costo del Subsidio				0.990545	0.356183	0.284842	



Como se ve en la tabla 5.5 el ahorro anual solamente por concepto de hidrocarburos evitado, sería de 5'094,189.20\$. Para efectos comparativos, este ahorro podría representar casi el 8% del valor de la central eólica propuesta, asumiendo un valor referencial de 1,5 millones de US\$ por cada MW instalado.

### **5.2.3 Ingresos por mecanismo de desarrollo limpio (MDL)**

El Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL), definido en el artículo 12 del Protocolo de Kyoto el cual fue suscrito y ratificado por Ecuador, permite a un país desarrollado con un compromiso de Reducción de emisiones en el marco del Protocolo de Kyoto (Parte del Anexo B) implementar un proyecto de reducción de emisiones en países en desarrollo. Estos proyectos pueden ganar créditos de certificados de reducción de emisiones (CRE) vendibles, cada uno equivalente a una tonelada de CO<sub>2</sub>, que pueden ser contabilizados para el cumplimiento de los objetivos de Kyoto [91]. El Acuerdo de París, firmado en diciembre de 2015 como una continuación de Kyoto, también permite el uso de mercados y mecanismos como el MDL [92].

Para que un proyecto pueda obtener los certificados de reducción de emisión (CRE) debe usarse la Metodología Consolidada para la Generación con Fuentes Energías Renovables Conectadas a la Red (ACM0002) establecida por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático [93]. Actualmente el Ecuador cuenta con proyectos con dicha acreditación como la hidroeléctrica Sopladora desde el 28 de diciembre de 2012 [94] o el parque eólico de Villonaco desde el 1 de enero del 2013 [95].

Una vez que el proyecto sea aprobado, este podrá ser financiado con créditos de carbono, el aporte que recibirá depende de las emisiones de dióxido de carbono equivalente (CO<sub>2</sub>e) que este sea capaz de desplazar, las mismas que tienen una equivalencia en CRE, siendo una tonelada de CO<sub>2</sub> igual a un CRE. Las emisiones de dióxido de carbono equivalente representan la equivalencia en CO<sub>2</sub> de cualquier otro gas de efecto invernadero [96]. Los valores de CRE varían mucho dependiendo de su origen y su destino, por ejemplo, en el mercado estadounidense el precio es de USD 4.87 por tCO<sub>2</sub>e, mientras que el mercado europeo es USD 18.76 por tCO<sub>2</sub>e [97].



A manera de ejemplo se podría tomar estos dos escenarios para estimar el beneficio económico que representaría para el parque eólico Pimo, para lo cual se usa el valor de emisiones de carbono desplazadas anualmente obtenido con la ecuación 5.1, de 108,746.68 toneladas de CO<sub>2</sub>. Los resultados del ejercicio se muestran en la tabla 5.6.

Tabla 5. 6 Ingresos por MDL

Fuente: Propia

	Mercado EEUU	Mercado EU
Precio USD/tCO <sub>2</sub> e	4.87	18.76
Emisiones Reducidas tCO <sub>2</sub>	108,746.68	108,746.68
Total (USD)	529,596.33	2'040,087.72

Como muestra la tabla 5.6 en el mercado estadounidense se obtendría un ingreso de USD 529,596.33 mientras que en el mercado europeo el ingreso sería de USD 2'040,087.72 anualmente. En cualquiera de los 2 escenarios se ve claramente que los ingresos por aplicación de un MDL representan importantes ingresos económicos para el proyecto propuesto, lo que además serviría como incentivo para que más centrales de este tipo sean implementadas en el Ecuador.

Al concluir este capítulo se resumen algunos de los beneficios que representaría el ingreso del parque eólico Pimo al SNI. Desde el punto ambiental se podría dejar de emitir 132,985.04 toneladas de CO<sub>2</sub> anualmente, mientras que desde el punto de vista económico se lograría un ahorro anual al país de USD 5'094,189.20 de dólares americanos por concepto de hidrocarburos evitado. A esto habría que añadir los ingresos extra que percibiría el proyecto, por concepto de venta de emisiones evitadas de CO<sub>2</sub> (CERs), cuyo valor puede variar dependiendo del mercado, oscilando entre USD 529,596.33 a USD 2'040,087.72 por año. Si se toma este último valor y se lo proyecta durante el tiempo de vida del proyecto, por ejemplo 7 años, se estaría obteniendo un ingreso adicional, solamente por aplicación del MDL, de aproximadamente USD 14.3 millones.



## Capítulo 6. Conclusiones y Recomendaciones

### 6.1. Conclusiones Generales

- I. La capacidad instalada de energía eólica en el país es reducida en comparación con la capacidad de generación total instalada. Además, la electricidad del país proviene en mayor medida de proyectos hidroeléctricos. Se debe tomar en cuenta que, en algunos meses del año, particularmente en el último trimestre, se tiene estiaje en las dos vertientes (Pacífico y Amazonas), lo que supone un problema de escasez hidrológica, y el país se ve forzado a buscar fuentes de energía que funcionen a base de derivados del petróleo. Por ello, es importante implementar otro tipo de energías, limpias y complementarias a la hidroelectricidad, siendo la eólica una de las opciones más viables actualmente.
- II. Para cumplir con el objetivo de este trabajo, se ha seleccionado un caso de estudio en el sector de Pimo, Azuay. En el sitio escogido se cuenta con una torre de medición implementada por CELEC EP de donde se han obtenido los datos para el análisis (información primaria).
- III. Los caudales de las principales hidroeléctricas del país, a excepción de Daule Peripa, poseen un coeficiente de correlación positiva con respecto a la velocidad del viento anual obtenida en el emplazamiento de Pimo, es decir, las variables caudal-viento no presentan complementariedad, por lo que parece que Pimo no es complementario para los afluentes orientales, pero sí para los afluentes occidentales. Sin embargo, en el período diciembre-abril, si bien es cierto el viento es menor al del período junio-agosto, se presentan velocidades adecuadas para generación, por lo tanto, se podría decir que el sitio es complementario o parcialmente complementario a la hidroelectricidad. En realidad, del análisis realizado, se puede concluir que en Pimo existe viento todo el año.
- IV. Mediante la herramienta WASP de la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU) se determinó que el parque eólico Pimo estará conformado por 22 aerogeneradores de



2 MW cada uno, por lo que este parque generaría un valor de 221.932 GWh cada año con unas pérdidas del 0.5% debido al efecto estela, lo que resulta en una pérdida relativamente baja con respecto a otros parques eólicos. Además, dicho parque tendría un factor de planta del 57.58%, por lo que el sitio seleccionado sería altamente rentable tanto desde el punto de vista económico como energético.

- V. Los aerogeneradores del parque se agruparán en 3 circuitos con el fin de reducir el calibre de las redes de medio voltaje que irán a la subestación propuesta. Las coordenadas de la subestación elevadora de 30/69KV se ubicarán en el centro de cargas de la instalación con el fin de reducir las pérdidas de energía a través de las redes de medio voltaje. Además, esta subestación se interconectará con el sistema de subtransmisión de 69KV de la empresa distribuidora CENTROSUR.
  
- VI. Luego de realizar los análisis tanto ambiental como económico, se pudo ver que si el parque eólico entraría en funcionamiento se podrían desplazar algunas centrales térmicas, esto significaría una reducción de 132,985.04 toneladas de CO<sub>2</sub> anualmente, mientras que desde el punto de vista económico el país se vería beneficiado al dejar de tener que subsidiar USD 5'094,189.20 dólares, en hidrocarburos que son usados anualmente en las centrales termoeléctricas planteadas, a manera de ejemplo, en el capítulo 5. A esto habría que sumar el monto de USD 14.3 millones aproximadamente que percibiría el proyecto durante un periodo de 7 años, como ingreso extra, en caso que se lo registre en algún esquema de venta de emisiones evitadas de CO<sub>2</sub>.

## 6.2. Recomendaciones

- I. Se recomienda a la Corporación Eléctrica del Ecuador CELEC EP. que continúe recopilando datos en el sitio de estudio pues, según estándares internacionales, antes de la implementación de un parque eólico se debe tener un registro como mínimo de 5 años, esto con el fin de saber cuál es el comportamiento del viento en las diferentes estaciones del año. Esta recomendación se extiende a otros sitios a



lo largo del país que eventualmente pueden tener potencial eólico similar al del Pimo.

- II. Como el viento en esta zona en particular es extremadamente local, se recomienda también que se instalen nuevas torres de medición en los lugares que presentan mayor densidad de potencia pero que tienen un índice de rugosidad alto, para determinar si es posible la instalación de otro parque eólico o ampliar el propuesto.
- III. Por los resultados promisorios que presenta este estudio se recomienda a CELEC EP avanzar con el análisis de factibilidad del proyecto, con el fin de poderlo considerar para una eventual implementación, con inversión pública o privada, en el mediano plazo.
- IV. Con la finalidad de tener datos lo más precisos y reales posibles se recomienda, por último, pero no menos importante dar un mantenimiento continuo y por personal altamente capacitado a los dispositivos de medición instalados en las torres.





## Bibliografía

- [1] Ministerio de Energía, “ATLAS EÓLICO ECUADOR MEER 2013,” p. 56, 2013.
- [2] G. N. Tiwari, R. K. (Rajeev K. Mishra, and Royal Society of Chemistry (Great Britain), *Advanced renewable energy sources*.
- [3] J. M. Fernández Salgado, *Guía completa de la energía eólica*. A. Madrid Vicente, 2011.
- [4] D. Le Gourières, *Wind power plants : theory and design*. .
- [5] “anemometer | National Geographic Society.” [Online]. Available: <https://www.nationalgeographic.org/encyclopedia/anemometer/>. [Accessed: 13-Apr-2019].
- [6] “NRGClass1.jpg (120×160).” [Online]. Available: <https://www.proviento.com.ec/NRGClass1.jpg>.
- [7] “nrgvane.jpg (248×244).” [Online]. Available: <https://www.proviento.com.ec/nrgvane.jpg>. [Accessed: 13-Apr-2019].
- [8] “History of Wind Turbines - Renewable Energy World.” [Online]. Available: <https://www.renewableenergyworld.com/ugc/articles/2014/11/history-of-wind-turbines.html>.
- [9] “World Wind Energy Association – World Wind Energy Report 2011 launched.” [Online]. Available: <https://wwindea.org/blog/2012/07/01/world-wind-energy-report-2011-launched/>.
- [10] “World Wind Energy Association – WWEA publishes Half-year Report 2012.” [Online]. Available: <https://wwindea.org/blog/2012/10/07/1874/>.
- [11] “World Wind Energy Association – WWEA publishes Half-year Report 2013.” [Online]. Available: <https://wwindea.org/blog/2013/10/17/wwea-publishes-half-year-report-2013-2/>.
- [12] “World Wind Energy Association – WWEA publishes Half-year Report 2014.” [Online]. Available: <https://wwindea.org/blog/2014/09/17/wwea-publishes-half-year-report-2014/>.
- [13] “World Wind Energy Association – Worldwide Wind Market booming like never before: Wind Capacity over 392 Gigawatt.” [Online]. Available: <https://wwindea.org/blog/2015/09/09/hyr2015/>.
- [14] “World Wind Energy Association – WWEA Half-year Report: Worldwind wind capacity

Israel Iván Ordoñez Valdivieso  
Richard Leonardo Luna Romero



- reached 456 GW.” [Online]. Available: <https://wwindea.org/blog/2016/10/10/wwea-half-year-report-worldwind-wind-capacity-reached-456-gw/>.
- [15] “World Wind Energy Association – Wind Power Capacity reaches 546 GW, 60 GW added in 2017.” [Online]. Available: <https://wwindea.org/blog/2018/02/12/2017-statistics/>.
- [16] “World Wind Energy Association – Wind Power Capacity Worldwide Reaches 597 GW, 50,1 GW added in 2018.” [Online]. Available: <https://wwindea.org/blog/2019/02/25/wind-power-capacity-worldwide-reaches-600-gw-539-gw-added-in-2018/>.
- [17] T. M. (Trevor M. . Letcher, *Wind energy engineering : a handbook for onshore and offshore wind turbines*. Academic Press, 2017.
- [18] “Direct drive turbine needs no gearbox.” [Online]. Available: <https://www.windpowerengineering.com/mechanical/gearboxes/direct-drive-turbine-needs-no-gearbox/>.
- [19] A. M. Ragheb and M. Ragheb, “Wind Turbine Gearbox,” *Fundam. Adv. Top. Wind Power*, 2010.
- [20] P. Breeze, *Wind power generation*.
- [21] R. Steinberger-Wilckens, *Wind Power in Power Systems, 2nd Edition*. 2012.
- [22] “Wind Turbine Diagram.” [Online]. Available: <http://windeis.anl.gov/guide/basics/turbine.html>.
- [23] “Wind Energy Availability » Jointiff Limited.” [Online]. Available: [https://jointiff.com/wind-technology/wind-energy-availability/?fbclid=IwAR3mzF6jPY0zuPEi3jx6J9Z1N9UYtNfWohZur3KcmOsyBlpr830\\_DTu9TB0](https://jointiff.com/wind-technology/wind-energy-availability/?fbclid=IwAR3mzF6jPY0zuPEi3jx6J9Z1N9UYtNfWohZur3KcmOsyBlpr830_DTu9TB0).
- [24] J. S. Thongam, M. Ouhrouche, M. Ragheb, and A. M. Ragheb, “Wind Turbines Theory - The Betz Equation and Optimal Rotor Tip Speed Ratio, Fundamental and Advanced Topics in Wind Power,” vol. 1, no. 1, pp. 339–360, 2011.
- [25] J. A. C. Kentfield, *The Fundamentals of wind-driven water pumpers*. Gordon and Breach Science Publishers, 1996.
- [26] «Wind Energy Reference Manual». [En línea]. Disponible en: <http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/en/stat/units.htm>. [Accedido: 09-sep-2019]
- [27] H. Bidaoui, I. E. Abbassi, A. E. Bouardi, y A. Darcherif, «Wind Speed Data Analysis



- Using Weibull and Rayleigh Distribution Functions, Case Study: Five Cities Northern Morocco», *Procedia Manuf.*, vol. 32, pp. 786-793, ene. 2019.
- [28] O. Uluyol, G. Parthasarathy, W. Foslien, K. Kim, and Honeywell, “Power Curve Analytic for Wind Turbine Performance Monitoring and Prognostics,” *Proc. Annu. Conf. Progn. Heal. Manag. Soc.*, pp. 1–8, 2011.
- [29] G. Wind and E. Council, “Gwec Report 2018,” *Wind Glob. Counc. Energy*, no. April, 2019.
- [30] “Energía eólica de Brasil cuenta con 14.300 megavatios | REVE Actualidad del sector eólico en España y en el mundo.” [Online]. Available: <https://www.evwind.com/2018/11/06/energia-eolica-de-brasil-cuenta-con-14-300-megavatios/>.
- [31] “Uruguay: 2° en el mundo en generación eólica - Negocios - 17/10/2018 - EL PAÍS Uruguay.” [Online]. Available: <https://negocios.elpais.com.uy/noticias/uruguay-mundo-generacion-eolica.html>.
- [32] “Generadoras de Chile - Energía Eólica.” [Online]. Available: <http://generadoras.cl/tipos-energia/energia-eolica>.
- [33] “Eólica en Chile: Proyectan los primeros dos parques eólicos en Ñuble | REVE Actualidad del sector eólico en España y en el mundo.” [Online]. Available: <https://www.evwind.com/2018/12/03/eolica-en-chile-proyectan-los-primeros-dos-parques-eolicos-en-nuble/>.
- [34] “Worldwide Wind Statistics by Country – Wind Energy International Platform.” [Online]. Available: <https://library.wwindea.org/worldwide-wind-statistics-by-country/>.
- [35] “Plan Maestro de Electrificación 2007-2016 – ARCONEL.” [Online]. Available: <https://www.regulacionelectrica.gob.ec/plan-maestro-de-electrificacion-2007-2016/>.
- [36] E. M. de E. y E. R. del Ecuador, *PME 2016-2025 V\_WEB*.
- [37] “GENSUR - INICIO.” [Online]. Available: <https://www.celec.gob.ec/gensur/>.
- [38] “ENERGÍA EÓLICA – CIER Galápagos.” [Online]. Available: <https://ciergalapagos.wordpress.com/renovables/energia-eolica/>.
- [39] “Proyecto Eólico Isla San Cristóbal - Galápagos,” 2016.
- [40] “Elecaastro.” [Online]. Available: <http://www.elecaastro.com.ec/>.
- [41] J. R. Paredes and J. J. Ramirez, “Energías renovables variables y su contribución a la seguridad energética:,” *Banco Interam. Desarro.*, p. 62, 2017.
- [42] “Ecuador: hidrografía | La guía de Geografía.” [Online]. Available: [https://www.guia-de-geografia.com/](#)



<https://geografia.laguia2000.com/hidrografia/ecuador-hidrografia>.

- [43] “Geografía y clima.” [Online]. Available: <https://bioweb.bio/faunaweb/amphibiaweb/GeografiaClima/>.
- [44] O. N. De Electricidad, “MISIÓN , VISIÓN Y VALORES INSTITUCIONALES Misión INFORMACIÓN GENERAL DEL MERCADO ELÉCTRICO ECUATORIANO 2017,” 2017.
- [45] CENACE, “Informe Operativo Anual-2018,” 2014.
- [46] “Google Maps.” [Online]. Available: <https://www.google.com/maps/@-2.9492,-79.33165,12z>.
- [47] “Project list.” [Online]. Available: <http://rodeo.dtu.dk/rodeo/projectlistmap.aspx?fbclid=IwAR3NrJyutu4zVxfsDGTAVT Oim2VJSAXPuPoJDBDN-z1DGZ9L-sMM7y8fBHs>. [Accessed: 24-Jun-2019].
- [48] “MERRA-2.” [Online]. Available: <https://gmao.gsfc.nasa.gov/reanalysis/MERRA-2/>.
- [49] B. C. J. M. G. Br. Liuxmila Jaxari Rivera Umanzor, “Universidad nacional agraria lamolina,” *Flora y su funcionalidad en dos agroecosistemas granos básicos, Chinandega, Nicar. 2016*, p. 88, 2013.
- [50] Rosales González Marina Jackeline, «Análisis Básico Sobre la Posible Variación de la Precipitación y de la Temperatura Bajo la Influencia del Cambio Climático en la Ciudad De Quito», Universidad Central del Ecuador, Quito - Ecuador, 2013.
- [51] Calculo.cc, “Coeficiente de Pearson. Coeficiente de correlación lineal. Escala de valores del coeficiente de correlación lineal. Estadística bidimensional.” [Online]. Available: [http://calculo.cc/temas/temas\\_estadistica/estadistica\\_bi/teoria/correlacion\\_lineal.html](http://calculo.cc/temas/temas_estadistica/estadistica_bi/teoria/correlacion_lineal.html). [Accessed: 24-Jun-2019].
- [52] M. A. Ponce-Jara, M. Castro, M. R. Pelaez-Samaniego, J. L. Espinoza-Abad, y E. Ruiz, «Electricity sector in Ecuador: An overview of the 2007–2017 decade», *Energy Policy*, vol. 113, n.º August 2017, pp. 513-522, 2018.
- [53] L. Petersen, D. Version, y L. Petersen, *El Atlas Eólico Europeo*. 1990.
- [54] N. G. Mortensen, D. N. Heathfield, O. Rathmann, y M. Nielsen, *Wind Atlas Analysis and Application Program: WAsP 10 Help Facility*. Roskilde: DTU Wind Energy, 2011.
- [55] Erazo Mogrovejo, Geovanny Alexander, «Análisis De La Producción De Energía De La Central Eólica Villonaco», Universidad Técnica Particular De Loja, 2017.



- [56] J. V. C. S. Cristhian Fernando Ruiz, «Validación Del Software Especializado WASP Para El Dimensionamiento De Parques Eólicos De Altura Ubicados En Terrenos Complejos», Universidad Politécnica Salesiana, 2014.
- [57] WASA, «Brief Introduction to Working with WASA Files.pdf». 2014.
- [58] *Energía eólica*. Universidad de Zaragoza, 2008.
- [59] David Lago Costas, «Proyecto preliminar de parque eólico. Selección y evaluación del emplazamiento», *issuu*. [En línea]. Disponible en: [https://issuu.com/davidlagocostas/docs/pfm.\\_proyecto\\_preliminar\\_de\\_parque\\_?fbclid=IwAR0G32QjqLJba4eiWqQ4vL8dVMI4\\_ajL-IHuPJKYRRc0JQLyP6lu-vHJJ0](https://issuu.com/davidlagocostas/docs/pfm._proyecto_preliminar_de_parque_?fbclid=IwAR0G32QjqLJba4eiWqQ4vL8dVMI4_ajL-IHuPJKYRRc0JQLyP6lu-vHJJ0). [Accedido: 15-ago-2019].
- [60] LORENA HERNÁNDEZ PÉREZ, «DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO DE 50 MW EN EL MUNICIPIO DE SALVACAÑETE (CUENCA). CONSIDERACIONES MEDIOAMBIENTALES Y VIABILIDAD ECONÓMICA.», Universitat Politècnica de València, 2015.
- [61] Del Castillo Gómez, Raquel, Bayón Gómez, Roberto, y Cebadera Miranda, Laura, «Diseño de un parque eólico de 6MW en Malpica de Bergantiños, La Coruña», EOI Escuela de Negocios.
- [62] «Frequently Asked Questions - WAsP», <https://www.wasp.dk>. [En línea]. Disponible en: <https://www.wasp.dk/support/faq>. [Accedido: 16-ago-2019].
- [63] Darwin Diego Cañar Reinoso, «ENERGÍA SOLAR TÉRMICA PARA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD EN EL ECUADOR», UNIVERSIDAD DE CUENCA, 2014.
- [64] R. G. Fernández, «CÁLCULO DEL POTENCIAL EÓLICO DE UN PARQUE DE 10MW DE POTENCIA EMPLEANDO EL SOFTWARE WAsP», p. 21.
- [65] Adurcal, «PROCESOS DE UN PARQUE EÓLICO». [En línea]. Disponible en: [http://www.adurcal.com/enlaces/mancomunidad/viabilidad/57.htm?fbclid=IwAR1RBdr7V1qhjFwSd3TRK3FuKf2xvsotQ5ktoHg xvEMI6bO3Ta38v4F\\_FLg](http://www.adurcal.com/enlaces/mancomunidad/viabilidad/57.htm?fbclid=IwAR1RBdr7V1qhjFwSd3TRK3FuKf2xvsotQ5ktoHg xvEMI6bO3Ta38v4F_FLg). [Accedido: 23-ago-2019].
- [66] Jesús Moraleda Mendoza, «Estudio de viabilidad de un parque eólico», Universidad Politecnica de Cartagena, 2013.
- [67] Qualitas Learning, «Proyecto Parque Eólico de 10mw», p. 6.
- [68] María Lucía Ly Liu, «Diseño De Las Instalaciones Eléctricas De Alta Tensión De Un Parque Eólico, Incluyendo Líneas Y Cabinas De 20 Kv, Y Subestación De Evacuación De 45 Kv, 35 Mva», Universidad Pontificia de Comillas - Madrid, 2016.



- [69]B. Gómez, C. Miranda, y D. C. Gómez, «Diseño de un parque eólico de 6MW en Malpica de Bergantiños, La Coruña», EOI - Escuela de Negocios.
- [70]R. N. Rodríguez, «Diseño de un Parque Eólico de 50 MW», UNiversidad de Sevilla, Sevilla, 2017.
- [71]Darwin Mario Ortiz Bazantes, «Estudio De Factibilidad Para La Instalación De Una Central Eólica», Escuela Politécnica Nacional, Quito - Ecuador, 1997.
- [72]Miguel Ramos Rodríguez, «Diseño Y Análisis Económico Financiero De Una Instalación Eólico Onshore De 99 MW En El Mercado Rumano Y Norteamericano», Escuela Técnica Superior De Ingenieros De Minas Y Energía.
- [73]Edwin Patricio Moreno Pallo, «Estudio De Potencial Eólico – Eléctrico Caso De Estudio: Huacacocha- Loja», Escuela Politécnica Nacional, 2014.
- [74]«Department of the Environment and Energy», *Department of the Environment and Energy*. [En línea]. Disponible en: <http://www.environment.gov.au/>. [Accedido: 21-ago-2019].
- [75]«Climate change, what is it? Understanding the basic facts about global warming», *Warm Heart Worldwide*.
- [76]«greenhouse-effect-animation.gif (870x477)». [En línea]. Disponible en: <https://www.environment.gov.au/system/files/pages/a07ddf8a-0821-449c-a6c1-700a7616a71c/images/greenhouse-effect-animation.gif>. [Accedido: 21-ago-2019].
- [77]«Las 7 consecuencias más graves del calentamiento global», *Significados*. [En línea]. Disponible en: <https://www.significados.com/consecuencias-calentamiento-global/>. [Accedido: 21-ago-2019].
- [78]«global\_emissions\_gas\_2015.png (501x548)». [En línea]. Disponible en: [https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-05/global\\_emissions\\_gas\\_2015.png](https://www.epa.gov/sites/production/files/2016-05/global_emissions_gas_2015.png). [Accedido: 21-ago-2019].
- [79]IEA, «CO2 Emissions». [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/statistics/co2emissions/>. [Accedido: 21-ago-2019].
- [80]ARCONEL, «Estadísticas del sector eléctrico ecuatoriano», 2018.
- [81]Tinus Pulles y Amit Garg, «IPCC - Task Force on National Greenhouse Gas Inventories», 2006. [En línea]. Disponible en: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/vol2.html>. [Accedido: 22-ago-2019].
- [82]B. Escandón y E. Antonio, «Análisis, especificación y desarrollo de procedimientos de operación para la gestión de la energía eólica en el Ecuador», 2012, p. 222, 2012.



- [83]CENACE, «Informe Anual 2018», Quito - Ecuador, 2019.
- [84]OPEC, «OPEC : Ecuador». [En línea]. Disponible en: [https://www.opec.org/opec\\_web/en/about\\_us/148.htm](https://www.opec.org/opec_web/en/about_us/148.htm). [Accedido: 23-ago-2019].
- [85]Mayra Pacheco - Diario EL COMERCIO, «La producción promedio de petróleo en el 2018 fue la más baja de los últimos seis años», *El Comercio*. [En línea]. Disponible en: <https://www.elcomercio.com/actualidad/produccion-petroleo-ecuador-2018-baja.html>. [Accedido: 23-ago-2019].
- [86]Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, «BOLETÍN-ESTADÍSTICO-2017», 2017. [En línea]. Disponible en: <http://historico.hidrocarburos.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/08/BOLETI%CC%81N-ESTADI%CC%81STICO-2017.pdf?fbclid=IwAR37WwTdqaTB90OqIjPZJrtoknGLI5I9FWg68SwuGP1EnSMT2CNZx50cAyg>. [Accedido: 23-ago-2019].
- [87]Petroecuador, «Subsidios provisionales». 2019.
- [88]Marcos Del Blanco Adán, Natalia del Cerro Díaz Jiménez, Javier Gómez De Garay, y Pablo Casanova Falcón, «Sistema Híbrido Renovable con Almacenamiento para el Abastecimiento de la Isla de la Gomera», Escuela de Organización Industrial.
- [89]«Anexo II Interpolación de los resultados del Brams para alturas comerciales - PDF». [En línea]. Disponible en: <https://docplayer.es/92325966-Anexo-ii-interpolacion-de-los-resultados-del-brams-para-alturas-comerciales.html>. [Accedido: 09-sep-2019].
- [90]José Ángel Narbona Acevedo, «Mejoras en la Implantación de Instalaciones Eólicas en Tierra Firme», Escuela Técnica Superior De Ingeniería De Sevilla, 2014.
- [91]«The Clean Development Mechanism | UNFCCC». [En línea]. Disponible en: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-kyoto-protocol/mechanisms-under-the-kyoto-protocol/the-clean-development-mechanism>. [Accedido: 05-sep-2019].
- [92]«The Paris Agreement | UNFCCC». [En línea]. Disponible en: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>. [Accedido: 09-sep-2019].
- [93]«CDM: Grid-connected electricity generation from renewable sources --- Version 19.0». [En línea]. Disponible en: <https://cdm.unfccc.int/methodologies/DB/VJI9AX539D9MLOPXN2AY9UR1N4IYGD>. [Accedido: 03-sep-2019].



## Universidad de Cuenca

- [94] «CDM: Paute - Sopladora Hydroelectric Project». [En línea]. Disponible en: <https://cdm.unfccc.int/Projects/DB/AENOR1356630798.36/view>. [Accedido: 09-sep-2019].
- [95] «CDM: Villonaco Windpower». [En línea]. Disponible en: <https://cdm.unfccc.int/Projects/Validation/DB/LPUQ00ML11TCDDT0N3S4XLI15PO8PJ/view.html>. [Accedido: 05-sep-2019].
- [96] Julio Andrés Rozo, «Dióxido de Carbono Equivalente, para todos los GEI».
- [97] International Carbon Action Partnership, «Emissions Trading Worldwide: Status Report 2019».
- [98] O. Ibañez, «La Revolución Industrial Y El Cambio climático», *Cambio Climático*, 07-jul-2018. .





Anexos

Anexo I. Características técnicas del aerogenerador Vestas V80

# V80-2.0 MW<sup>®</sup>

## Facts & figures

<b>POWER REGULATION</b>	Pitch regulated with variable speed
-------------------------	-------------------------------------

<b>OPERATING DATA</b>	
Rated power	2,000 kW (50/60 Hz)
Cut-in wind speed	4 m/s
Rated wind speed	14 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s
Wind class	IEC IA
Operating temperature range:	standard turbine: -20 °C to 40 °C low temperature turbine: -30 °C to 40 °C

<b>SOUND POWER</b>	Max 105 dB*
(Mode 0, 10 m above ground, hub height 80 m, air density 1.225 kg/m <sup>3</sup> )	

\* for further information on noise limits please contact Vestas

<b>ROTOR</b>	
Rotor diameter	80 m
Swept area	5,027 m <sup>2</sup>
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders

<b>ELECTRICAL</b>	
Frequency	50/60 Hz
Generator type	4-pole (50 Hz)/6-pole (60 Hz) doubly fed generator, slip rings

<b>GEARBOX</b>	
Type	two helical stages and one planetary stage

<b>BLADE DIMENSIONS</b>	
Length	39 m
Max. chord	3.4 m

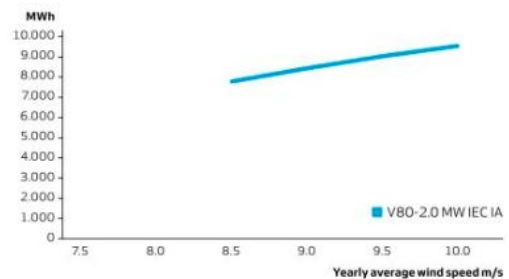
<b>TOWER</b>	
Type	tubular steel tower
Hub height	80 m

<b>NACELLE DIMENSIONS</b>	
Height for transport	4 m
Height installed (incl. CoolerTop*)	5.4 m
Length	10.4 m
Width	3.5 m

<b>HUB DIMENSIONS</b>	
Max. transport height	3.4 m
Max. transport width	4 m
Max. transport length	4.2 m

Max. weight per unit for transportation	70 metric tonnes
---	------------------

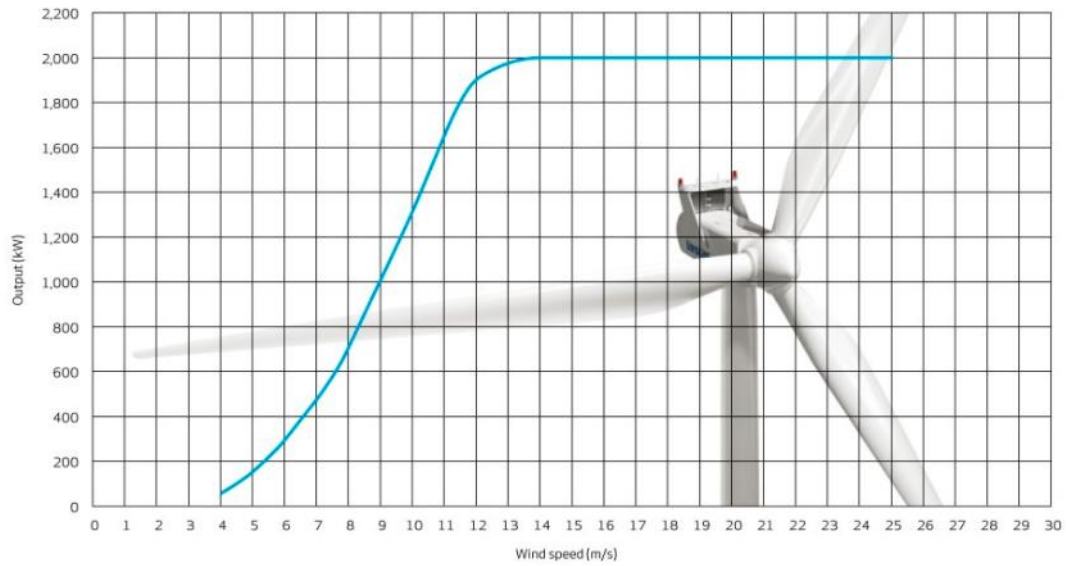
### ANNUAL ENERGY PRODUCTION



**Assumptions**  
One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor =2, Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

**POWER CURVE FOR V80-2.0 MW\* (50/60 Hz)**

Noise reduced sound power modes are available



**V80-2.0 MW OPTIONS**

- Yaw Power Backup
- Increased Cut-In
- Shadow detection
- OCAS™
- Smoke and heat detection
- Aviation marking