

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE



Facultad de Ingeniería en Ciencias Aplicadas  
Carrera de Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico

## **DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO PARA LA ISLA SANTA CRUZ**

Trabajo de grado presentado ante la Universidad Técnica del Norte previo a la obtención del título de grado de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico

Autor:

Santiago Iván Flores Aupaz

Tutor:

PhD. Ana Karina Cabrera Tobar

Ibarra - Ecuador

2020



# UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

## BIBLIOTECA UNIVERSITARIA

### AUTORIZACIÓN DE USO Y PUBLICACIÓN A FAVOR DE LA UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

#### 1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA

En cumplimiento del Art. 144 de la Ley de Educación Superior, hago la entrega del presente trabajo a la Universidad Técnica del Norte para que se publicado en el Repositorio Digital Institucional, para lo cual pongo a disposición la siguiente información:

DATOS DE CONTACTO			
<b>CÉDULA DE IDENTIDAD:</b>		040146584-4	
<b>APELLIDOS Y NOMBRES:</b>		Flores Aupaz Santiago Iván	
<b>DIRECCIÓN:</b>		Tulcán, Barrio el Portal, calles Puente palo y Cartagena	
<b>EMAIL:</b>		sifloresa1@utn.edu.ec	
<b>TELÉFONO FIJO:</b>	062245961	<b>TELÉFONO MÓVIL:</b>	0986777982

DATOS DE LA OBRA	
<b>TÍTULO:</b>	DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO PARA LA ISLA SANTA CRUZ
<b>AUTOR (ES):</b>	FLORES AUPAZ SANTIAGO IVÁN
<b>FECHA: DD/MM/AAAA</b>	17/01/2020
<b>SOLO PARA TRABAJOS DE GRADO</b>	
<b>PROGRAMA:</b>	<input checked="" type="checkbox"/> <b>PREGRADO</b> <input type="checkbox"/> <b>POSTGRADO</b>
<b>TITULO POR EL QUE OPTA:</b>	Ingeniería en Mantenimiento Eléctrico
<b>ASESOR/DIRECTOR</b>	PhD. Ana Cabrera

## Constancia

El autor manifiesta que la obra objeto de la presente autorización es original y se la desarrolló, sin violar derechos de autor de terceros, por lo tanto, la obra es original y que es el titular de los derechos patrimoniales, por lo que asume la responsabilidad sobre el contenido de la misma y saldrá en defensa de la Universidad en caso de reclamación por parte de terceros.

Ibarra, a los 14 días del mes de enero de 2020

**EL AUTOR:**



.....  
Santiago Iván Flores Aupaz  
040146584-4



**UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA EN CIENCIAS APLICADAS**

**CERTIFICACIÓN DEL DIRECTOR DEL TRABAJO**

Yo, Ana Cabrera en calidad de tutor del señor estudiante, Flores Aupaz Santiago Iván certifico que ha cumplido con las normas establecidas en la elaboración del trabajo de investigación titulado: **“DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO PARA LA ISLA SANTA CRUZ”**. Para la obtención del título de Ingeniero en Mantenimiento Eléctrico; aprobando la defensa, impresión y empastado.

.....  
PhD. Ana Cabrera

**DIRECTOR DE TRABAJO DE GRADO**

## **Dedicatoria**

El presente trabajo de grado se lo dedico con mucho cariño a mis padres Sr. Rodrigo Iván Flores Padilla y Sra. Marlene del Socorro Aupaz Alvarez quienes me brindaron su amor incondicional y me han inculcado valores muy importantes como el respeto, humildad y sobre todo la responsabilidad que me han llevado a sobresalir como un gran ser humano. De manera especial a Jhean Pierre Flores quien me ha acompañado en mi formación profesional.

Santiago Flores

## **Agradecimientos**

Primeramente, quiero agradecer a Dios por permitirme culminar esta meta tan importante en mi vida. Agradezco a mis padres por todo el esfuerzo que ha llevado esta meta. Agradezco de forma especial a mi abuelita Isabel Avarez quien me ha compartido sus sabios consejos y además me ha acompañado en gran parte del proceso de mi formación como profesional.

De forma especial agradezco a una gran persona quien me ha apoyado en los últimos años de mi carrera, gracias Anita. De igual forma agradezco a mi hermano, primos, tíos, compañeros y amigos (Parceritos Recargados) con quienes compartí momentos inolvidables en todo el tiempo que transcurrió mis estudios profesionales, siempre los llevaré en el corazón.

Santiago Flores

## Tabla de Contenido

<b>1. IDENTIFICACIÓN DE LA OBRA.....</b>	<b>I</b>
Constancia.....	II
Dedicatoria.....	IV
Agradecimientos .....	V
<b>Tabla de Contenido.....</b>	<b>VI</b>
<b>Índice de figuras .....</b>	<b>X</b>
<b>Índice de tablas .....</b>	<b>XII</b>
<b>Resumen .....</b>	<b>XIII</b>
<b>Abstract.....</b>	<b>XIV</b>
<b>Introducción .....</b>	<b>1</b>
A1. Contextualización .....	1
A2. Planteamiento del problema .....	1
A3. Justificación .....	2
A4. Alcance.....	2
A5. Objetivo General.....	2
A6. Objetivos Específicos.....	2
<b>CAPÍTULO 1 .....</b>	<b>3</b>
<b>COMPONENTES Y TOPOLOGÍAS DE UN PARQUE EÓLICO .....</b>	<b>3</b>
1.1 Introducción.....	3
1.2 Componentes de un Parque Eólico .....	5
1.2.1 Aerogenerador.....	5
1.2.2 Transformador. ....	7
1.2.3 Conductores eléctricos .....	8
1.2.4 Sistemas de Protección .....	9
1.3 Clasificación de Aerogeneradores de acuerdo a su operación y control.....	10

1.3.1 Aerogeneradores de Velocidad Fija.....	11
1.3.2 Aerogeneradores de Velocidad Limitada con resistencia rotórica ajustable....	12
1.3.3 Aerogenerador de Velocidad variable basados en máquinas de inducción doblemente alimentada.....	13
1.3.4 Aerogeneradores de velocidad variable basados en convertidor de plena potencia.....	14
1.4 Configuración de un parque eólico.....	15
a) Radial.....	15
b) Anillo simple.....	16
c) Anillo doble.....	17
d) Estrella.....	18
1.5 Área geográfica.....	19
1.5.1 Efecto túnel.....	19
1.5.2 Efecto colina.....	20
1.5.3 Efecto estela.....	21
1.6 Limitaciones.....	22
1.6.1 Impacto acústico.....	23
1.6.2 Impacto visual.....	24
1.7 Distribución de los aerogeneradores.....	24
<b>CAPÍTULO 2 .....</b>	<b>26</b>
DIMENSIONAMIENTO DEL PARQUE EÓLICO .....	26
2.1 Descripción del recurso eólico en las islas Galápagos.....	26
2.2 Zonificación de Áreas Protegidas de Galápagos.....	27
2.2.1 Sistema de interconexión eléctrica Baltra - Santa Cruz.....	29
2.3 Selección de la ubicación.....	30
2.3.1 Ubicación geográfica del área en estudio.....	31

2.4	Caracterización del potencial energético del viento .....	32
2.4.1	Determinación de la densidad del aire .....	32
2.4.2	Potencia eólica disponible .....	33
2.4.3	Cálculo de la densidad de potencia .....	33
2.4.4	Cálculo de la potencia del aerogenerador (ley de Betz).....	35
2.4.5	Perfil de la velocidad del viento .....	36
2.4.6	Determinación de la rosa de los vientos en el área de estudio .....	37
2.5	Estudio del recurso eólico en la isla Baltra .....	38
2.5.1	Método de distribución de Weibull .....	39
2.5.2	Función de distribución acumulada “menor o igual que” .....	39
2.5.3	Función de distribución acumulada “mayor o igual que” .....	39
2.5.4	Determinación de los parámetros $k$ y $c$ por el método de los mínimos cuadrados 39	
2.5.5	Frecuencia relativa ( $f_i$ ) .....	40
2.5.6	Frecuencia acumulada ( $F_i$ ) .....	41
2.6	Determinación estadística del recurso eólico.....	41
2.6.1	Cálculo de la producción de energía.....	45
<b>CAPÍTULO 3</b>	.....	<b>47</b>
	DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO CONSIDERANDO CADA COMPONENTE .....	47
3.1	Selección del aerogenerador.....	47
3.2	Disposición de los aerogeneradores en el parque eólico.....	48
3.3	Topología del parque eólico. ....	49
a)	Alternativa 1 .....	50
b)	Alternativa 2 .....	50
c)	Alternativa 3 .....	51
d)	Alternativa 4 .....	52

3.4 Producción de energía del parque eólico .....	53
3.5 Dimensionamiento del cableado eléctrico del parque eólico.....	54
3.5.1 Selección de la sección del conductor .....	54
a) Zanjas .....	57
b) Pozos .....	57
3.6 Presupuesto.....	58
Conclusiones .....	59
Recomendaciones .....	60
<b>Bibliografía .....</b>	<b>61</b>
ANEXO A: DATOS DE VELOCIDAD Y DIRECCIÓN DEL VIENTO. ....	65
ANEXO B: CARACTERÍSTICAS DEL AEROGENERADOR. ....	66
ANEXO C: GENERACIÓN DE DATOS REQUERIDOS POR EL PROGRAMA WASP. ....	67
ANEXO D: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE CONDUCTORES AISLADOS.....	69
ANEXO E: PLANO DEL PARQUE EÓLICO.....	70
ANEXO F: DIAGRAMA UNIFILAR DEL PARQUE EÓLICO. ....	71

## Índice de figuras

Figura 1. Capacidad instalada de potencia eólica a nivel mundial.....	4
Figura 2. Partes Principales de un Aerogenerador.....	6
Figura 3. Esquema eléctrico de un Aerogenerador.....	8
Figura 4. Esquema de la interconexión de un aerogenerador a la red.....	10
Figura 5. Aerogenerador de velocidad fija.....	11
Figura 6. Aerogenerador de velocidad limitada con resistencia rotórica ajustable.....	12
Figura 7. Aerogenerador de velocidad variable basados en máquinas de inducción doblemente alimentada.....	13
Figura 8. Aerogenerador de velocidad variable basados en convertidor de plena potencia.....	14
Figura 9. Configuración de conexión radial.....	16
Figura 10. Configuración de conexión en anillo.....	17
Figura 11. Configuración de conexión en anillo doble.....	18
Figura 12. Configuración de conexión en estrella.....	19
Figura 13. Efecto Túnel.....	20
Figura 14. Efecto Colina.....	21
Figura 15. Efecto Estela en un parque eólico marino.....	22
Figura 16. Disposición en tresbolillo y distancias de aerogeneradores en un parque eólico.....	25
Figura 17. Recurso eólico en la isla Santa Cruz.....	26
Figura 18. Zonificación de áreas protegidas de Galápagos.....	28
Figura 19. Áreas protegidas y no protegidas de la isla Baltra.....	29
Figura 20. Interconexión de la red eléctrica entre la isla Baltra y la isla Santa Cruz.....	30
Figura 21. Área donde se ubicará el parque eólico.....	31
Figura 22. Densidad de potencia eólica disponible (W/m <sup>2</sup> ) en función de la velocidad.....	34
Figura 23. Rosa de los vientos en la isla Baltra.....	38
Figura 24. Frecuencia relativa.....	42
Figura 25. Comparación entre Distribución Weibull/ Histograma velocidades.....	44
Figura 26. Distribución relativa.....	45
Figura 27. Rosa de los vientos en la isla Baltra.....	49
Figura 28. Disposición de los aerogeneradores en la alternativa 1.....	50
Figura 29. Disposición de los aerogeneradores en la alternativa 2.....	51

Figura 30. Disposición de los aerogeneradores en la alternativa 3.....	51
Figura 31. Disposición de los aerogeneradores en la alternativa 4.....	52
Figura 32. Zanja para cableado de medio voltaje.....	57
Figura 33. Pozos eléctricos para redes subterráneas.....	57

## Índice de tablas

TABLA 1.1	Potencia instalada por tipo de fuente de las islas Galápagos.....	4
TABLA 1.2	Velocidad de rotor y nivel de ruido para distintos aerogeneradores. ....	23
TABLA 2.1	Datos de la estación Meteorológica Baltra. ....	31
TABLA 2.2	Nivel de rugosidad del terreno. ....	36
TABLA 2.3	Datos tabulados para determinar la rosa de vientos. ....	37
TABLA 2.4	Velocidades, Registros y Frecuencias. ....	41
TABLA 2.5	Valores de X e Y de la ecuación de regresión.....	43
TABLA 2.6	Potencia instantánea, Potencia media y Potencia media de salida. ....	46
TABLA 3.1	Clase de aerogeneradores en función de la velocidad media de viento. ....	47
TABLA 3.2	Características del aerogenerador E53-800.....	48
TABLA 3.3	Resultado del análisis del efecto estela en las cuatro alternativas. ....	53
TABLA 3.4	Producción de energía neta del parque eólico. ....	54
TABLA 3.5	Distancias de la red eléctrica del parque eólico.....	55
TABLA 3.6	Caídas de voltaje y pérdidas de potencia del parque eólico. ....	56
TABLA 3.7	Presupuesto del parque eólico.....	58

## **Resumen**

Mediante la realización de este trabajo se ha llevado a cabo el diseño de un parque eólico para la isla Santa Cruz de 2,24 MW. El presente proyecto está conformado por tres capítulos de los cuales en el primer capítulo se realiza un estudio bibliográfico donde se estudia los componentes básicos de un parque eólico, las topologías para la conexión eléctrica y la distribución de los aerogeneradores en un parque eólico.

En el segundo capítulo se estudia la zona donde será ubicado el parque eólico considerando la zonificación de áreas protegidas de Galápagos, así también como el estudio del recurso eólico existente. Para ello se ha estudiado por medio de la estadística los datos de velocidad y dirección de viento reales obtenidos por el Instituto de Investigación Geológico y Energético.

En el tercer capítulo se realiza el diseño del parque eólico definiendo el número de aerogeneradores, su ubicación geográfica exacta y la producción de energía, considerando las pérdidas por el efecto estela de los aerogeneradores. Además, se realiza el diseño de la red eléctrica del parque considerando caídas de tensión y pérdidas de energía. Finalmente se realiza una estimación del valor en dólares americanos del costo total del parque eólico estudiado.

## **Abstract**

This paper details the design of a wind farm for the Santa Cruz island of 2,24 MW. The present project consists of three chapters of which the first chapter has a bibliographical study with assessment of the basic components of a wind farm, the topologies for the electrical connection and the distribution of the wind turbines in a wind farm.

The second chapter details the area where the wind farm will be located considering the protected areas of Galapagos, as well as the study of the existing wind resource. For this project, the real wind speed and wind direction data obtained by the Geological and Energy Research Institute is considered.

In the third chapter, the design of the wind farm is detailed. For this design, the number of wind turbines is calculated considering the area, the wind speed and the power losses. By this design, the power plant proposed considers three wind turbines separated by a distance of 870 m. Taking into consideration the location and the rated power of the wind turbines, the electrical design is developed. For this design, the calculation of cables and is detailed. Furthermore, the design considers the equipment necessary to install the cables in the area.

# Introducción

## A1. Contextualización

La conservación de los recursos naturales y la protección del medio ambiente son temas de gran relevancia que preocupan al mundo entero. Las centrales de generación de energía convencionales son fuentes contaminantes que día tras día van terminando con la vida del planeta (Acevedo, 2014). Es un hecho que la demanda de energía vaya incrementando, pero para satisfacer esta demanda se debe pensar en fuentes de energía limpia las cuales minimicen la contaminación ambiental (Mosquera, 2017).

Ecuador es un país rico en recursos renovables, pero lastimosamente ha dependido en gran medida de los combustibles fósiles como fuente de energía. La energía eólica es apenas aprovechada para generación de energía eléctrica siendo una fuente de energía eficiente y sustentable que se espera en un futuro prevalezca y remplace a las energías no renovables (MEER, Atlas Eólico del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica, 2013).

## A2. Planteamiento del problema

Las Islas Galápagos, más conocidas como las “Islas Encantadas” son famosas a nivel mundial por sus numerosas especies endémicas y poseer una flora y fauna única, por lo cual fueron declaradas por la UNESCO Patrimonio Natural de la Humanidad. En esta región habitan cerca de 30,000 personas y casi 200 000 la visitan cada año (MEER, Atlas Eólico del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica, 2013). Lastimosamente gran parte de energía eléctrica que provee a estas islas proviene de combustibles fósiles que día a día van degradando a su ecosistema contaminando áreas protegidas y amenazando el medio ambiente en el que habitan un sin número de seres vivos (Cultural, 2010).

A lo largo del tiempo han existido un sin número de problemas que han afectado seriamente a esta región, uno de ellos se ocasionó en el 2001, año en el cual existió un derrame de 757 mil litros de combustible en las costas de la isla San Cristóbal, material que era destinado para el funcionamiento de las centrales térmicas (AMBIENTE, 2019).

Es por esto que es necesario desarrollar soluciones con generación eléctrica a partir de energías renovables como es el caso de la energía eólica y así fortalecer la matriz energética del País (Cruz, 2018).

### **A3. Justificación**

Actualmente el Plan Nacional de Eficiencia Energética eje Galápagos 3.6 ha manifestado la necesidad de adoptar medidas y ejecutar acciones tendientes a impedir la degradación del hábitat y el impacto ecológico. Como parte de este compromiso, la planificación energética en las islas se realiza considerando la iniciativa Cero Combustibles Fósiles en Galápagos, que pretende erradicar el uso de combustibles derivados del petróleo en el archipiélago, mediante el desarrollo de proyectos de energías renovables no convencionales y el uso racional de la energía (MEER, 2016).

### **A4. Alcance**

El siguiente proyecto tendrá como objeto el diseño de un parque eólico para la isla Santa Cruz en la región insular ecuatoriana, para ello se utilizarán datos reales proporcionados por el Instituto de Investigación Geológico y Energético. También se realizará un estudio bibliográfico sobre la tecnología actual de aerogeneradores y en función del potencial eólico estudiado, se calculará la capacidad de generación y la energía total que proveerá el parque.

### **A5. Objetivo General**

Diseñar un parque eólico para la isla Santa Cruz de la región insular del Ecuador utilizando el recurso eólico existente.

### **A6. Objetivos Específicos**

Estudiar las topologías y componentes de plantas eólicas.

Dimensionar el parque eólico de acuerdo a la capacidad eólica de la isla Santa Cruz.

Diseñar el parque eólico considerando cada uno de sus componentes.

# CAPÍTULO 1

## COMPONENTES Y TOPOLOGÍAS DE UN PARQUE EÓLICO

El siguiente capítulo presenta el estudio del arte con respecto a los parques eólicos. En la primera sección se analiza los componentes básicos como son: aerogeneradores, transformadores, cables y protecciones. Luego, se explica la clasificación existente de los aerogeneradores y sus definiciones básicas. Finalmente se explica las topologías comúnmente utilizadas para la conexión eléctrica de los aerogeneradores en conjunto con una explicación de la distribución de los mismos.

### 1.1 Introducción

La generación eólica es una fuente de energía eléctrica plenamente competitiva frente a las fuentes de energía convencionales. Según reportes de El Global Wind Energy Council, al término del año 2017 existieron 539 GW eólicos instalados en el mundo. Europa y Asia son los principales aportadores de esta energía (NTUA, 2018) y (GWEC, 2017).

El país que cuenta con el mayor número de potencia instalada es China quien representa el 35 % con un total de 188 GW. Estados Unidos de Norte América se encuentra en segundo lugar, con un equivalente del 17 % y cuenta con una potencia instalada de 89 GW. En tercer lugar, está Alemania que representa el 10 % y tiene una potencia instalada de 56 GW. En la Figura 1 se presenta el top 10 de los países que cuentan con mayor capacidad de potencial eólico instalado a nivel mundial (GWEC, 2017).

El desarrollo de la energía eólica en Latinoamérica es relativamente bajo a comparación de los países europeos. A nivel global únicamente abarca el 3 % con una capacidad conjunta instalada de 17 GW. Los países más destacados son: Brasil, Chile, Argentina y Costa Rica (GWEC, 2017).

Ecuador cuenta con apenas 21,15 MW instalados. Los lugares más destacados son: La Isla San Cristóbal e Isla Baltra de la Región Insular del país. En la provincia de Loja se encuentra uno de los proyectos más importantes del Ecuador construido en los últimos años, el cual pretende promover el uso de esta fuente de energía en el País y en Latinoamérica (ARCONEL, 2018).

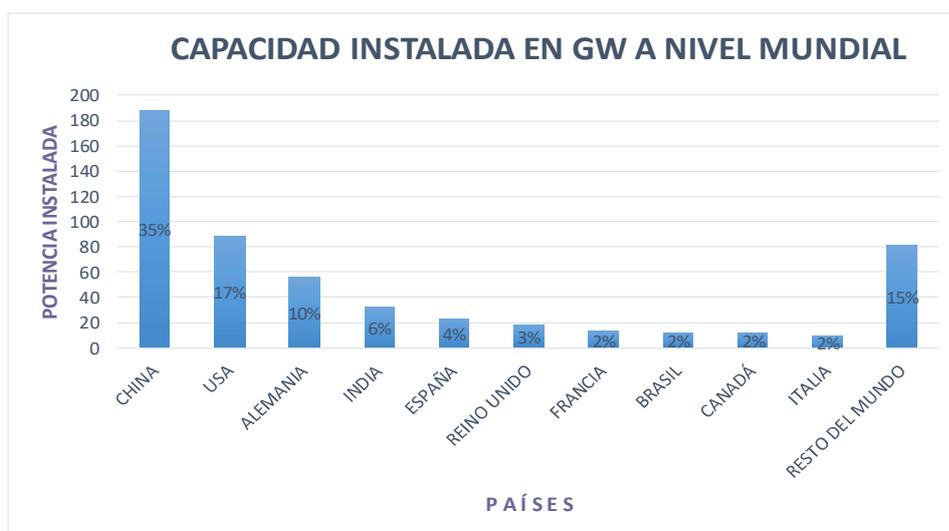


Figura 1. Capacidad instalada de potencia eólica a nivel mundial.  
Fuente: (GWEC, 2017).

Las islas Galápagos cuentan con una potencia instalada total de 33.95 MW. La suma de todas las fuentes de energía renovable es 7,237 MW, mientras que en fuentes no renovable la potencia instalada es de 26,713 MW. En la Tabla 1.1 se observa detalladamente la potencia instalada total que abastece de energía eléctrica a toda la región insular del Ecuador (Renovables M. d., 2018).

TABLA 1.1 Potencia instalada por tipo de fuente de las islas Galápagos.

Tipo de fuente	Central de Generación	Potencia Instalada en MW	Total en %
<b>Energías Renovables</b>	Santa Cruz Solar Puerto Ayora	1,53	4,70
	Isabela Solar Aislados	0,952	2,80
	Santa Cruz Solar Aislados	0,01	0,03
	Floreana Perla Solar	0,02	0,06
	Floreana Solar Aislados	0,01	0,03
	Baltra Solar	0,07	0,20
	San Cristóbal Solar	0,01	0,03
	San Cristóbal Eólico	2,4	7,06
	Baltra Eólico	2,25	6,62
<b>Total Renovable</b>		<b>7,237</b>	<b>21,31</b>
<b>Energías no Renovables</b>	Térmica Isabela	2,625	7,73
	Térmica Floreana	0,288	0,84
	Térmica Santa Cruz	14,81	43,62
	Térmica San Cristóbal	8,99	26,48
Total No Renovable		26,713	78,68
Total Generada		33,95	100

Fuente: (Renovables M. d., 2018).

Durante el año 2018 en las islas Galápagos se generó 56 897,63 MWh. Del 100 % de energía únicamente el 16 % se abasteció por centrales de energía renovable, mientras que el 84 % restante fue por fuentes de energía no renovables. ELECGALÁPAGOS abastece de energía a 12 484 clientes de los cuales el 60 % habita en la isla Santa Cruz y es el lugar en donde existe mayor demanda de energía en la región (Renovables M. d., 2018).

Para el desarrollo del presente parque eólico es necesario conocer los conceptos fundamentales de los elementos que lo conforman. Es por ello que se aborda los siguientes temas: Componentes de un parque eólico, clasificación de aerogeneradores, configuración de un parque eólico, área geográfica y distribución de los aerogeneradores.

## **1.2 Componentes de un Parque Eólico**

Un parque eólico es un conjunto de instalaciones y equipos que trabajan para transformar la energía cinética del flujo del viento en energía eléctrica ( Cucó Pardillos, 2017). Debido a las peculiares características del viento, el aprovechamiento de esta energía exige una tecnología completa. A continuación, se describirán los equipos más importantes que posee un parque eólico (Hernández Miranda, 2018).

### **1.2.1 Aerogenerador**

Un aerogenerador es una máquina eléctrica rotativa destinada a transformar la energía eólica en energía eléctrica (Guillén, 2015). Para transformar la energía eólica en electricidad, el aerogenerador debe captar la energía cinética del viento a través del rotor aerodinámico y la transforma en energía mecánica que concentra sobre su eje de rotación (Guillén, 2015).

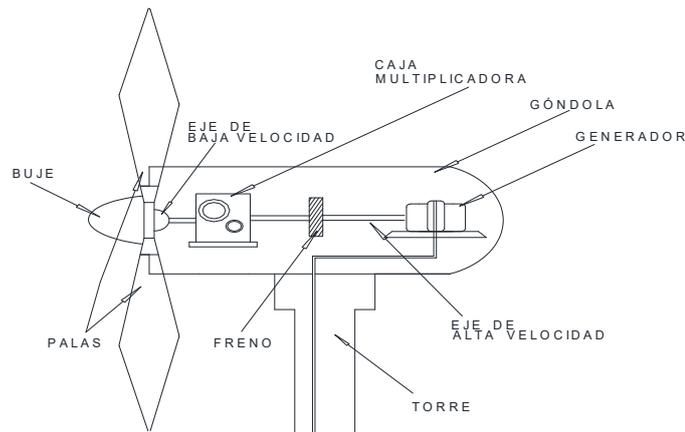


Figura 2. Partes Principales de un Aerogenerador.  
Fuente: ( Cucó Pardillos, 2017).

Los aerogeneradores según su eje de rotación se clasifican en horizontal o vertical<sup>1</sup>. La estructura más utilizada en el mundo es el aerogenerador de eje horizontal cuyos componentes principales se observan en la Figura 2 y se describen a continuación (Quezada, septiembre 2015):

- **Rotor:**

Sus componentes son el buje y las palas, (normalmente tres palas, según el modelo del aerogenerador). Las palas son las encargadas de capturar la energía del viento y transmitirla hacia el buje, el cual se conecta al eje de baja velocidad y por medio de él se transfiere la energía capturada al generador. En el eje también se encuentra el freno aerodinámico que permite cambiar el ángulo de las palas para limitar la potencia entrante (Herbert, Iniyan, Sreevalsan, & S. Rajapandian, 2017).

- **Góndola:**

La góndola está compuesta de: caja multiplicadora, eje de alta velocidad y el generador. La caja multiplicadora convierte la velocidad de entrada comúnmente de (18-50-RPM) a una velocidad de salida de (1750 RPM). El generador puede ser síncrono o

---

<sup>1</sup> Los aerogeneradores de eje horizontal, poseen los ejes principales paralelamente al suelo. Necesita un control de orientación al viento ( Cucó Pardillos, 2017).

Los aerogeneradores de eje vertical, tiene los ejes principales perpendiculares al suelo ( Cucó Pardillos, 2017).

asíncrono. Los más utilizados en la actualidad son los síncronos cuya velocidad es variable y se requiere de un controlador electrónico que se conoce como Convertidor de electrónica de potencia (Gil, 2014).

- **Torre:**

La torre es una parte del aerogenerador que en su interior se distribuye todo el sistema de conexión con la red eléctrica, su altura oscila entre los 40 y 80 metros según la potencia y aplicación (Association, 2017).

- **Plataforma:**

Las plataformas generalmente están construidas de concreto reforzado, y sobre ella se atornilla la torre del aerogenerador. Al instalar el aerogenerador en el mar, las plataformas pueden ser de dos tipos: fija es cuando su estructura va unida al fondo marino y flotante cuya estructura maneja técnicas de flotabilidad (Herbert, Iniyan, Sreevalsan, & S. Rajapandian, 2017).

### **1.2.2 Transformador.**

Los transformadores son máquinas eléctricas estáticas que están conformadas por dos bobinados, un primario y un secundario acoplados magnéticamente. En el caso de los aerogeneradores el nivel de voltaje que obtenemos en la salida es de bajo voltaje y se debe elevarlo comunmente a medio voltaje (menores a 25 kV) (Guillén, 2015).

El transformador utilizado es un elevador, en el cual uno de los bobinados se conecta al lado del aerogenerador, mientras que el otro lado se conecta hacia la subestación o a la red de distribución según sea el caso ( Cucó Pardillos, 2017).

Usualmente en parques eólicos se utilizan transformadores trifásicos del tipo pedestal (Pad Mounted) en conexión estrella-delta, con un neutro a tierra. Este tipo de transformador cuenta con enfriamiento natural sumergido en aceite ( Cucó Pardillos, 2017). En algunos casos el transformador se encuentra ubicado en la propia góndola o junto a su base (Guillén, 2015).

En la Figura 3 se muestra el esquema de un aerogenerador donde el transformador de voltaje/medio voltaje se encuentra en la góndola y en la base se encuentra la celda de

medio voltaje en la que se incorpora equipos de regulación, control y protección (Guillén, 2015) (Villarrubia, 2013).

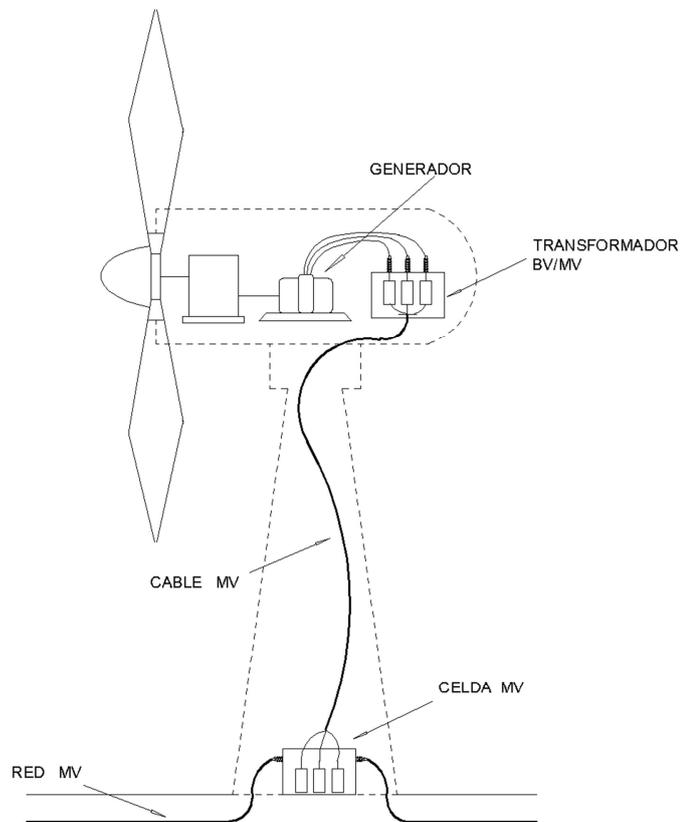


Figura 3. Esquema eléctrico de un Aerogenerador.  
Fuente: (Villarrubia, 2013).

### 1.2.3 Conductores eléctricos

La función principal de los conductores es recoger la energía producida por cada uno de los aerogeneradores generalmente en bajo voltaje y por medio de un transformador elevar a medio voltaje con el objetivo de disminuir las pérdidas eléctricas ocasionadas por el transporte. Esta energía se transporta hasta la subestación del parque y desde ésta hasta la conexión con la red (Cucó Pardillos, 2017).

Los parques eólicos construidos actualmente manejan líneas eléctricas soterradas que se interconectan desde los aerogeneradores hasta la subestación (Cables Spain, 2017). Trabajan con voltajes generalmente menores a 25 kV y cables con aislamiento seco de uno o varios conductores por fase. El tipo de conductor se escoge en función de la potencia a

transportar, caída de voltaje admisible y longitud de la línea hasta la subestación (Méndez & Rodríguez, 2015).

#### **1.2.4 Sistemas de Protección**

El sistema de protección tiene como fin salvaguardar la integridad física del personal operativo encargado de realizar maniobras de puesta en marcha o mantenimiento del parque eólico. También es el encargado de proteger el conjunto de equipos que está conformado dicho parque. A continuación, se describen los tipos de protección de un parque eólico (Villarrubia, 2013).

##### **a) Protección frente a sobrevoltajes.**

La función principal de este tipo de protección es proteger todo el equipamiento del aerogenerador contra sobrevoltajes producidos por descargas atmosféricas. Los daños ocasionados por el impacto de un rayo conllevan pérdidas en reparación y producción por paralización, las cuales generalmente son muy elevadas. En la Figura 4 se muestra un esquema en donde se puede observar la ubicación de este dispositivo de protección, que se encuentre tanto en el aerogenerador como en el transformador (Renovables & TESICNOR, 2014).

##### **b) Protección frente a cortocircuitos**

La función principal de este tipo de protección es interrumpir y restablecer la conducción de la corriente eléctrica en el circuito eléctrico del parque eólico y la red. En la Figura 4 se muestra un esquema en donde se observa los dos tipos de interruptores de protección que se describen a continuación (Méndez & Rodríguez, 2015):

- **Interruptor automático generador:**

El interruptor automático del generador tiene la misión de proteger a los equipos frente a sobrecargas y cortocircuitos, estos pueden ser ocasionados por la red como también por fallas internas en el propio generador (Villarrubia, 2013).

- **Interruptor automático principal:**

El interruptor automático principal cumple la función de protección y separación del circuito de generación, con el circuito de consumo exterior. Este dispositivo aparte de proteger a los equipos, es un dispositivo que permite realizar una desconexión visible y se lo utiliza para el mantenimiento del aerogenerador o la red que se conecta a él (Villarrubia, 2013).

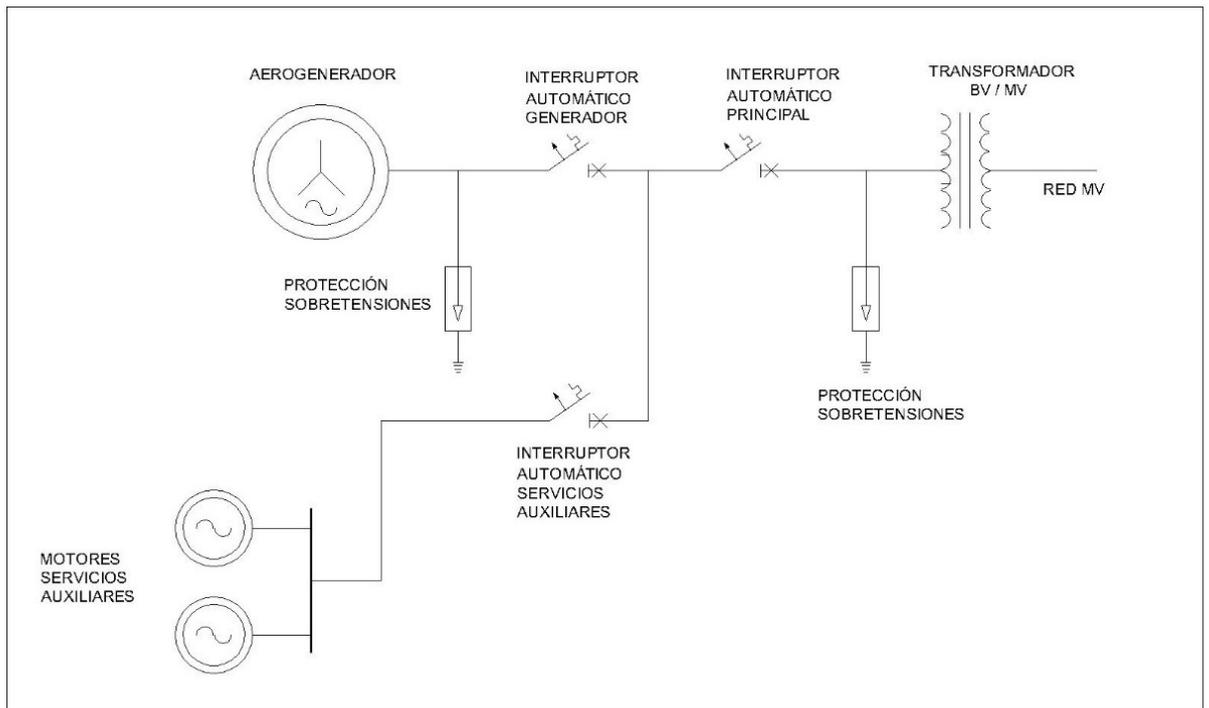


Figura 4. Esquema de la interconexión de un aerogenerador a la red.  
Fuente: (Villarrubia, 2013).

### 1.3 Clasificación de Aerogeneradores de acuerdo a su operación y control.

Los aerogeneradores se clasifican según el control de velocidad. A continuación, se describen los cuatro tipos de aerogeneradores más utilizados a nivel mundial (Villarrubia, 2013).

- Aerogeneradores de Velocidad Fija.
- Aerogeneradores de Velocidad limitada con resistencia rotórica ajustable.
- Aerogeneradores de velocidad variable basados en máquina de inducción doblemente alimentada.

- Aerogeneradores de velocidad variable conectados a la red a través de un convertidor de plena potencia.

### 1.3.1 Aerogeneradores de Velocidad Fija

El aerogenerador de velocidad fija se compone de un rotor de tres palas, una caja multiplicadora y un generador de inducción tipo jaula de ardilla. El estator del generador se conecta a un arrancador suave basado en componentes de electrónica de potencia (tiristores), su objetivo es suavizar el pico de corriente que consume de la red en el momento del arranque. El arrancador suave se conecta directamente al transformador elevador como se representa en la Figura 5 (Guillén, 2015).

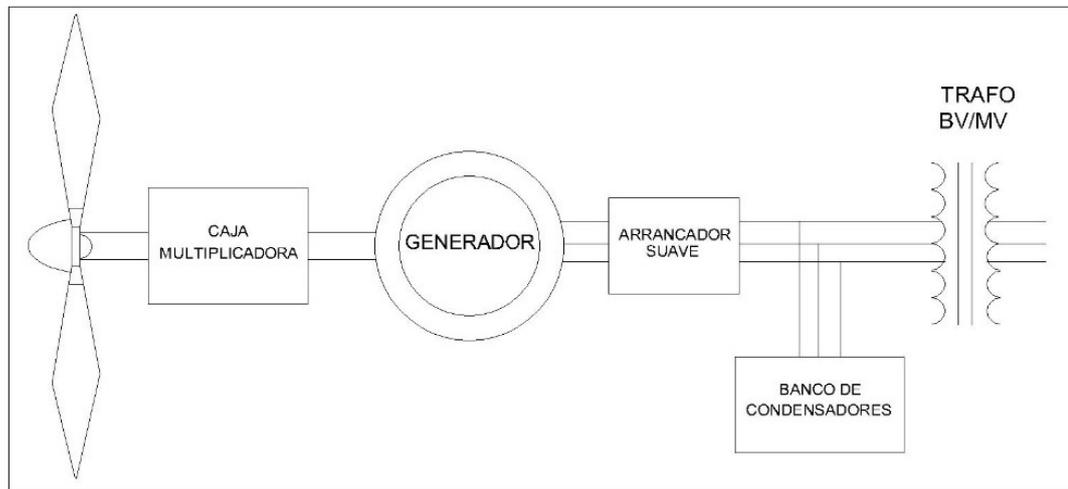


Figura 5. Aerogenerador de velocidad fija.  
Fuente: (Sánchez, 2015).

Es importante recalcar que el banco de capacitores que se conecta en paralelo al arrancador suave tiene el objetivo de compensar la energía reactiva que consume el generador en el momento del arranque. (Guillén, 2015)

El coste de producción relativamente bajo, la robustez del sistema y su control directo fueron sus principales ventajas. Una de las desventajas es que opera a una velocidad constante, por lo cual no aprovecha plenamente el potencial del viento. (Quezada, septiembre 2015)

### 1.3.2 Aerogeneradores de Velocidad Limitada con resistencia rotórica ajustable

Este tipo de aerogenerador posee los mismos componentes que los aerogeneradores de velocidad fija. La diferencia es que el rotor del presente generador de inducción es de tipo bobinado y cuenta con una resistencia variable externa, tal como se representa en la Figura 6 (Guillén, 2015).

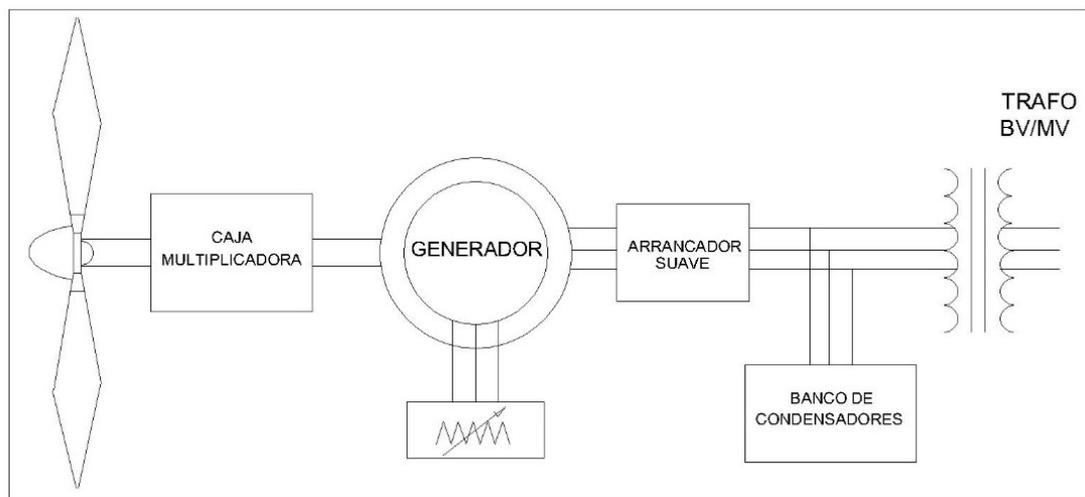


Figura 6. Aerogenerador de velocidad limitada con resistencia rotórica ajustable.  
Fuente: (Sánchez, 2015).

Las resistencias variables tienen la función de controlar las corrientes rotóricas, ayudando a mantener constante la potencia generada por la máquina. En este tipo de generador se controla la velocidad del campo magnético del generador, incluso en caso de que haya ráfagas de viento. De esta manera se controla el par, lo cual facilita la generación de potencia constante (Van Hertem, 2016).

Una desventaja es que la turbina del generador debe girar a una mayor velocidad para producir la misma potencia. Además, recae pérdidas de energía debido a la resistencia conectada al rotor. El estator aún se encuentra conectado al transformador y a la red, pero en caso que exista una falla en la red eléctrica el aerogenerador se desconecta automáticamente (Guillén, 2015).

### 1.3.3 Aerogenerador de Velocidad variable basados en máquinas de inducción doblemente alimentada

Los generadores de inducción con rotor doblemente alimentado son utilizados en aerogeneradores de alta potencia. En este caso el generador conserva el tipo rotor bobinado, en donde el estator se encuentra conectado directamente a la red a través del transformador elevador (Villarrubia, 2013).

El aerogenerador cuenta con una alimentación doble que se basa en un convertidor de potencia AC-DC-AC que se conecta entre el transformador elevador y el rotor. El generador de inducción generalmente trabaja a velocidad variable y el control se realiza por medio de la inyección de corrientes de frecuencia variable al devanado del rotor (Sánchez, 2015).

La velocidad variable del rotor eólico disminuye los esfuerzos y la fatiga de los componentes mecánicos, así como también las fluctuaciones de voltaje. Por otra parte aprovecha mejor la energía del viento, en especial a bajas velocidades (Villarrubia, 2013).

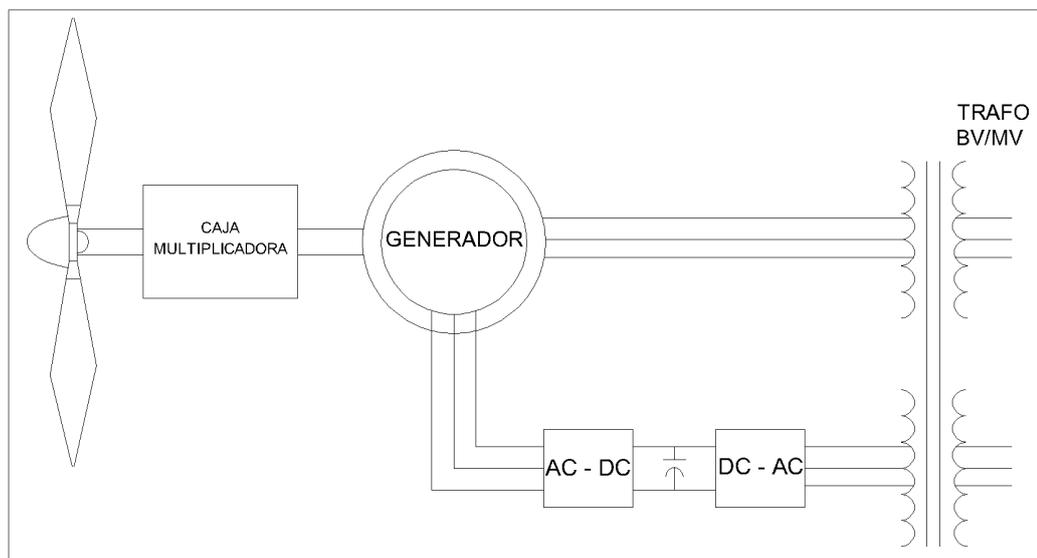


Figura 7. Aerogenerador de velocidad variable basados en máquinas de inducción doblemente alimentada.

Fuente: (Sánchez, 2015).

En la Figura 7 se puede observar el aerogenerador de velocidad variable doblemente alimentado en donde el convertidor AC-DC-AC reemplaza a la resistencia rotórica variable (Quezada, septiembre 2015).

### 1.3.4 Aerogeneradores de velocidad variable basados en convertidor de plena potencia

Finalmente se describe el aerogenerador de velocidad variable con conversión total. Este tipo de generador es similar al generador anteriormente descrito, con la diferencia que dispone un convertidor back to back de onda completa conectado en serie al estator del generador, tal como se muestra en la Figura 8 (Guillén, 2015; Guillén, 2015).

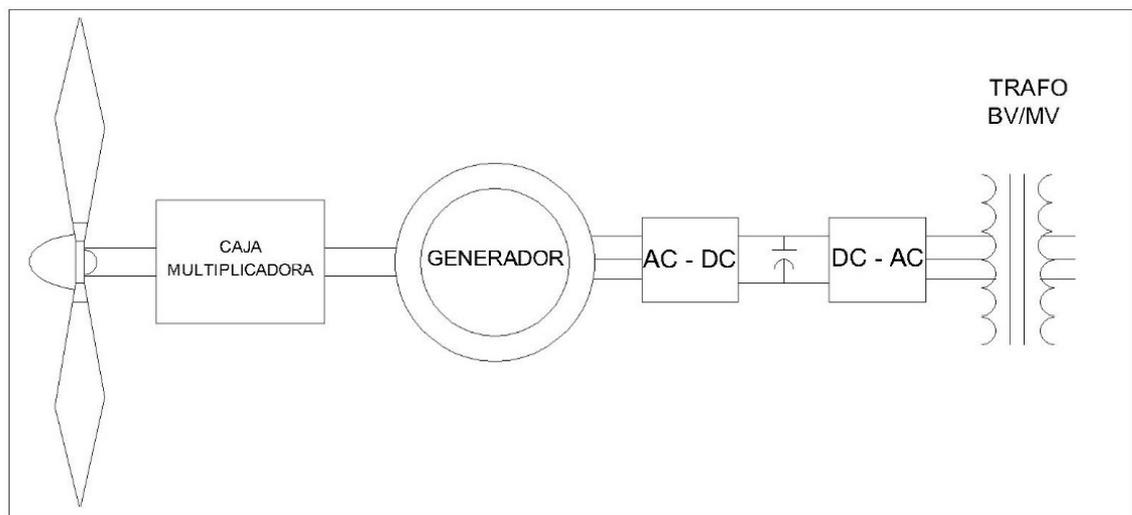


Figura 8. Aerogenerador de velocidad variable basados en convertidor de plena potencia.  
Fuente: (Sánchez, 2015).

El convertidor back to back en electrónica de potencia, hace referencia a dos dispositivos de igual características conectados en distintas polaridades. En este caso encontramos un convertidor AC-DC conectado en serie a un convertidor DC-AC.

En este caso el generador puede ser síncrono o de inducción. Se puede utilizar los dos tipos de generadores gracias a la capacidad de los convertidores de potencia. La potencia reactiva necesaria para el funcionamiento de la máquina puede ser suministrada por el convertidor del lado de la máquina, a pesar de ello no se debe descartar la incorporación de la caja multiplicadora. El motivo es la dificultad de la construcción de un generador multipolos por lo cual incrementa las dimensiones de la máquina. Dado el caso de fabricar dicha máquina se reduce el costo de la caja multiplicadora, pero aumenta el costo del generador multipolos (Quezada, septiembre 2015).

## **1.4 Configuración de un parque eólico**

A continuación, se describe sobre los tipos de configuración eléctrica de un parque eólico. La red eléctrica se conecta desde los transformadores de los aerogeneradores hasta la subestación del parque. Generalmente cada aerogenerador posee su propio transformador a Medio Voltaje, pero desde la subestación hacia la red exterior el voltaje se eleva a nivel de transmisión o alto voltaje ( Cucó Pardillos, 2017).

Cada circuito perteneciente a la configuración del parque incluye todos los componentes que permiten la integración del aerogenerador con la red: Interruptores, transformadores, cableado de conexiones entre turbinas, convertidores de potencia de cada generador, etc. (Guillén, 2015).

Los parques eólicos pueden tener ciertas topologías de interconexión eléctrica. A continuación, se describirá los cuatro tipos de sistemas que más se utilizan en el mundo (Usón Sabaté, 2014).

### **a) Radial**

Un sistema radial está constituido por un único camino en donde los aerogeneradores se conectan a un solo punto de interconexión. El número de aerogeneradores que pueden conectarse en cada fila depende de la potencia nominal de cada aerogenerador y la sección del cable. En la Figura 9 se muestra el esquema de un sistema radial de un parque eólico (Usón Sabaté, 2014).

Generalmente se maneja una potencia máxima de 8 MW, por ejemplo 4 aerogeneradores de 2 MW. El objetivo es que la sección del cable no impida su manejo al momento de realizar las conexiones en los cuartos de las turbinas y de la subestación ( Cucó Pardillos, 2017).

Este tipo de sistema, es el más común, sencillo y económico ya que permite el uso de un concepto de protección simple, una posibilidad de control más sencilla y con un recorrido del cable mucho más corto que las configuraciones que se describen más adelante. Sin embargo, presenta algunos problemas de confiabilidad, ya que si ocurre una falla en el cable que conecta la primera turbina con el terminal de la red, se pierde toda la energía generada por las demás turbinas (Gil, 2014).

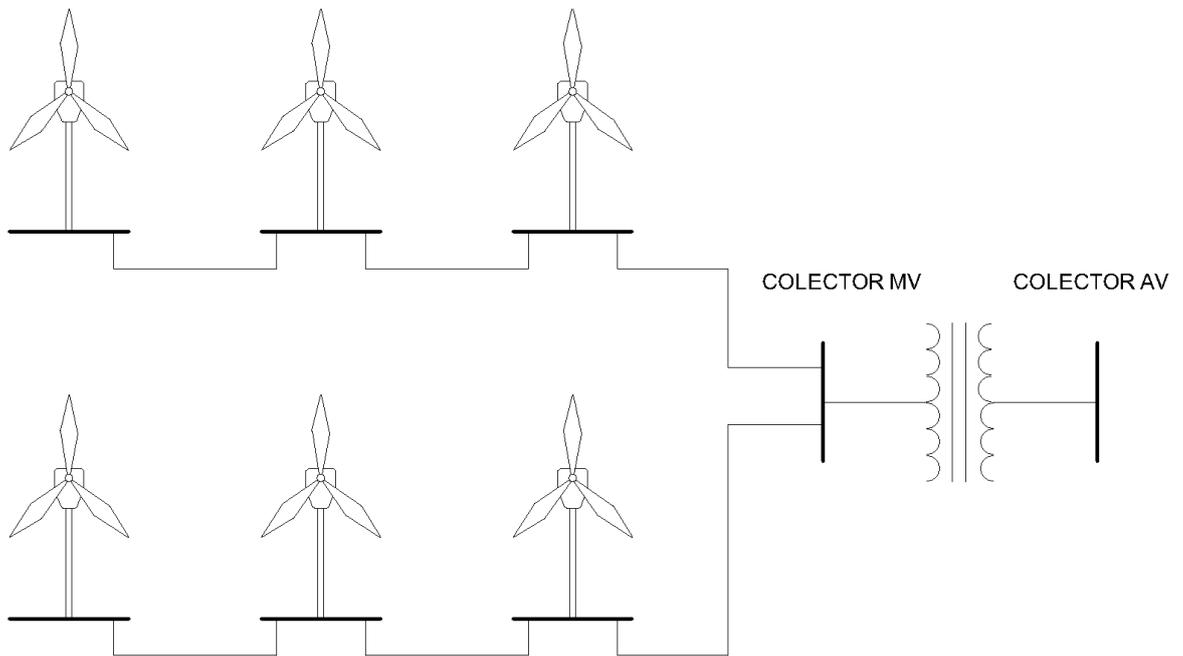


Figura 9. Configuración de conexión radial.  
Fuente: (Gil, 2014).

## b) Anillo simple

Esta configuración nace con el fin de mejorar la confiabilidad de la configuración tipo radial pero debido a que se aumenta el número de cables, el sistema es más costoso. La conexión en esta configuración consiste en conectar las dos turbinas de los extremos al colector de Medio Voltaje de la subestación a través de un interruptor normalmente abierto (León & Espinoza, 2016).

Esta configuración proporciona una ruta de cableado auxiliar, es decir en caso de que ocurra una falla en el cable principal la energía se podrá transmitir a través del cableado auxiliar. A diferencia de la configuración en anillo doble es que la sección del conductor no se sobredimensionara. En la Figura 10 se puede observar el esquema de la configuración en anillo simple de un parque eólico (Gil, 2014).

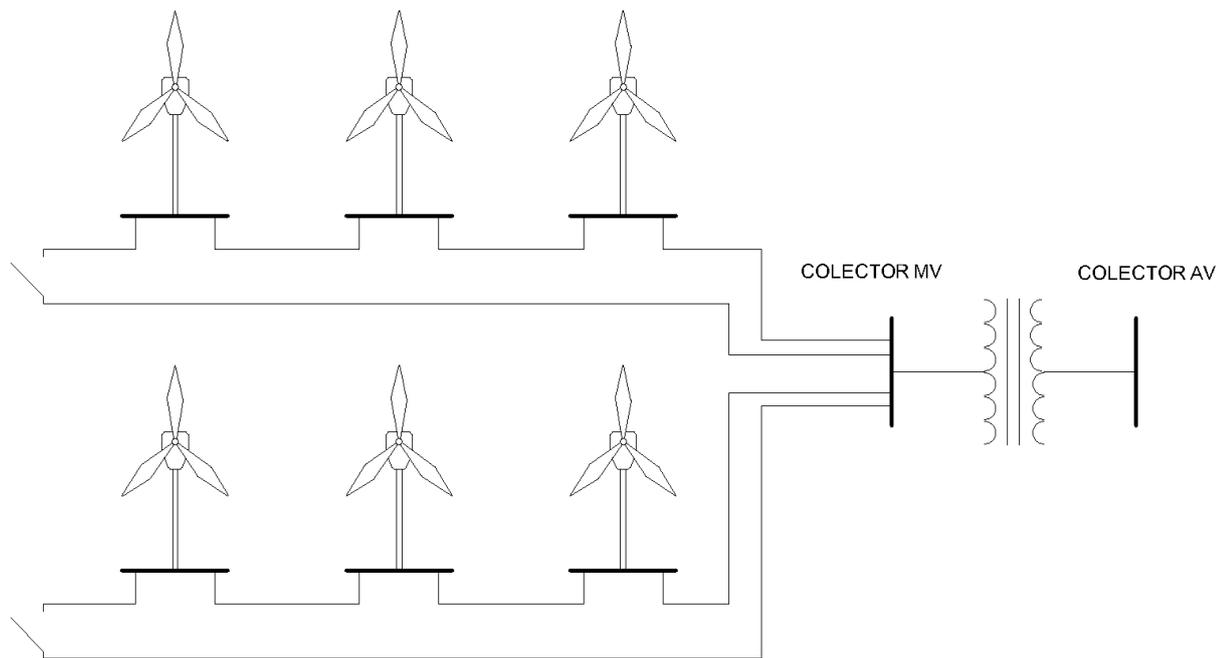


Figura 10. Configuración de conexión en anillo.  
Fuente: (Gil, 2014).

### c) Anillo doble

Esta configuración consiste en conectar entre si todos los últimos aerogeneradores de cada fila a través de un interruptor normalmente abierto. La desventaja en este tipo de interconexión es que el estudio de protecciones es más complejo y los cables deben ser sobredimensionados para permitir la transmisión de energía en caso de falla de cualquiera de las filas del parque (León & Espinoza, 2016).

En la Figura 11 se puede observar la configuración de anillo doble de un parque eólico.

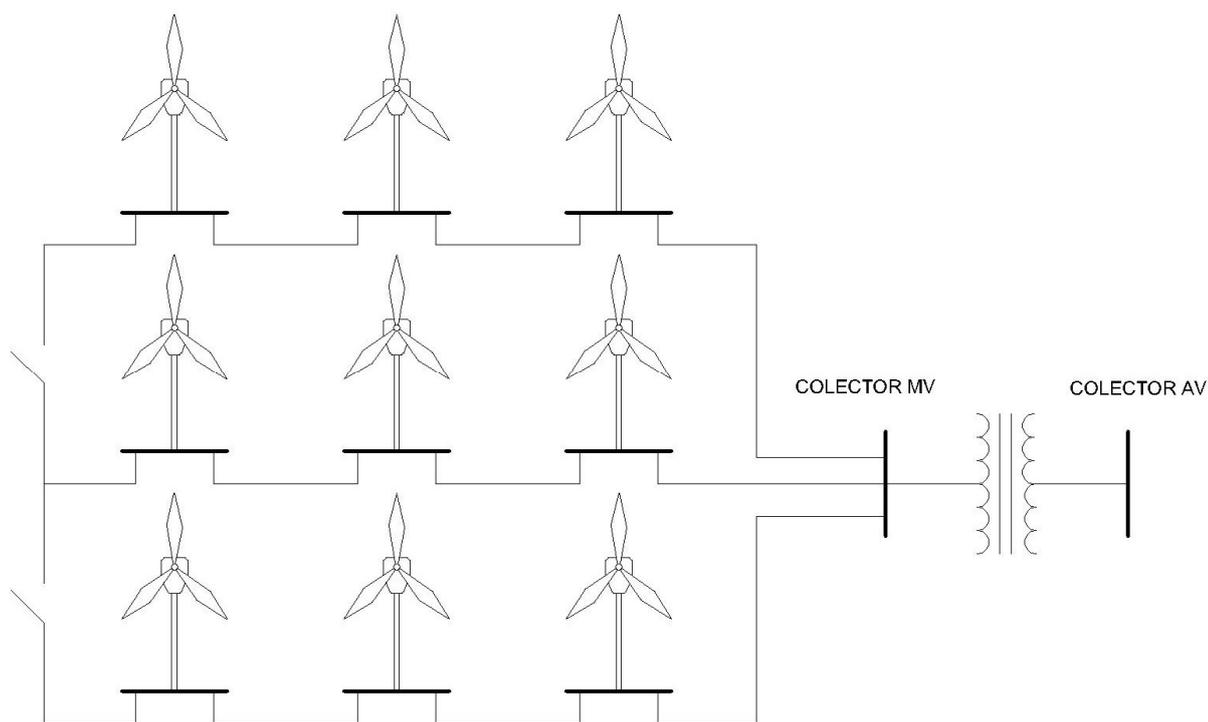


Figura 11. Configuración de conexión en anillo doble.  
Fuente: (Gil, 2014).

#### d) Estrella

En este tipo de configuración cada aerogenerador del parque se conecta directamente al colector central de Medio Voltaje que va al centro de transformación, es por ello que la sección del cable es más pequeña que en las anteriores configuraciones. En caso de producirse una falla en el cable de una turbina, esta no afecta a todo el parque, excepto cuando el fallo se produzca en la conexión principal con el colector (Cucó Pardillos, 2017).

Esta solución es muy flexible y presenta mayor confiabilidad que las anteriores dos configuraciones, pero en cambio debido a que se utiliza cables más largos y con valores de voltaje más bajos las pérdidas en los cables y sus costos son significativamente más altos. En la Figura 12 se muestra un esquema de la configuración en estrella (Hernández Miranda, 2018).

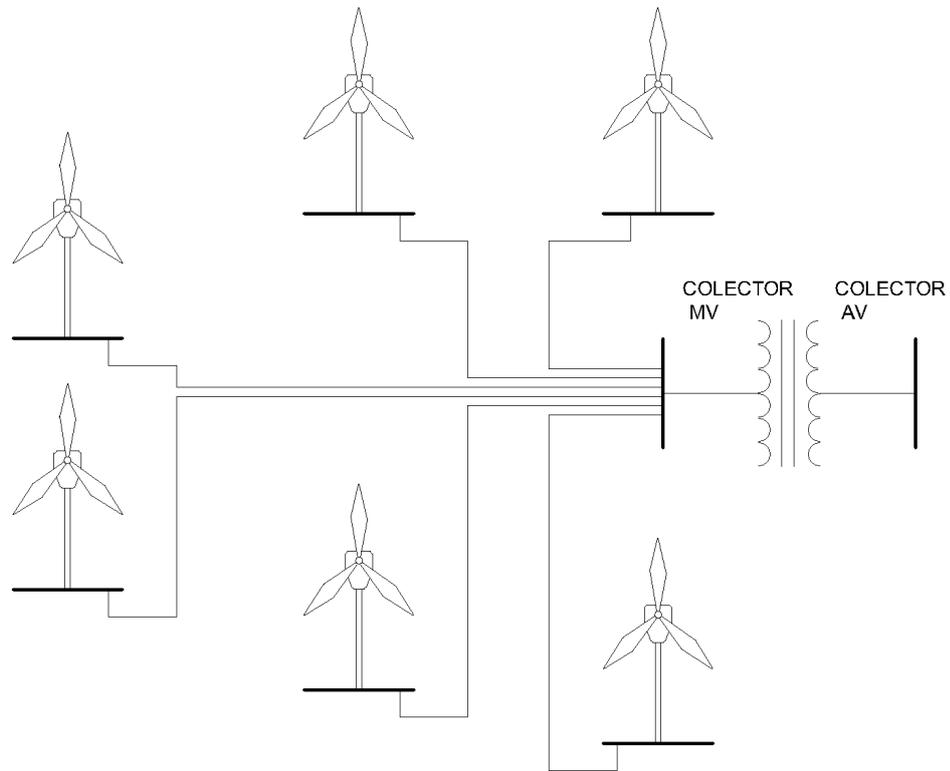


Figura 12. Configuración de conexión en estrella.  
Fuente: (Gil, 2014).

## 1.5 Área geográfica

La ubicación de los aerogeneradores es establecida tomando en cuenta la orografía del terreno y la presencia de obstáculos. A continuación, se describen tres fenómenos que tienen un efecto sobre la velocidad y la dirección del viento (Acevedo, 2014):

### 1.5.1 Efecto túnel

Este fenómeno se presenta cuando el viento toma un camino entre dos edificios altos o en un paso estrecho entre montañas tal y como se observa en la Figura 13. El aire se comprime en la parte de los edificios o de la montaña que está expuesta al viento, y su velocidad crece considerablemente entre los obstáculos del viento. A este fenómeno se le conoce como "efecto túnel" (Guillén, 2015).

En este paso el viento se frena al chocar con la montaña o edificio, de modo que tiende a buscar una salida entre el espacio libre que queda entre el obstáculo. El paso de

viento por el estrechamiento se realiza a una mayor velocidad que la inicial. Colocar un aerogenerador en un túnel de este tipo es una forma inteligente de aprovechar la alta velocidad que provoca este efecto, aunque es necesario considerar la orografía del terreno (García Camacho, 2016).

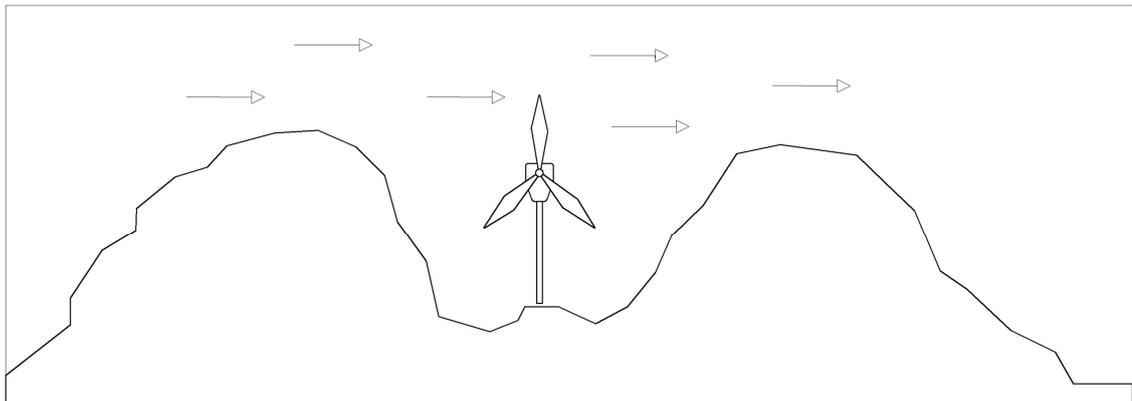


Figura 13. Efecto Túnel.  
Fuente: (Acevedo, 2014).

En el caso de que las colinas sean muy accidentadas, puede haber muchas turbulencias en el área, es decir, el viento soplará en muchas direcciones diferentes y con cambios muy rápidos. Si hay muchas turbulencias, la ventaja que supone la mayor velocidad del viento se verá completamente anulada, y los cambios en el viento pueden causar roturas y desgastes innecesarios en el aerogenerador (Guillén, 2015).

### 1.5.2 Efecto colina

El efecto colina se produce en lugares donde existe una sobreelevación del terreno, y al igual que en el efecto túnel, también deriva en una aceleración de la velocidad. En colinas relativamente aisladas, la velocidad del viento aumenta debido a que en la parte superior de la montaña se produce el choque del viento y se crea una sobrepresión en el aire (Guillén, 2015).

Esta variación de presiones hace que el flujo de viento ascendente se acelere y pase por la cima de la colina una gran corriente (Villarrubia, 2013). En la Figura 14 se muestra un aerogenerador sobre una colina en presencia del efecto colina.

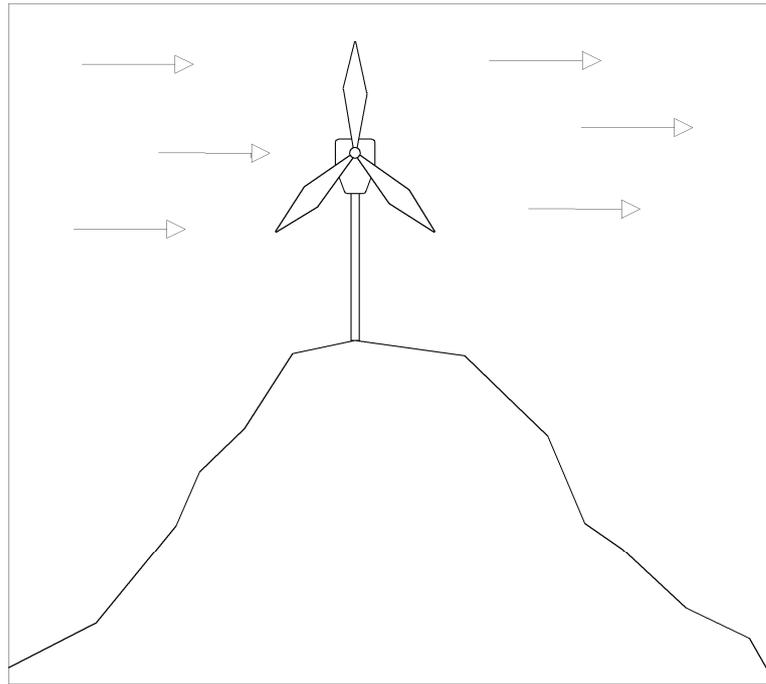


Figura 14. Efecto Colina.  
Fuente: (Acevedo, 2014).

Al igual que en el efecto túnel, se debe tomar en cuenta las turbulencias que se pueden derivar de la orografía del terreno. Por ejemplo, si el perfil de la colina es irregular y escarpado se pueden producir vórtices de viento que contrarrestarían la ventaja que supone el aumento en la velocidad del flujo de aire para el emplazamiento del parque eólico. (Acevedo, 2014)

### 1.5.3 Efecto estela

Un aerogenerador produce energía eléctrica a partir de la energía cinética del viento. El flujo de aire que abandona el aerogenerador con una menor fuerza, velocidad axial y rotando de manera opuesta a la que lo hace el rotor se le conoce como efecto estela. El efecto estela que deja un aerogenerador es una cola de viento bastante turbulenta y ralentizada, la cual puede afectar a los demás aerogeneradores, si estos se encuentran mal ubicados. En la Figura 15 se observa el efecto estela en un parque eólico marino (Usón Sabaté, 2014) (Mosquera, 2017).



Figura 15. Efecto Estela en un parque eólico marino.  
Fuente: ( Steiness, 2012).

El efecto estela que provoca un aerogenerador es alterada tanto por la geometría de las palas como por la velocidad angular de la turbina, y está directamente relacionada con la potencia que la máquina es capaz de generar. El efecto estela que produce un aerogenerador debe ser considerado para el estudio de un proyecto eólico antes de su construcción (García Camacho, 2016).

## **1.6 Limitaciones**

Para seleccionar el área en donde se ejecutará el parque es necesario identificar las limitaciones que impiden de cierta forma la construcción del mismo; algunas de ellas son: Áreas restringidas por protección medioambiental, tema que se estudiará en el capítulo 2, el ruido que provocan los aerogeneradores, molestias de los pobladores por el impacto visual, entre otras. El objetivo principal es determinar la compatibilidad entre la instalación de parques eólicos y el medio ambiente. A continuación, se detallan ciertas limitaciones que deben considerarse para la selección del terreno en donde se pretende ubicar el parque.

### 1.6.1 Impacto acústico

La velocidad de giro del rotor influye directamente en la contaminación acústica. El nivel de ruido de un rotor aumenta con la quinta potencia de la velocidad de la pala. Por esta razón los fabricantes reducen la velocidad rotacional en sus diseños. En la Tabla 1.2 se observa el sonido máximo emitido por un aerogenerador medido en dB(A). El punto de referencia para la medición de un nivel de sonido (ruido) es 0 dB(A), que es el umbral de audición de una persona joven. El umbral del dolor es de 120 dB(A) (Vega & Ramírez, 2013).

TABLA 1. 2 Velocidad de rotor y nivel de ruido para distintos aerogeneradores.

Potencia instalada. kW	Velocidad de giro. Rpm	Nivel de ruido. dB(A)
30	~ 71	~ 93
300	~ 20 - 46	~ 99
1500	9 - 20	~ 104
3000	~ 8 - 19	~ 104 - 107
4500	~ 8 - 13	~ 107

Fuente: (Vega & Ramírez, 2013).

La magnitud decibel dB(A) se mide en escala logarítmica, al doblar la presión sonora el índice aumenta aproximadamente en 3. Un nivel de ruido de 100 dB(A) contiene el doble de energía sonora que uno de 97 dB(A). La intensidad del sonido disminuirá con el cuadrado de la distancia a la fuente sonora, esto significa que a una distancia de 200 metros de un aerogenerador el nivel de sonido será un cuarto del que existe a 100 metros (Vega & Ramírez, 2013).

Generalmente se establece una distancia mínima de protección de 500 m desde el perímetro exterior del parque a la población más cercana y una distancia mínima de 120 metros del eje de las carreteras (ADURCAL, 2019). El objetivo es evitar molestias e interferencias por la contaminación acústica. La distancia mínima de protección también compromete la seguridad de la población, así se evita que al romperse las aspas (que llegan a recorrer hasta 400 m) puedan afectar a la población y a los bienes (IEC 61400-11, 2012).

## **1.6.2 Impacto visual**

El impacto visual depende de la ubicación del parque con respecto a la zona poblada más cercana. Un parque eólico tiene un impacto visual sobre el paisaje. Los aerogeneradores actuales son de gran tamaño y el rotor es visible a varios kilómetros de distancia, alterando el paisaje natural antes de su construcción (Steiness, 2012).

Para mitigar el efecto del impacto visual se ha identificado varias características en el diseño y emplazamiento del parque eólico como: Aumentar la distancia del parque con la población más cercana. El color de los aerogeneradores debe ser gris claro, beige y blanco ya que la pintura permite mitigar el reflejo del sol sobre las palas y que esta se adapte mejor al entorno. Elegir una distribución geométrica simple a lo largo del relieve de una montaña o de la costa y finalmente es importante seleccionar un número pequeño de aerogeneradores de mayor capacidad que muchos aerogeneradores pequeños (Cruz, 2018).

## **1.7 Distribución de los aerogeneradores**

La distribución de los aerogeneradores comúnmente es una distribución en tresbolillo, es decir, deben separarse a una determinada distancia que impidan la influencia entre ellos mismos y así minimizar las pérdidas por el efecto estela. En parques eólicos las pérdidas por estela pueden estimarse como máximo al 5 % (Villarrubia, 2013).

Generalmente, la distancia entre filas y columnas de un parque eólico se diseña en función del diámetro de las palas del rotor. En la Figura 16 se muestra las distancias de separación y la distribución en tresbolillo de los aerogeneradores (Cucó Pardillos, 2017).

A continuación, se presenta los criterios para la separación entre turbinas:

- Para la separación entre aerogeneradores se establece una distancia de 3-5 diámetros del rotor  $D$ .
- Para la separación entre alineaciones se aplican 5-10 diámetros del rotor  $D$ .

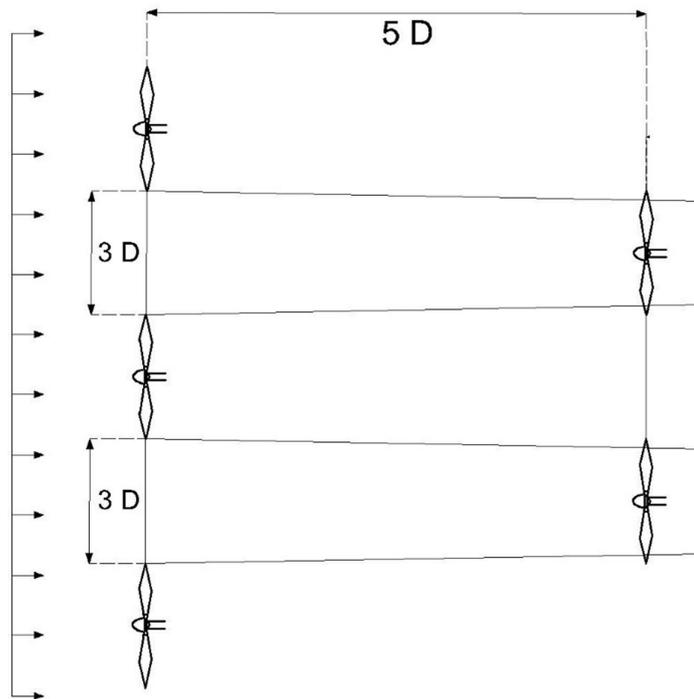


Figura 16. Disposición en tresbolillo y distancias de aerogeneradores en un parque eólico.  
Fuente: ( Cucó Pardillos, 2017).

La configuración del parque eólico en tresbolillo asegura un adecuado aprovechamiento del potencial eólico disponible como para minimizar la afección entre aerogeneradores. Por lo tanto, es conveniente, agrupar los aerogeneradores de un parque en filas perpendiculares a la dirección predominante del viento y respetar las distancias mínimas anteriormente mencionadas ( Cucó Pardillos, 2017).

Considerando el presente estudio del arte, donde se estudió: componentes, topologías, y distribución de un parque eólico, se procederá en el siguiente capítulo realizar el estudio del recurso existente en las islas Galápagos.

# CAPÍTULO 2

## DIMENSIONAMIENTO DEL PARQUE EÓLICO

El siguiente capítulo estudia el potencial eólico existente en el terreno donde será ubicado el parque eólico. En la primera sección se determina los sitios factibles y su extensión superficial en el cual se implementaría el parque eólico. En la segunda sección se estudia por medio de estadísticas los datos de velocidad y dirección del viento de 12 meses comprendidos desde el año 2014 al año 2015. Los datos se obtuvieron a través del Instituto de Investigación Geológico y Energético.

### 2.1 Descripción del recurso eólico en las islas Galápagos

La selección de la ubicación del parque eólico para la isla Santa Cruz se establece con base al recurso eólico que poseen las islas Galápagos. El Atlas Eólico del Ecuador del año 2013 proporciona datos de velocidad y densidad de potencia anual de todo el país en donde se conoce las zonas potenciales para su máximo aprovechamiento energético (MEER, Atlas Eólico del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica, 2013).

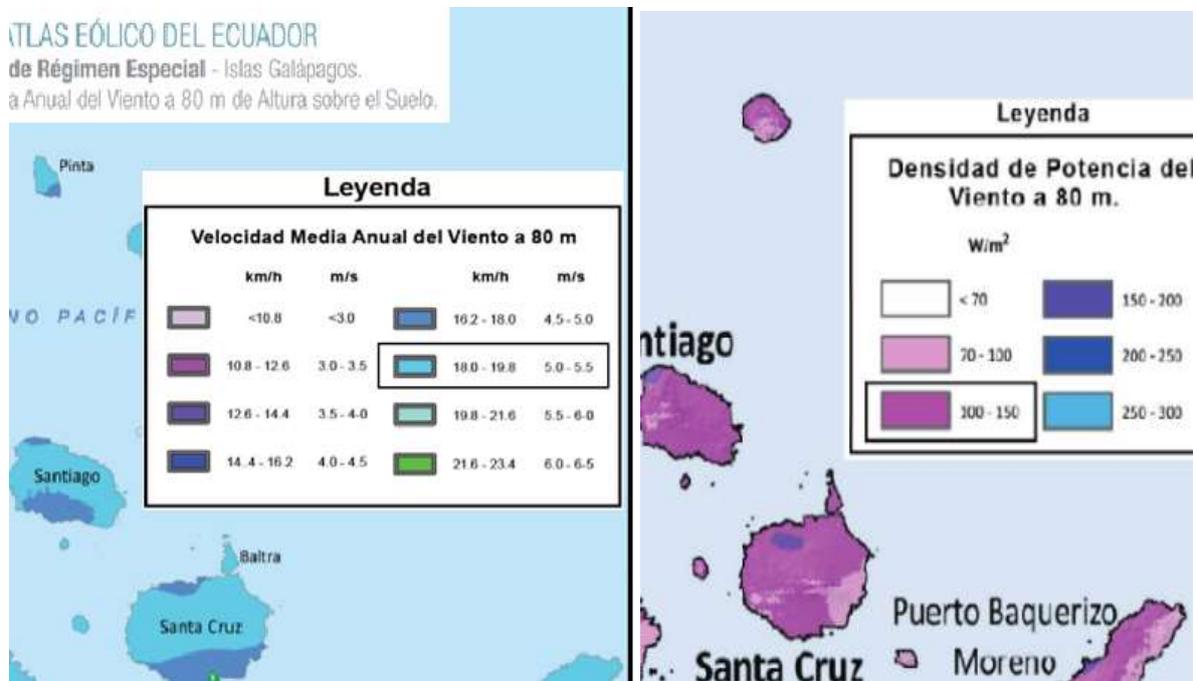


Figura 17. Recurso eólico en la isla Santa Cruz.

Fuente: (MEER, Atlas Eólico del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica, 2013).

En las islas Galápagos la velocidad media anual de viento a una altura de 80 metros, varía de 5,0 m/s a 5,5 m/s, con una densidad de potencia media anual entre 70 a 100 W/m<sup>2</sup>. En la Figura 17 se observa la velocidad de viento media anual y la densidad de potencia media anual de toda la región. Al ser la velocidad media anual superior a 5 m/s se determina que el recurso eólico en Galápagos es adecuado para la implementación de un parque eólico (MEER, Atlas Eólico del Ecuador con Fines de Generación Eléctrica, 2013).

## **2.2 Zonificación de Áreas Protegidas de Galápagos**

Las islas Galápagos son consideradas patrimonio natural de la humanidad y para llevar a cabo la construcción de un proyecto de esta magnitud es necesario una licencia ambiental la cual otorga el ministerio del ambiente ya que el parque eólico se introduciría en el SNAP Sistema Nacional de Áreas Protegidas (Ambiente, Plan de Manejo de las áreas protegidas de Galápagos para el Buen Vivir, 2016). A continuación, se realiza un análisis en donde se descartan áreas protegidas para la ubicación del parque.

En la Figura 18 según el Plan de Manejo de las Áreas Protegidas de Galápagos se observa el Sistema de Zonificación de Áreas Protegidas de Galápagos donde se muestran cuatro tipos de zonas que indican ser aptas o no para la ejecución del proyecto (Ambiente, Plan de Manejo de las áreas protegidas de Galápagos para el Buen Vivir, 2016):

- **Aprovechamiento Sustentable:** Son zonas con ecosistemas claves para la generación de servicios ambientales y el desarrollo sustentable de actividades de la comunidad.
- **Conservación:** Zonas que presentan una alteración mínima de los ecosistemas. No se permite la extracción de recursos.
- **Transición:** Son zonas aledañas a las áreas pobladas, son sitios intervenidos donde hay servicios e infraestructura.
- **Intangible:** Son áreas prístinas y/o restauradas, rodeadas de zonas de conservación. No se permite ningún uso, solo investigación.

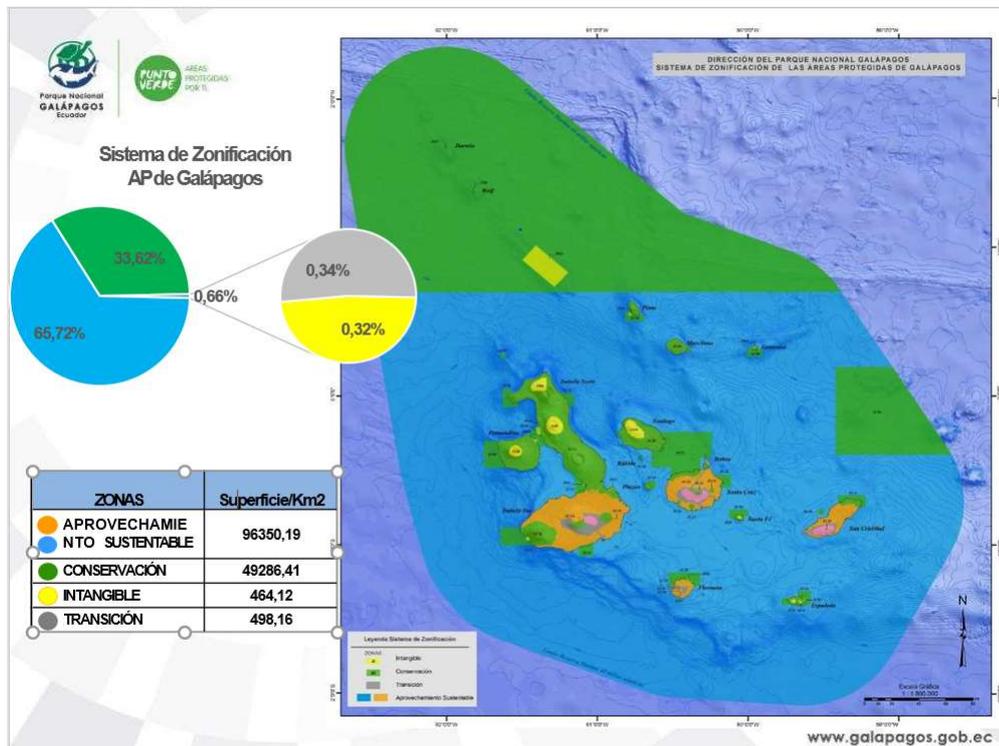


Figura 18. Zonificación de áreas protegidas de Galápagos.  
Fuente: (AMBIENTE, 2019).

Después de estudiar la zonificación de la isla Santa Cruz se determina que existen zonas de aprovechamiento sustentable en las comunidades de Santa Rosa y Bellavista, pero al ser zonas pobladas existen limitaciones como impacto visual y contaminación acústica que deben considerarse, por lo cual estos sectores quedan descartados.

A continuación, se estudian posibles áreas en la isla Baltra, misma que se encuentra ubicada al norte de la isla Santa Cruz y además existe una interconexión eléctrica entre las dos islas. En la Figura 19 se observa zonas no protegidas de las cuales una es el aeropuerto Seymour, entrada principal a las islas Galápagos y al otro extremo se encuentra un antiguo aeropuerto en donde se pretende ubicar el parque (TRAVEL, 2014).

El antiguo aeropuerto fue construido en el año 1941 por la Marina de Estados Unidos durante la segunda guerra mundial para patrullar el canal de Panamá el cual hoy en día se encuentra deshabilitado (TRAVEL, 2014).

La población de la isla Baltra es de cero ya que el lugar es seco y árido, además no cuenta con fuentes de agua potable y la mayor parte de su vegetación desértica se compone de cactus y arbustos (TRAVEL, 2014).

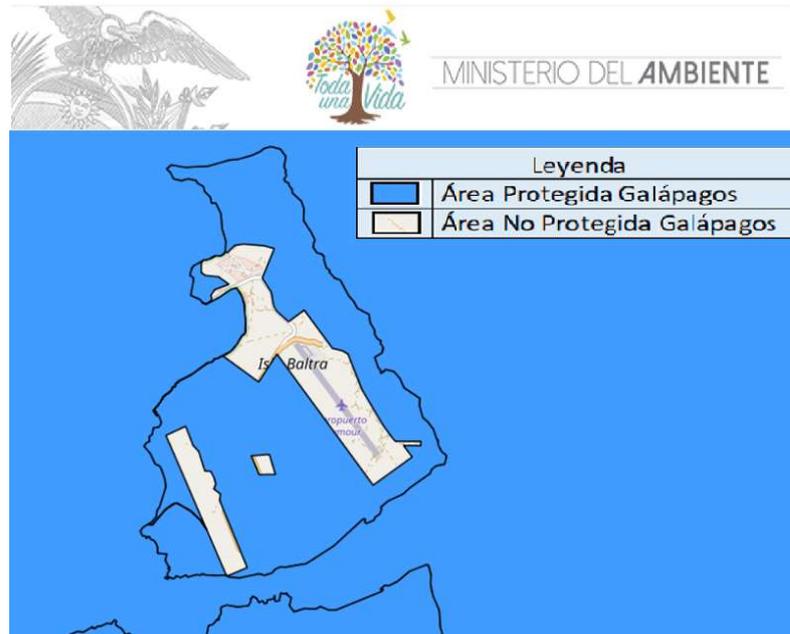


Figura 19. Áreas protegidas y no protegidas de la isla Baltra.  
Fuente: (AMBIENTE, 2019).

Finalmente, la ubicación del parque se establece en el antiguo aeropuerto ubicado cerca del canal de Itabaca ya que es el sector que presenta el menor impacto acústico y visual. A continuación, se estudia las características principales de la red eléctrica que se interconecta entre la isla Santa Cruz y la isla Baltra.

### 2.2.1 Sistema de interconexión eléctrica Baltra - Santa Cruz

La isla Baltra posee un parque eólico de tres aerogeneradores con una potencia instalada de 2,25 MW, Además, cuenta con una subestación con una capacidad de 10 MVA. La interconexión entre la isla Baltra y la isla Santa Cruz tiene una longitud de 51,4 km con una red de subtransmisión a un nivel de 34,5 kV y está conformada en tramos de red aérea, soterrada y submarina. En la Figura 20 se observa la red eléctrica interconectada entre Baltra y Santa Cruz.



Figura 20. Interconexión de la red eléctrica entre la isla Baltra y la isla Santa Cruz.  
Fuente: (Renovables M. d., 2016).

## 2.3 Selección de la ubicación

Para determinar la ubicación del parque eólico se consideran varios factores: En el primer capítulo se estudiaron limitaciones como el ruido e impacto visual, consecuente al mismo se estudió el recurso eólico en las islas Galápagos, las áreas protegidas y la interconexión eléctrica entre las islas Baltra y Galápagos.

La ubicación del terreno donde se ubicará el parque eólico es en el antiguo aeropuerto, situado junto al canal de Itabaca al sur oeste de la isla Baltra y se encuentra aproximadamente a 600 metros de la isla Santa Cruz. El área destinada al parque eólico funcionaba como aeropuerto para las fuerzas armadas americanas, tiene una altura máxima sobre el nivel del mar de 10 metros y cuenta con un área de 579 020 m<sup>2</sup>. En la Figura 21 se observa el área destinada al parque eólico resaltada con color celeste.



Figura 21. Área donde se ubicará el parque eólico.  
Fuente: (Google Earth, 2019).

Para determinar medidas de área, altura y ubicación del parque se utiliza el programa Google Earth Pro versión 7.3.2.5776 utilizando su licencia gratuita.

### 2.3.1 Ubicación geográfica del área en estudio

La isla Baltra se encuentra ubicada en la mitad del archipiélago de Galápagos a 27 km al norte de la isla Santa Cruz. Cuenta con una superficie de 27 km<sup>2</sup> a una altitud máxima de 100 metros y una temperatura media anual de 17,2° C. Dentro de la isla se encuentra la estación meteorológica Baltra, sitio de donde se obtuvieron datos de velocidad y dirección de viento cuyas características más importantes se detallan en la Tabla 2.1 (TRAVEL, 2014).

TABLA 2.1 Datos de la estación Meteorológica Baltra.

Nombre:	Estación Meteorológica Baltra
Ubicación Política:	Isla Baltra
Posición Geográfica:	Latitud: -0.436027 Longitud: -90.288783
Altura del anemómetro:	10 metros
Institución Responsable:	Instituto de Investigación Geológico y Energético

Fuente: (ENERGÉTICO, 2019).

Para el desarrollo del presente estudio se utilizan datos registrados durante 12 meses, desde agosto del año 2014 hasta julio del año 2015. La selección de estos datos se justifica por obtener el mayor número de medición sin interrupción en este periodo. Los datos fueron registrados en promedios de cada hora en 365 días con un total de 8760 mediciones de velocidad y dirección del viento (Anexo A).

## 2.4 Caracterización del potencial energético del viento

En la siguiente sección se estudia el recurso eólico a través de cálculos estadísticos tabulando datos de velocidad y dirección del viento reales de todo un año. El objetivo principal es determinar la cantidad de energía que posee el viento en la isla Baltra. En la tabla 2.5 se observan los datos resultantes del recurso en donde se obtiene una velocidad media de 6.32 m/s.

### 2.4.1 Determinación de la densidad del aire

Generalmente el valor de la densidad estándar del aire es de 1,225 kg/m<sup>3</sup> definido a 15°C con una presión atmosférica promedio del nivel del mar. Para el presente estudio el valor de la temperatura media es de 17.2°C. y la altura máxima del terreno donde se implantará el parque es de 10 metros sobre el nivel del mar, por lo cual se realiza una corrección aplicando la Ec.1 que se describe a continuación (CLIMATE-DATA.ORG, 2019):

$$\rho = \rho_0 * \frac{288}{273 + t} * e^{-\frac{z}{8435}} \quad (1)$$

Donde:

$\rho$  = Densidad del aire corregido

$\rho_0$  = Densidad del aire a 15°C sobre el nivel del mar, 1,225 kg/m<sup>3</sup>

$z$  = Altura en metros

$t$  = Temperatura en °C

Aplicando la Ec. 1 obtenemos un valor de densidad de aire de: 1,2142 kg/m<sup>3</sup>. A continuación se determinará el recurso eólico con el dato obtenido.

## 2.4.2 Potencia eólica disponible

La energía que lleva el viento es energía cinética, formada por el movimiento de las masas de aire. La potencia eólica disponible es proporcional a la densidad del aire, al área expuesta perpendicularmente al flujo de viento y al cubo de la velocidad. Para calcular la potencia eólica disponible ( $W$ ) que se puede extraer de una masa de aire en movimiento se lo realiza con la siguiente ecuación (Cucó Pardillos, 2017):

$$P_d = \frac{1}{2} * \rho * A * v^3 \quad (W) \quad (2)$$

Donde:

$P_d$  = Potencia eólica disponible ( $W$ )

$\rho$  = Densidad del aire (  $1,2142 \text{ kg/m}^3$  )

$A$  = Área de barrido del rotor del aerogenerador (  $m^2$  )

$v^3$  = Velocidad del viento (  $m/s$  )

Sustituyendo los valores en la ecuación y sabiendo que el área ( $A$ ) del terreno es de  $252,562 \text{ m}^2$  obtenemos una potencia disponible de:

$$P_d = \frac{1}{2} * 1.2142 * 2206,1 * 6.32^3$$

$$P_d = 338,093 \text{ kW}$$

Es importante recalcar que el área ( $A$ ) es el área del rotor del aerogenerador y se calcula con la fórmula  $A = \left( \pi * \frac{d^2}{4} \right)$ . Cabe mencionar que el resultado de la Potencia disponible no es la potencia neta que se puede extraer del viento ya que se debe considerar otros factores que se estudiarán a más adelante.

## 2.4.3 Cálculo de la densidad de potencia

Para calcular la densidad de potencia por unidad de área ( $W/m^2$ ) se aplica la Ec. 3, en donde la densidad de potencia depende del cubo de la velocidad, como se observa en la

Figura 22. Si la velocidad aumenta un 10 % la densidad de potencia crece un 33%, dando como resultado la importancia de elevar el rotor de la turbina a mayor altura sobre el nivel del suelo ( Cucó Pardillos, 2017).

$$P_{vm} = \frac{1}{2} * \rho * v^3 \quad (W/m^2) \quad (3)$$

En la siguiente gráfica se puede observar la variación de la densidad de potencia eólica disponible en función de la velocidad ( $v^3$ ), utilizando la densidad del aire calculada anteriormente ( $\rho$  1.2142  $kg/m^3$ ) y la temperatura media anual en Galápagos de 17.2°C.



Figura 22. Densidad de potencia eólica disponible ( $W/m^2$ ) en función de la velocidad.  
Fuente: (Autor).

Reemplazando los valores de densidad del aire ( $\rho$ ) y velocidad media ( $v^3$ ) en la Ec. 3 obtenemos la densidad de potencia por metro cuadrado.

$$P_d = \frac{1}{2} * 1,2142 * 6,32^3$$

$$P_d = 153,25 \text{ W/m}^2$$

#### 2.4.4 Cálculo de la potencia del aerogenerador (ley de Betz)

La potencia eólica disponible es la máxima potencia que se podría obtener del viento si se pudiera extraer del mismo toda su energía cinética. Karl Albert Betz demostró que la energía almacenada en el viento es muy elevada y no es posible extraerla toda (Guillén, 2015).

Como la velocidad del viento no es nula luego de atravesar la superficie de captación, no se aprovecha toda la energía cinética que entrega el rotor, esta pérdida de energía queda expresada por la ley de Betz: “Solo puede convertirse menos de 16/27 (0.593; 59%) de la energía cinética en energía mecánica usando un aerogenerador” (Villarrubia, 2013).

La potencia teórica total (3) obtenible de un aerogenerador medida en W, es directamente proporcional a la eficiencia teórica de esta máquina (59%), al cuadrado del diámetro de las aspas medido en metros, y al cubo de la velocidad del viento medida en metros por segundo (Cucó Pardillos, 2017).

$$P_d = \frac{1}{2} * 0,593 * \rho * \left( \pi * \frac{d^2}{4} \right) * v^3 \quad (W) \quad (4)$$

Donde:

$P_d$  = Potencia disponible (W)

$\rho$  = Densidad del aire (1,2142 kg/m<sup>3</sup>)

$d^2$  = Diámetro del rotor del aerogenerador (m)

$v^3$  = Velocidad del viento (m/s)

Para determinar la potencia teórica total disponible se escoge el aerogenerador a implementar en el parque eólico (Capítulo 3). En este caso es el aerogenerador tres palas modelo E53/800 fabricado por ENERCON que cuenta con una potencia instalada de 800 kW, a una altura de 73 metros y un diámetro rotor de 52,9 metros (WIND POWER, 2019).

Reemplazando los valores obtenidos anteriormente en la Ec. 4 obtenemos una potencia disponible del aerogenerador de:

$$P_t = \frac{1}{2} * 0,593 * 1,2142 * \left( \pi * \frac{52.9^2}{4} \right) * 6,32^3$$

$$P_{tg} = 200,4 \text{ kW}$$

### 2.4.5 Perfil de la velocidad del viento

Para determinar la producción de energía de un parque eólico es necesario conocer la velocidad del viento a la altura del eje del rotor del aerogenerador y la rugosidad del terreno en donde se pretende ubicar el parque.

La rugosidad del terreno depende de la vegetación existente, casas, edificios, montañas etc. En la Tabla 2.2 se indican los valores de rugosidad en función de los tipos de terreno (Cucó Pardillos, 2017).

TABLA 2.2 Nivel de rugosidad del terreno.

Lugares	Valores ( $\alpha$ )
No rugoso (arena, nieve, mar)	0,10 - 0,13
Poco rugoso (hierba, campo cereales)	0,13 - 0,20
Rugoso (bosques, casas pequeñas)	0,20 - 0,27
Muy rugoso (edificios grandes)	0,27 - 0,40

Fuente: (Cucó Pardillos, 2017).

Generalmente la velocidad del viento varía con la altura, en la industria eólica se utiliza una ecuación de tipo estadístico conocida como ley exponencial de Hellmann la cual se observa a continuación:

$$V_h = V_{h_0} * \left( \frac{h}{h_0} \right)^\alpha \quad (5)$$

Donde:

$V_h$  = Velocidad a la altura  $h$

$V_{h_0}$  = Velocidad a la altura  $h_0$

$h$  = Altura del eje del rotor (73 metros)

$h_0$  = Altura de medición del anemómetro (10 metros)

Los datos proporcionados por la central meteorológica Baltra se tomaron a una altura de 10 metros, por lo cual se debe realizar la corrección de velocidad necesaria a la altura del eje del rotor del aerogenerador (73 metros) aplicando la Ec. 2.

Para el valor de rugosidad del terreno se estableció 0,17 ( $\alpha$ ) debido a que el área de estudio es poco accidentada y consta de vegetación desértica con árboles pequeños.

#### 2.4.6 Determinación de la rosa de los vientos en el área de estudio

Para representar las velocidades y direcciones del viento en el terreno donde se pretende ubicar el parque se utiliza la rosa de los vientos, en la que se representan los porcentajes de ocurrencia e intervalos de velocidad de viento en 16 direcciones (Guillén, 2015). En la Tabla 2.3 se muestra los intervalos, direcciones y frecuencias de velocidad con las que se determina la rosa de vientos en la isla Baltra.

TABLA 2.3 Datos tabulados para determinar la rosa de vientos.

N°	DIRECCIÓN EN ÁNGULO	RANGO ANGULAR DE CADA SECTOR		DIRECCIÓN	FRECUENCIA [%]	VELOCIDAD MEDIA [m/s]
1	0	348,75	11,25	N	1,21	3,79
2	22,5	11,25	33,75	NNE	0,94	3,10
3	45	33,75	56,25	NE	1,46	3,61
4	67,5	56,25	78,75	ENE	1,82	3,97
5	90	78,75	101,25	E	4,36	5,39
6	112,5	101,25	123,75	ESE	10,25	7,43
7	135	123,75	146,25	SE	25,26	7,15
8	157,5	146,25	168,75	SSE	34,72	7,28
9	180	168,75	191,25	S	3,65	4,33
10	202,5	191,25	213,75	SSW	1,46	3,07
11	225	213,75	236,25	SW	1,69	3,68
12	247,5	236,25	258,75	WSW	2,21	4,21
13	270	258,75	281,25	W	1,58	3,73
14	292,5	281,25	303,75	WNW	2,31	3,59
15	315	303,75	326,25	NW	4,13	4,71
16	337,5	326,25	348,75	NNW	2,80	4,59

Fuente: (Autor).

Para determinar la rosa de vientos se utilizaron los 8744 datos corregidos de velocidad de viento y se encuentran comprendidos entre agosto del 2014 hasta julio del 2015.

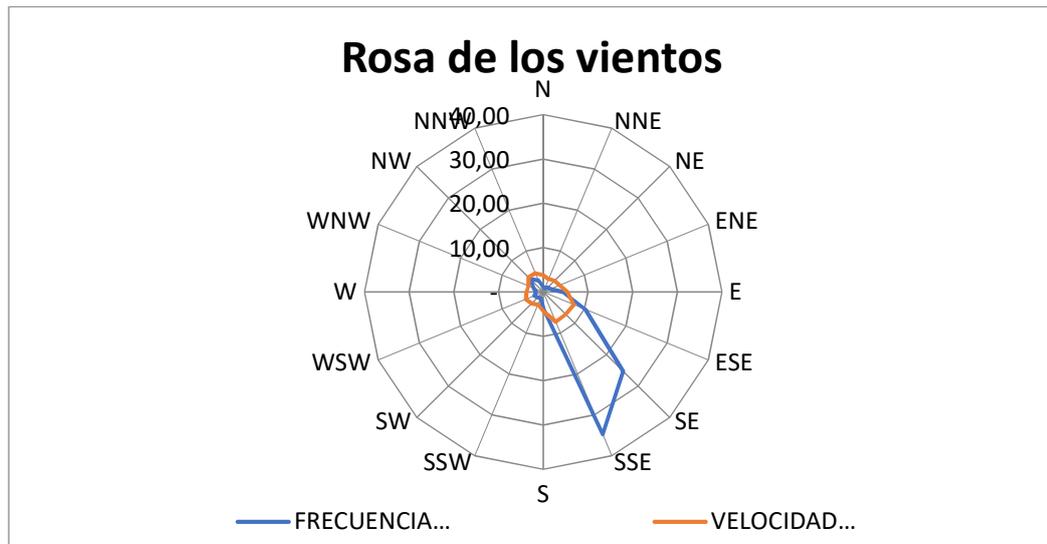


Figura 23. Rosa de los vientos en la isla Baltra.  
Fuente: (Autor).

Como se observa en la Figura 23 la dirección predominante del viento está en la zona SSE donde la frecuencia de los vientos es del 34,72 %. Con base a esta consideración se determina que los aerogeneradores del parque eólico estudiado deben tener una dirección perpendicular a la predominante del viento, es decir el rotor del aerogenerador se situaran en dirección al sur-sureste SSE.

## 2.5 Estudio del recurso eólico en la isla Baltra

Determinar el recurso eólico de un sector en particular es difícil e incierto, ya que el viento es una fuente de energía aleatoria con más incertidumbre que otras fuentes de energía. Es difícil determinar cuanta energía se inyecta a la red, ya que no se puede manejar la carga de generación, es decir, se genera en función de lo que sopla el viento en cada momento (Guillén, 2015).

Actualmente la estadística es la mejor opción para determinar si un emplazamiento es adecuado o no, por lo cual se recurre a la representación de la velocidad del viento como una variable aleatoria. Esto permite analizar si las probabilidades de ocurrencia pueden ajustarse a algún tipo de distribución continua, permitiendo encontrar una expresión matemática para calcular la energía eólica en función del tiempo (Cucó Pardillos, 2017). Para el presente estudio se aplica el método de distribución por la ley de Weibul.

### 2.5.1 Método de distribución de Weibull

La distribución de Weibull está definida por dos parámetros, el parámetro de forma ( $k$ ) y el parámetro de escala ( $c$ ), que es la más empleada para la estimación de la energía eólica (Villarrubia, 2013). La función de densidad de la distribución de Weibull está dada por Ec. 5 que se observa a continuación:

$$f(v) = \frac{k}{c} * \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} * e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (5)$$

Donde  $k$  es el parámetro de forma,  $c$  el parámetro de escala y  $v$  es la velocidad media del viento.

### 2.5.2 Función de distribución acumulada “menor o igual que”

Es la probabilidad de que la velocidad del viento sea menor o igual a un cierto valor de velocidad y se representa por la Ec. 6.

$$F = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (6)$$

### 2.5.3 Función de distribución acumulada “mayor o igual que”

Es la probabilidad de que la velocidad del viento sea mayor a un cierto valor de velocidad y se representa por la Ec. 7.

$$F' = e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (7)$$

### 2.5.4 Determinación de los parámetros $k$ y $c$ por el método de los mínimos cuadrados

Para determinar los parámetros de forma y escala utilizamos el método de mínimos cuadrados<sup>2</sup>. El cálculo de los valores se lo realiza transformando la función de distribución

---

<sup>2</sup> Es una herramienta de las estadísticas que determina la curva que más se aproxima a la ecuación de regresión (8) de la forma  $y = kx + b$ , donde ( $y$ ) es la variable dependiente y ( $x$ ) la independiente (Pérez, 2011). El cálculo se lo realiza a través de los datos históricos recolectados, en este caso los de velocidad del viento.

acumulada (6) a una ecuación de regresión lineal por medio de artificios matemáticos (Villarrubia, 2013). La ecuación se expresa de esta forma:

$$\text{Ln}[-\text{Ln}(1 - F(v))] = k * \text{Ln}(v) - k * \text{Ln}(c) \quad (8)$$

La Ec. 8 representa una ecuación de regresión lineal de la forma  $y = kx + b$  donde:

$$y = \text{Ln}(-\text{Ln}(1 - F)) \quad (9)$$

$$x = \text{Ln}(v) \quad (10)$$

$$b = -k * \text{Ln}(c) \quad (11)$$

Después de calcular la recta por mínimos cuadrados se concluye que el parámetro de escala ( $k$ ) es la pendiente de la recta de la ecuación de regresión. El parámetro escala ( $k$ ) y forma ( $c$ ) se calculan con las siguientes formulas:

$$k = \frac{\sum f_i x_i y_i - (\sum f_i x_i)(\sum f_i y_i)}{\sum f_i x_i^2 - (\sum f_i x_i)^2} \quad (12)$$

$$B = \sum f_i y_i - A \sum f_i x_i \quad (13)$$

Finalmente el parámetro de escala ( $c$ ) se calcula utilizando la siguiente ecuación obtenida del parámetro  $B$  de la ecuación de regresión lineal:

$$c = e^{-\left(\frac{b}{k}\right)} \quad (14)$$

### 2.5.5 Frecuencia relativa ( $f_i$ )

La frecuencia relativa es el cociente entre el número de veces que se repite cierta velocidad y el número total de mediciones, se lo expresa con la formula (15). El número de mediciones comprendidos desde agosto 2014 y julio 2015 son de 8744 datos. Los datos reales se pueden observar en el (anexo A).

$$f_i = \frac{\text{Horas/año}}{8744} \quad (15)$$

## 2.5.6 Frecuencia acumulada ( $F_i$ )

La frecuencia acumulada es la sumatoria de las frecuencias relativas y se lo determina aplicando la siguiente formula:

$$F_i = f_{i_n} + f_{i_{n-1}} \quad (16)$$

## 2.6 Determinación estadística del recurso eólico

Los datos de velocidad y dirección de viento para el presente estudio fueron obtenidos por medio del Instituto de Investigación Geológico y Energético tomados en la estación meteorológica Baltra a una altura de 10 metros durante el periodo de 12 meses.

Para el cálculo del recurso eólico se toman los datos del aerogenerador E53/800 fabricado por ENERCON, considerando que la altura de la torre es de 73 metros por tal motivo se realizan las correcciones de velocidad necesarias.

TABLA 2.4 Velocidades, Registros y Frecuencias.

Datos						
Intervalo de la clase (m/s)		Centro de la clase	Frecuencia de la clase	Frecuencia relativa	Frecuencia acumulada menor	Frecuencia acumulada mayor
Xi-1	Xi	Vi (m/s)	ni (horas)	fi	Fi	Fi'
0	1,5	1	351	0,040	0,040	0,960
1,5	2,5	2	575	0,066	0,106	0,894
2,5	3,5	3	669	0,077	0,182	0,818
3,5	4,5	4	831	0,095	0,277	0,723
4,5	5,5	5	1089	0,125	0,402	0,598
5,5	6,5	6	1089	0,125	0,527	0,473
6,5	7,5	7	1085	0,124	0,651	0,349
7,5	8,5	8	935	0,107	0,758	0,242
8,5	9,5	9	809	0,093	0,850	0,150
9,5	10,5	10	603	0,069	0,919	0,081
10,5	11,5	11	384	0,044	0,963	0,037
11,5	12,5	12	189	0,022	0,985	0,015
12,5	13,5	13	90	0,010	0,995	0,005
13,5	14,5	14	32	0,004	0,999	0,001
14,5	15,5	15	13	0,001	1,000	0,000
<b>TOTAL</b>			8744			

Fuente: (Autor).

En la Tabla 2.4 se observa la división de la magnitud de la velocidad y los intervalos entre 0 m/s a 16 m/s siendo la velocidad más alta registra en los datos estudiados. El número total de mediciones es de 8744 y en base al registro de cada intervalo se calcula la frecuencia relativa y frecuencia acumula (Figura 24) aplicando las formulas 15 y 16. Finalmente se observa la columna ( $f_i \cdot v_i$ ) con la cual se calcula la velocidad media.

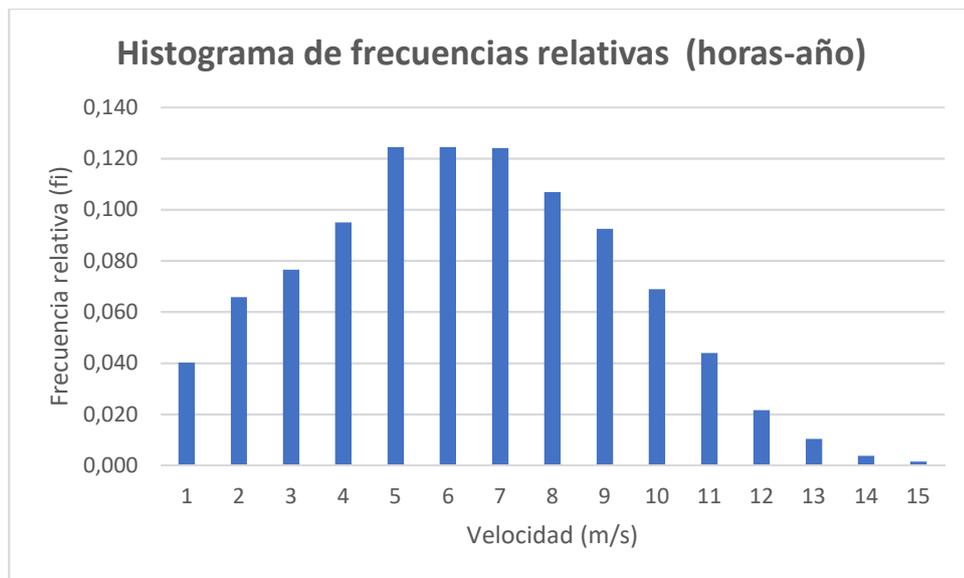


Figura 24. Frecuencia relativa.  
Fuente: (Autor).

Para determinar la aproximación de la ecuación lineal se aplica la Ec. 9 y 10 cuyos resultados se muestran en la Tabla 2.5.

TABLA 2.5 Valores de X e Y de la ecuación de regresión.

Cálculos								
(yi)	(xi)	Productos						
LN(-LN(1-Fi))	LN vi	fi*vi	fi*vi <sup>2</sup>	fi*xi	fi*xi <sup>2</sup>	fi*yi	fi*xi*yi	Función Weibull
-3,195	0,405	0,040	0,040	0,016	0,007	-0,128	-0,052	0,031
-2,190	0,916	0,132	0,263	0,060	0,055	-0,144	-0,132	0,065
-1,602	1,253	0,230	0,689	0,096	0,120	-0,123	-0,154	0,095
-1,124	1,504	0,380	1,521	0,143	0,215	-0,107	-0,161	0,115
-0,665	1,705	0,623	3,114	0,212	0,362	-0,083	-0,141	0,124
-0,291	1,872	0,747	4,484	0,233	0,436	-0,036	-0,068	0,123
0,050	2,015	0,869	6,080	0,250	0,504	0,006	0,013	0,112
0,349	2,140	0,855	6,844	0,229	0,490	0,037	0,080	0,096
0,641	2,251	0,833	7,494	0,208	0,469	0,059	0,133	0,076
0,922	2,351	0,690	6,896	0,162	0,381	0,064	0,149	0,057
1,193	2,442	0,483	5,314	0,107	0,262	0,052	0,128	0,040
1,428	2,526	0,259	3,113	0,055	0,138	0,031	0,078	0,027
1,662	2,603	0,134	1,739	0,027	0,070	0,017	0,045	0,017
1,874	2,674	0,051	0,717	0,010	0,026	0,007	0,018	0,010
-	-			-	-	-	-	
		6,325	48,307	1,808	3,535	-0,347	-0,063	

Fuente: (Autor).

Después de obtener los valores  $(x_i; y_i)$  determinamos las medias para posteriormente calcular el parámetro  $k$  que corresponde a la pendiente de la ecuación de regresión. A continuación, se aplica la Ec. 12 y 13 obteniendo los siguientes resultados:

$$k = \frac{-0,063 - (1,808 * (-0,347))}{3,535 - (1,808^2)} = -2,139 \quad (12)$$

$$B = -0,347 - 2,139(1,808) = -4,215$$

Finalmente reemplazando en la Ec. 14 obtenemos el valor de  $c$ .

$$c = e^{-\left(\frac{-4,215}{2,139}\right)} = 7,174$$

Con los resultados obtenidos podemos observar la gráfica la función de distribución de Weibull. En la Figura 25 se observa la comparación entre la gráfica de frecuencias relativas y la función de distribución de Weibull.

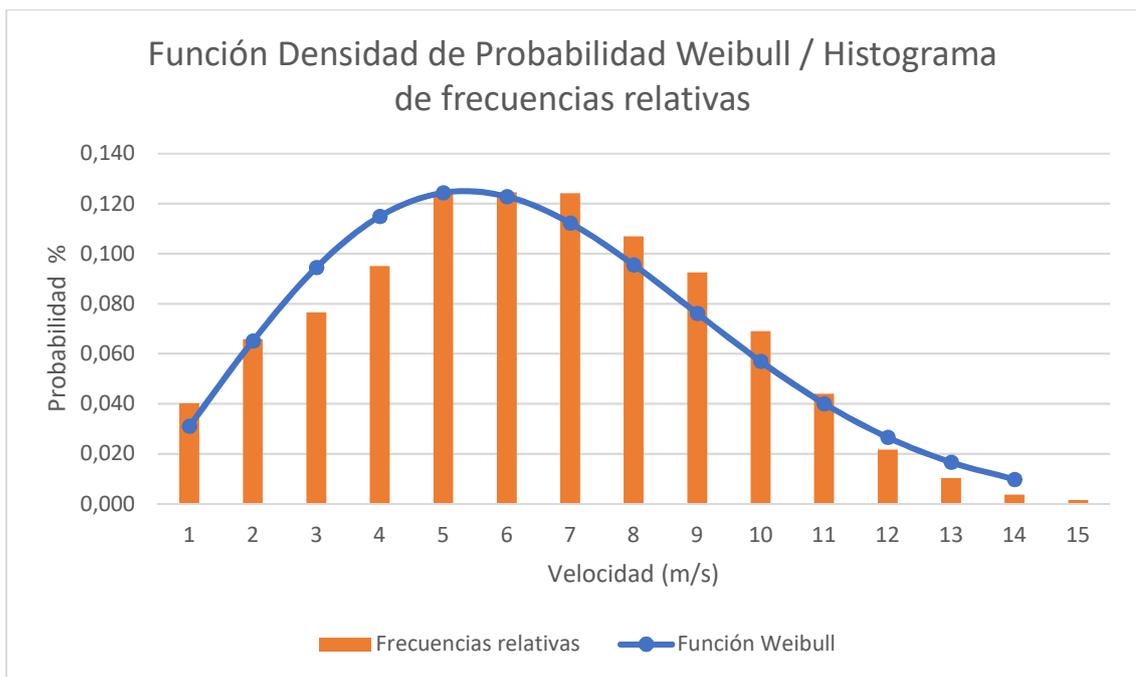


Figura 25. Comparación entre Distribución Weibull/ Histograma velocidades.  
Fuente: (Autor).

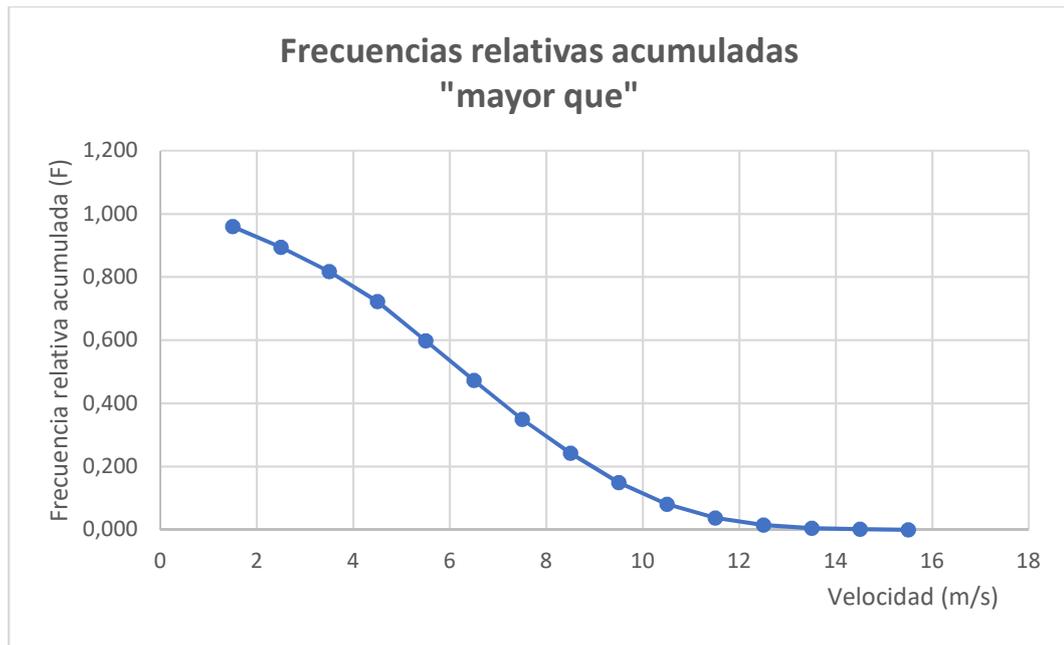


Figura 26. Distribución relativa.  
Fuente: (Autor).

Finalmente aplicando la Ec. 7 obtenemos la gráfica de la distribución acumulativa complementaria que se representa en la Figura 26.

### 2.6.1 Cálculo de la producción de energía

Generalmente la producción de energía se calcula aplicando la curva de potencia de la máquina y la curva de frecuencias de velocidades. La Ec.17 muestra el proceso para el cálculo de la producción de energía que generalmente se lo realiza para un año (Cucó Pardillos, 2017).

$$Producción = f_i * P_g * 8760 \text{ kWh/año} \quad (17)$$

Donde  $f_i$  es la frecuencia relativa de velocidades,  $P_g$  o Potencia del aerogenerador que corresponde a las potencias a diferentes velocidades de la máquina, este dato se lo obtiene en la hoja de características del fabricante de la máquina (anexo B).

TABLA 2.6 Producción de energía anual del aerogenerador E53-800.

<b>Producción de energía ENERCON E53 de 800 kW</b>				
<b>Velocidad (m/s)</b>	<b>Frecuencia relativa</b>	<b>Potencia E53-800</b>	<b>hi (horas)</b>	<b>Producción (kWh)</b>
1	0,040	0	352	0,0
2	0,066	0	576	0,0
3	0,077	2	670	1340,4
4	0,095	14	833	11655,3
5	0,125	38	1091	41457,7
6	0,125	77	1091	84006,4
7	0,124	141	1087	153264,9
8	0,107	228	937	213570,1
9	0,093	336	810	272321,4
10	0,069	480	604	289969,6
11	0,044	645	385	248133,2
12	0,022	744	189	140873,3
13	0,010	785	90	70779,3
14	0,004	810	32	25967,4
15	0,001	810	13	10549,3
<b>TOTAL</b>	<b>1,0</b>		<b>8760</b>	<b>1563888,4 kWh</b> <b>1,564 GWh</b>

Fuente: (Autor)

Con base a lo expuesto en el presente capítulo donde se estudió el recurso eólico en la isla Baltra, se definió la ubicación del parque y el área del terreno. Los resultados del recurso energético se utilizarán para el diseño eléctrico y producción de energía del parque que se realizará en el siguiente capítulo.

# CAPÍTULO 3

## DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO CONSIDERANDO CADA COMPONENTE

En el presente capítulo se realiza el diseño del parque eólico para la Isla Santa Cruz. En la primera sección se define el tipo de aerogenerador y la disposición de cada uno en el parque eólico, analizando el efecto estela con cuatro alternativas, posteriormente se calcula la producción de energía del parque definiendo la ubicación geográfica exacta de cada aerogenerador. En la segunda sección se realiza el diseño enfocado a la parte eléctrica del parque considerando caídas de voltaje y pérdidas de energía. Finalmente se estima un presupuesto en el cual se detalla el valor en dólares americanos del costo total del parque eólico.

### 3.1 Selección del aerogenerador

El factor principal que define la elección del aerogenerador es la velocidad media del viento en a la altura del buje en el terreno de estudio. Sabiendo que la velocidad media es 6.3 m/s (calculada en el literal 2.7) se procede a seleccionar la clase a la que pertenece (Villarrubia, 2013). En la Tabla 3.1 se puede observar las clases de aerogeneradores en función de la velocidad media de viento según la norma IEC 61400-1.

TABLA 3.1 Clase de aerogeneradores en función de la velocidad media de viento.

Parámetro	Clase I	Clase II	Clase III	Clase IV	Clase S
Vref (m/s)	50	42,5	37,5	30	Valores a especificar por el proyectista
Vmed (m/s)	10	8,5	7,5	6	

Fuente: (Villarrubia, 2013).

La velocidad media del área de estudio debe ser lo más cercana a la clase seleccionada por el aerogenerador. Obtenido el valor de 6,3 m/s referente a la velocidad media calculada en el capítulo 2, se selecciona el aerogenerador de la clase IV o clase S. Las características para la clase S (especial) no se encuentran tabuladas, por lo tanto, el

proyectista debe indicar al fabricante las condiciones del viento para la cual debe trabajar la máquina.

Después de definir la clase del aerogenerador se procede a escoger la máquina que se utilizará para realizar los cálculos para el estudio del presente proyecto. El aerogenerador utilizado es fabricado por ENERCON modelo E53-800 con una potencia de 800 kW perteneciente a la clase S. Se ha seleccionado este aerogenerador ya que cuenta con un amplio rango de operación a comparación de otros aerogeneradores.

TABLA 3.2 Características del aerogenerador E53-800.

<b>Tipo de Aerogenerador</b>	ENERCON E53-800
Potencia nominal:	800 kW
Diámetro del rotor:	52,9 m
Altura del buje:	73 m
Número de palas	3
Área barrida:	2.198 m <sup>2</sup>
Velocidad:	Variable, 12-29 rpm
Buje:	Rígido
Generador:	Generador síncrono en anillo ENERCON con acoplamiento

Fuente: (ENERCON)

En la Tabla 3.2 se observan las características más importantes del aerogenerador ENERCON E53/800 las cuales se encuentran detalladas en el anexo B. Cabe mencionar que para el estudio del recurso eólico se ha escogido la torre de 73 metros ya que la velocidad del viento es proporcional a la altura sobre el suelo.

### 3.2 Disposición de los aerogeneradores en el parque eólico.

Para determinar la disposición de los aerogeneradores es importante considerar la rosa de los vientos ya que es la que representa las direcciones dominantes de los vientos en el área de estudio. El cálculo estadístico que determina la rosa de los vientos está en el literal 2.4.6 del capítulo 2. En la Figura 27 se observa la rosa de vientos obtenida de los resultados

de la Tabla 2.3 y muestra que la dirección predominante del viento en la isla Baltra viene del sur-sureste (SSE).

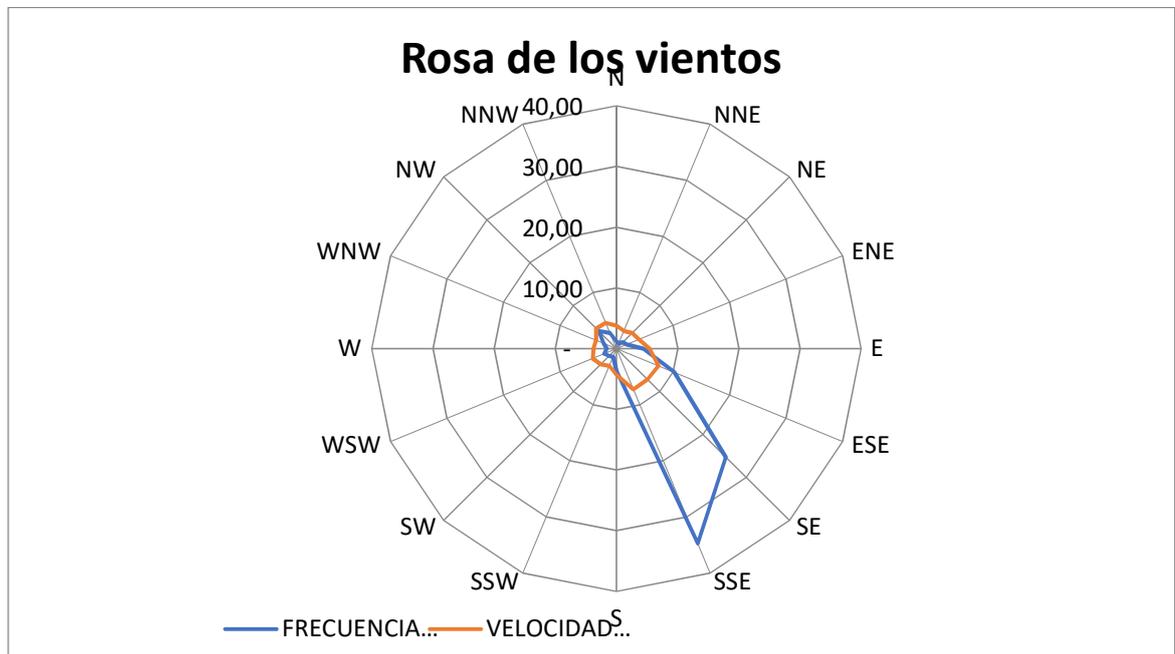


Figura 27. Rosa de los vientos en la isla Baltra.  
Fuente: (Autor).

Con fin de optimizar el aprovechamiento de la energía del viento, el rotor de los aerogeneradores debe colocarse en dirección perpendicular al viento predominante. Considerando la Figura 27 en donde se observa que el viento predominante viene del SSE se determina que las aspas de los aerogeneradores del parque eólico se colocaran en dirección al SSE ya que la frecuencia de las velocidades es del 34,72 % a una velocidad media del 7,28 m/s en esa dirección.

### 3.3 Topología del parque eólico.

Una vez definido la ubicación del parque eólico, el modelo del aerogenerador a instalar y el estudio del recurso se procede a determinar el número de aerogeneradores que conformarán el parque con su ubicación exacta considerando las distancias mínimas entre aerogeneradores aprovechando al máximo el área del terreno disponible. A continuación, se analizan cuatro alternativas para definir la disposición final de los aerogeneradores.

### a) Alternativa 1

La distancia mínima de separación entre aerogeneradores de la misma columna es de 5 diámetros de rotor. Considerando las medidas del terreno de 1800 metros de largo con 120 metros de ancho, el diámetro del rotor del aerogenerador de 53 metros, se obtiene una separación entre aerogeneradores de 265 metros obteniendo 6 aerogeneradores para el parque eólico tal y como se observa en la Figura 28.

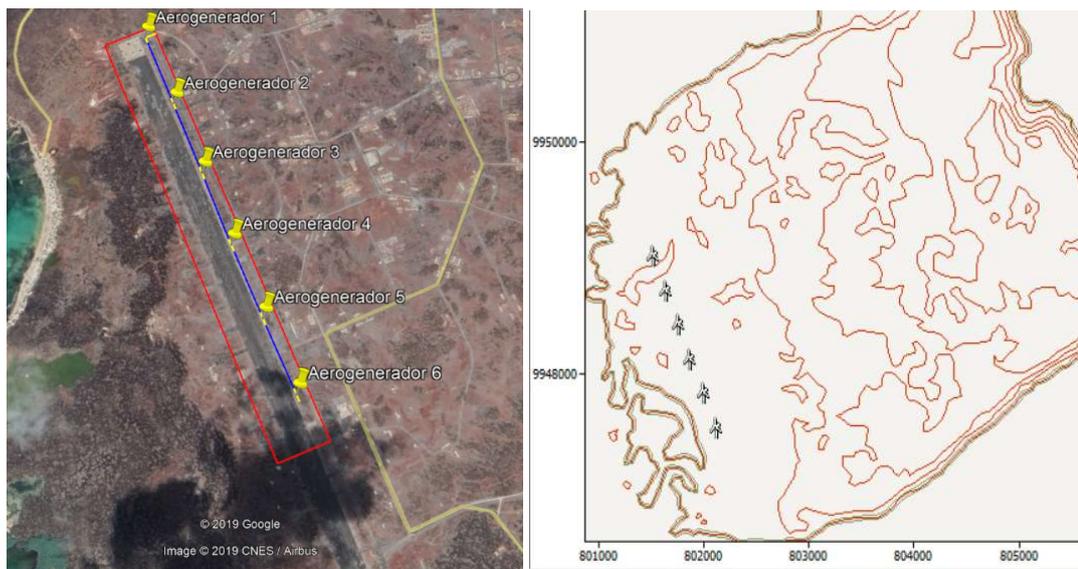


Figura 28. Disposición de los aerogeneradores en la alternativa 1.  
Fuente: (Autor).

### b) Alternativa 2

En esta opción se toma una distancia de separación entre aerogeneradores de 7 diámetros de rotor, es decir 371 metros. En este caso obtenemos 5 aerogeneradores para el parque eólico, tal y como se observa en la Figura 29.

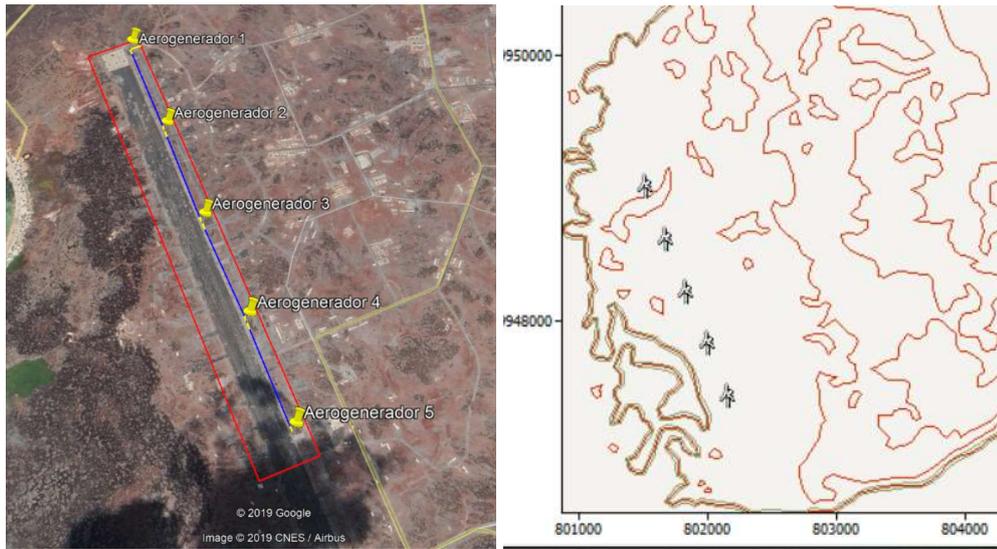


Figura 29. Disposición de los aerogeneradores en la alternativa 2.  
Fuente: (Autor).

### c) Alternativa 3

En esta opción se toma una disposición en tresbolillo con una separación de 10 diámetros de rotor 530 metros para la misma columna y 3 diámetros de rotor para los aerogeneradores que se ubican lateralmente. En esta alternativa el parque eólico se conforma de 4 aerogeneradores tal y como se observa en la Figura 30.

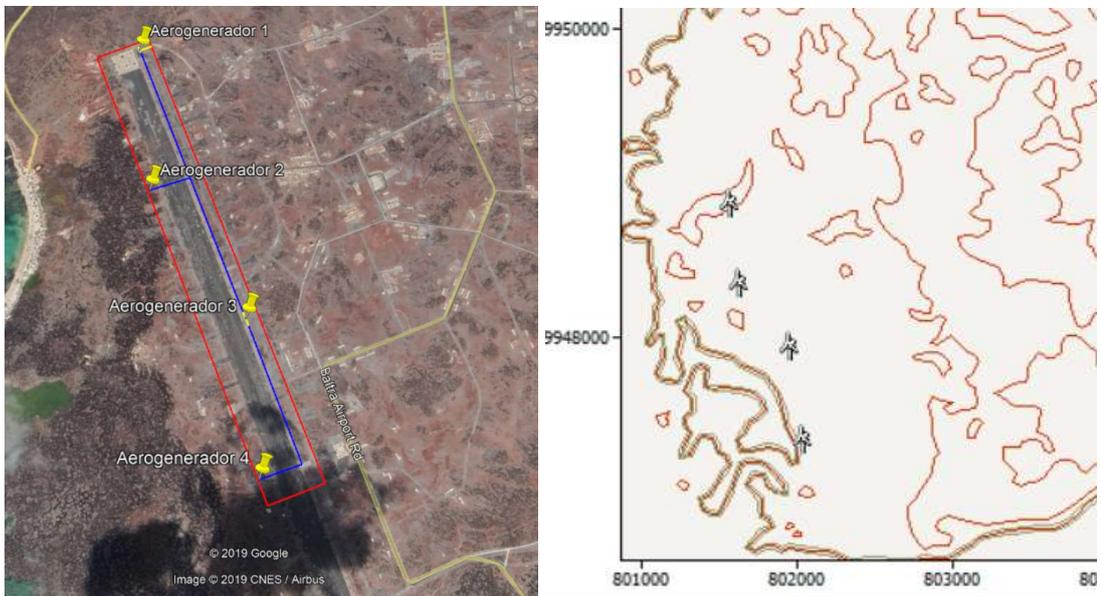


Figura 30. Disposición de los aerogeneradores en la alternativa 3.  
Fuente: (Autor).

#### d) Alternativa 4

Para la siguiente alternativa se elimina el aerogenerador 4 y se separan los 3 aerogeneradores restantes a 16 diámetros de rotor equivalentes a 870 metros, con el objetivo de aprovechar al máximo el área del terreno. En la Figura 31 se observa la disposición de los aerogeneradores.

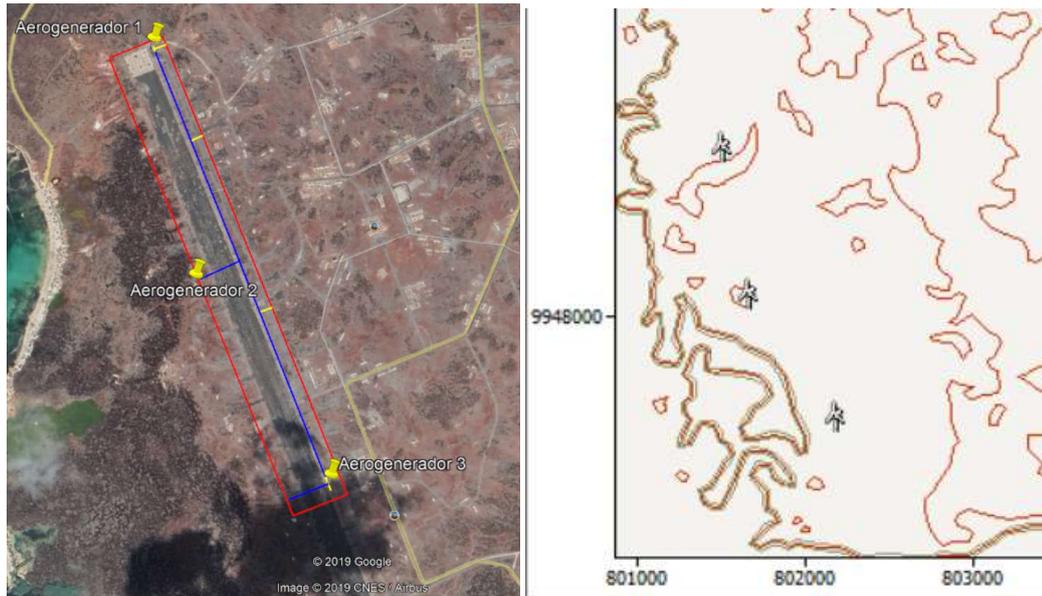


Figura 31. Disposición de los aerogeneradores en la alternativa 4.  
Fuente: (Autor).

Para escoger la mejor alternativa se consideraran las pérdidas por el efecto estela de cada aerogenerador. Es importante recalcar que el valor mínimo aceptable por pérdidas del efecto estela es del 5 % (Villarrubia, 2013). Para el análisis se utiliza la versión prueba del programa WAsP donde se introducen los datos reales de velocidad, dirección del viento, características técnicas del aerogenerador y el mapa topográfico del terreno con sus coordenadas reales. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 3.3.

TABLA 3.3 Resultado del análisis del efecto estela en las cuatro alternativas.

Alternativa	Número de aerogeneradores	Ubicación		Pérdidas por el efecto estela (%)
		X (m)	Y (m)	
1	Aerogenerador 1	801526,0	9948935,0	12,31
	Aerogenerador 2	801648,0	9948643,0	11,9
	Aerogenerador 3	801766,0	9948347,0	11,59
	Aerogenerador 4	801884,0	9948051,0	11,1
	Aerogenerador 5	802006,0	9947758,0	8,88
	Aerogenerador 6	802133,0	9947464,0	0,6
2	Aerogenerador 1	801526,0	9948935,0	7,84
	Aerogenerador 2	801686,4	9948545,0	7,49
	Aerogenerador 3	801843,0	9948149,0	7,56
	Aerogenerador 4	802011,0	9947759,0	5,91
	Aerogenerador 5	802169,0	9947364,0	0,39
3	Aerogenerador 1	801577,3	9948794,0	1,91
	Aerogenerador 2	801635,6	9948273,0	5,33
	Aerogenerador 3	801966,0	9947872,0	0,56
	Aerogenerador 4	802044,0	9947270,0	0,13
4	Aerogenerador 1	801514,0	9948938,0	0,78
	Aerogenerador 2	801678,0	9948062,0	1,84
	Aerogenerador 3	802186,0	9947326,0	0,15

Fuente: (Autor).

Considerando los resultados de la Tabla 3.3 se observa que la alternativa 4 es la mejor opción para definir la distribución de los aerogeneradores ya que presenta menores pérdidas ocasionadas por el efecto estela. Finalmente, se define que el parque eólico estará conformado por tres aerogeneradores con una potencia instalada total de 2,4 MW. En el anexo E se puede observar el plano del diseño del parque eólico donde se encuentra más detallado la ubicación geográfica de cada aerogenerador en la isla Baltra.

### 3.4 Producción de energía del parque eólico

En el siguiente punto se determina la energía neta que produciría el parque eólico considerando los resultados de las pérdidas por efecto estela de la Tabla 3.3 y la producción unitaria calculada en el literal 2.6.1 del capítulo 2 que es de 1,564 GW-hora-año, se determina que la producción de energía eléctrica del parque eólico será de: 4,65 GW-hora-año. En la Tabla 3.4 se observan los resultados de la producción neta del parque eólico.

TABLA 3.4 Producción de energía neta del parque eólico.

Número de aerogeneradores	Pérdidas por el efecto estela (%)	Energía Producida GWh
Aerogenerador 1	0,78	1,552
Aerogenerador 2	1,84	1,535
Aerogenerador 3	0,15	1,562
Total		4,649

Fuente: (Autor).

### 3.5 Dimensionamiento del cableado eléctrico del parque eólico

El dimensionamiento de la red eléctrica del parque eólico se realiza con base a la Homologación de las Unidades de Propiedad de Redes Subterráneas realizado por el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables, las mismas que se encuentran vigentes a partir del 2011.

Para evacuar la energía de cada aerogenerador hacia la subestación es necesario elevar el nivel de voltaje de salida de cada aerogenerador que generalmente es en bajo voltaje y transformarlo a un nivel de medio voltaje, es decir de 690 V a 13,8 kV. El objetivo principal de esta transformación es disminuir las pérdidas de energía que ocasiona el transporte de energía.

Se ha considerado elevar el voltaje a un nivel de 13,8 kV por la distancia que existe entre el último aerogenerador hacia la primera barra de la subestación (2 236 m). El tipo de conductor que se utiliza es de cobre aislado con una sección de 53 mm<sup>2</sup> y un nivel de aislamiento al 100 %. La caída de voltaje mínima aceptable es del 3 % y las pérdidas de potencia del 1%.

#### 3.5.1 Selección de la sección del conductor

Para definir la sección del conductor es importante calcular la corriente nominal a la que operará el conductor (Tabla 3.6). Sabiendo que el parque cuenta con tres aerogeneradores que sumados se obtiene una potencia instalada total de 2,4 MW. En base a esta consideración se define que el parque se conformará por un único circuito.

En la Tabla 3.5 se observan las distancias en kilómetros que están comprendidas por tramos desde el ultimo aerogenerador hasta una posible subestación.

TABLA 3.5 Distancias de la red eléctrica del parque eólico.

Circuito 1	
Tramo	Longitud (km)
A1-B	0,08
B-C	0,87
C-A2	0,10
C-D	0,87
D-A3	0,08
D-Sub	0,23

Fuente (Autor)

Para dimensionar el cableado del parque se hace uso de las siguientes fórmulas aplicadas en el programa Excel considerando la caída de voltaje por tramos y las pérdidas de energía. Los resultados se observan en la Tabla 3.6 (Villarrubia, 2013).

$$\text{Potencia de la línea: } P = \sqrt{3} * V * I * \text{Cos}\phi$$

$$\text{Potencia máxima de la línea: } P_{max} = \sqrt{3} * V * I_{adm} * \text{Cos}\phi$$

$$\text{Pérdida de energía: } P_{erd} = 3 * R * I^2$$

$$\text{Caída de voltaje: } \Delta V = Z * Lx * \frac{P}{V}$$

$$\text{Impedancia: } Z = R + X + \text{tan}\phi$$

TABLA 3.6 Caídas de voltaje y pérdidas de potencia del parque eólico.

CAIDAS DE TENSION Y PERDIDAS DE POTENCIA EN EL PARQUE EOLICO													
Tipo de instalación :	Subterránea	Conductor:	Aislado de cobre 53 mm			Límite de caídas de tensión	3%						
Voltaje(V):	13800	Cosφ:	0,95	Potencia(kW):	800	No de fases	3	Límite de pérdidas de potencia	1%				

Tramo	P (kW)	L (km)	L(km) x 1,05	I(A)	Cable/Sección	Iadm(A)	R(ohm/km)	X(ohm/km)	Caída Tensión (V)	Caída Tensión (%)	Pérdida potencia (kW)	Pérdida potencia (%)
A1-B	800	0,08	0,09	35,23	CU 53,51	230	0,420	0,08	2,20	0,02	0,13	0,02
B-C	800	0,87	0,91	35,23	CU 53,51	230	0,420	0,08	23,63	0,17	1,43	0,18
C-A2	800	0,10	0,11	35,23	CU 53,51	230	0,420	0,08	2,72	0,02	0,16	0,02
C-D	800	0,87	0,91	35,23	CU 53,51	230	0,420	0,08	23,63	0,17	1,43	0,18
D-A3	800	0,08	0,09	35,23	CU 53,51	230	0,420	0,08	2,23	0,02	0,13	0,02
D-Sub	800	0,23	0,24	35,23	CU 53,51	230	0,420	0,08	6,33	0,05	0,38	0,05
Total del parque									60,74	0,44	3,67	0,46

Fuente (Autor).

En la Tabla 3.6 se observan los resultados de las caídas de voltaje y pérdidas de energía en donde se utiliza un conductor de cobre aislado con sección de 53 mm<sup>2</sup>, se observa que la caída de voltaje total que presenta la red eléctrica es de 60,74 V equivalentes al 0,44 % considerando que el valor máximo admisible es del 3 %. Las pérdidas de potencia son 3,67 kW equivalentes al 0.46 % considerando que el valor máximo admisible es del 1 %. Por lo tanto, se concluye que, con el tipo de conductor aplicado los resultados de las caídas de voltaje y pérdidas de energía son favorables para el presente estudio.

Las características técnicas del conductor se observan en el anexo D en donde el valor de la resistencia es igual a 0,420 Ω/km y para los cálculos de caídas de voltaje se toma un valor para la reactancia de 0.08 Ω/km establecido por la norma UNE-HD 60364-5-52 (Cables Spain, 2017).

Para la instalación de la red eléctrica del parque eólico se utilizan zanjas y pozos y se describen a continuación:

### a) Zanjas

La zanja para la red de medio voltaje del parque eólico sigue la traza de los viales conectando los aerogeneradores. Según la reglamentación de los cables de medio voltaje, éstos deben ir enterrados a una profundidad de 1,20 metros y una anchura de 0,60 metros tal y como se observa en la Figura 32 (Talayero Navales & Martínez, 2011).

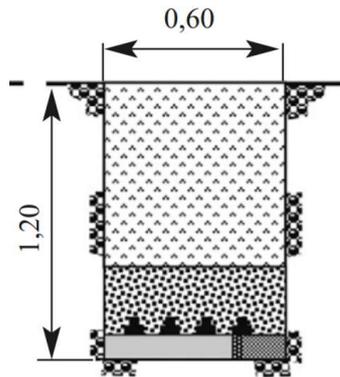


Figura 32. Zanja para cableado de medio voltaje.  
Fuente: (Talayero Navales & Martínez, 2011).

### b) Pozos

Los pozos se encuentran instalados a la salida de cada aerogenerador, ángulos y derivaciones. Los pozos utilizados para la red eléctrica del parque son de clase C y cuentan con un largo de 1,20 metros y una anchura de 1,20 metros. Según la Homologación de Unidades de Propiedad, los pozos serán construidos con paredes de hormigón armado de 210 kg/cm<sup>2</sup>. El espesor de la pared será como mínimo de 12 cm (MEER, Unidades de Propiedad, 2011).

En la Figura 33 se observa el modelo del pozo homologado por las unidades de propiedad.

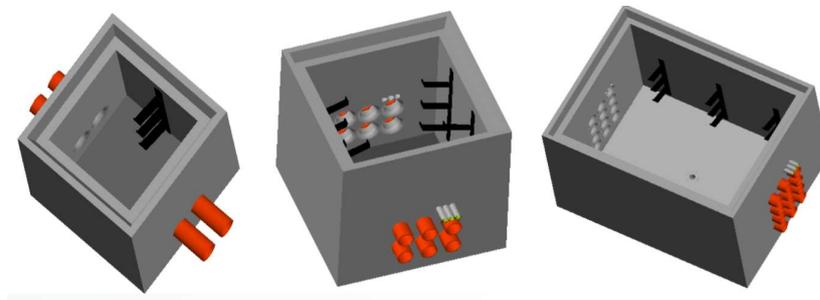


Figura 33. Pozos eléctricos para redes subterráneas.  
Fuente: (MEER, Unidades de Propiedad, 2011).

En el anexo E se observa el plano del diseño del parque eólico donde se encuentra detallada la ubicación de las zanjas y pozos.

### 3.6 Presupuesto

Finalmente se realiza la estimación de los precios en dólares americanos de lo que conllevaría construir el parque eólico estudiado. En la Tabla 3.7 se detallan los valores de cada equipo, herramienta y mano de obra.

TABLA 3.7 Presupuesto del parque eólico.

<b>Presupuesto</b>			
<b>Materiales</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Unitario</b>	<b>Total \$</b>
Aerogenerador ENERCON E53-800	3	512.000	1.536.000
Cable tripolar MV-90 aislado de cobre 53 mm	2.500	34	85.000
Transformador trifásico 690/13800, 1MVA	3	33.500	100.500
Seccionador 15kV , 10kA, BIL 110 kV 100 A.	6	300	1.800
Interruptor automático 15kV, 10kA BIL 110 Kv	4	3.000	12.000
<b>Mano de obra</b>			
Construcción de bases	3	33.355	100.065
Construcción de torres	3	2.000	6.000
Zanjas	2.250	33	74.250
Caminos	2.795	33	92.235
Señalización	3	8.500	25.500
Seguridad y Salud	1	15.000	15.000
Logística y Transporte	1	250.000	250.000
<b>TOTAL</b>			<b>\$ 2.298.350</b>

Fuente (Autor).

Los datos observados en la Tabla 3.7 se obtuvieron del libro Manual de energía Eólica de Salvador Cucó Pardillos.

## **Conclusiones**

Se diseñó un parque eólico para la isla Santa Cruz con una potencia instalada de 2,4 MW conformado por tres aerogeneradores. Los resultados muestran que la producción de energía del parque es de 4,65 GWh/año. Por lo tanto, abastece aproximadamente con el 8,17 % de la demanda total de Galápagos.

Se estudió las topologías y componentes de un parque eólico, entre ellos las topologías de conexión para la red eléctrica del parque, limitaciones que se consideran para el diseño del parque tales como: impacto visual, impacto acústico en base a la norma IEC 61400-11. Además, se estudió la distribución y disposición de los aerogeneradores que fueron parámetros fundamentales para el diseño del parque eólico.

Se estudió el recurso eólico existente en Galápagos con datos de velocidad y dirección de viento reales de 12 meses comprendidas desde donde agosto del año 2014 hasta julio del año 2015 donde se calculó las variables principales para el diseño. Además, se definió el área del terreno donde se ubicó el parque considerando la zonificación de áreas protegidas.

Se dimensionó el parque eólico de acuerdo a cada uno de sus componentes, entre ellos: cableado eléctrico, nivel de voltaje de la red eléctrica considerando caídas de voltaje y pérdidas de potencia. Además, se definió el número de turbinas, la ubicación geográfica exacta de cada aerogenerador considerando las pérdidas por el efecto estela que se las simuló en el programa WAsP.

## **Recomendaciones**

Es importante la investigación de nuevas fuentes de energía limpias. Que ayuden a disminuir la contaminación ambiental y ayuden a conservar la vida de nuestro planeta. Se recomienda que el tema del presente proyecto sirva para fomentar el uso y el estudio de nuevas fuentes de energía renovables.

Una de las partes importantes para realizar el diseño de un parque eólico es el estudio del recurso en el terreno donde se implementará. Es recomendable obtener el mayor número de datos de velocidad y dirección del viento ya que entre más datos se obtenga mayor será la precisión al calcular la producción de energía del parque.

El diseño de la subestación y la interconexión a la red eléctrica de Galápagos son temas independientes. Los estudios de los temas mencionados son amplios y complejos por lo tanto se recomienda a los estudiantes de ingeniería eléctrica se consideren como temas de trabajo de titulación o investigación.

## Bibliografía

- Cucó Pardillos, S. (2017). *Manual de energía eólica desarrollo de proyectos e instalaciones*. València: Universidad Politécnica de València.
- Steiness, C. (10 de septiembre de 2012). Aerogeneradores y niebla. Europa.
- Acevedo, J. Á. (junio de 2014). Mejoras en la implantación de instalaciones Eólicas en tierra firme. Sevilla: Escuela Técnica Superior de Sevilla.
- ADURCAL. (2019). *Ayuntamiento de Durcal*. Obtenido de <http://adurcal.com/enlaces/mancomunidad/viabilidad/63.htm>
- Ambiente, M. d. (24 de enero de 2001). *elmundo.es*. Obtenido de <https://www.elmundo.es/elmundo/2001/01/22/ciencia/980153556.html%20>
- Ambiente, M. d. (2016). Plan de Manejo de las áreas protegidas de Galápagos para el Buen Vivir. Ecuador.
- AMBIENTE, M. D. (2019). *MINISTERIO DEL AMBIENTE*. Obtenido de <http://suia.ambiente.gob.ec/inicio;jsessionid=laee-rxIX97A-myljfgJ7QWA>
- ARCONEL, A. (2018). ESTADÍSTICA ANUAL Y MULTIANUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO ECUATORIANO. ECUADOR.
- ARCONEL, D. N. (2017). Estadística anual y multianual del sector eléctrico Ecuatoriano 2017. *Infraestructura del Sector Eléctrico Ecuatoriano*. Ecuador.
- Association, D. W. (01 de julio de 2017). *Danish Wind Industry Association*. Obtenido de <http://www.windpower.org/en>.
- Cables Spain, P. (13 de febrero de 2017). *Prysmian Group*. Obtenido de <https://www.prysmianclub.es/novedades-de-la-norma-de-intensidades-admisibles-une-hd-60364-5-52-instalaciones-al-aire/>
- CLIMATE-DATA.ORG. (07 de 11 de 2019). Clima Galápagos. Ecuador. Obtenido de <https://es.climate-data.org/america-del-sur/ecuador/provincia-de-imbabura/galapagos-178817/>

- Cruz, G. A. (2018). *Gobierno Autonomo Descentralizado Municipal de Santa Cruz*. Obtenido de <http://www.gadsantacruz.gob.ec/puerto-ayora/poblacion/>
- Cultural, I. N. (2010). *Instituto Nacional de Patrimonio Cultural*. Obtenido de <http://patrimoniocultural.gob.ec/las-islas-galapagos/>
- ENERCON. (s.f.). Hoja de datos .
- ENERGÉTICO, I. D. (18 de octubre de 2019). Oficio Nro. IIGE-IIGE-2019-1466-O. Quito, Ecuador.
- García Camacho, I. (2016). Análisis de viabilidad tecnoeconómica de parques eólicos offshore en España. Sevilla: Universidad de Sevilla.
- Gil, M. D. (2014). *Design, operation and control of novel electrical concepts for offshore wind power plants*. Barcelona: Universidad Politécnica de Catalunya.
- Google Earth, P. (05 de 11 de 2019). Google Earth Pro.
- Guillén, O. (2015). *Energía Eólica para Generación Eléctrica*. México: Trillas.
- Herbert, J., Iniyar, S., Sreevalsan, E., & S. Rajapandian. (2017). *A review of wind energy technologies*.
- Hernández Miranda, J. E. (2018). Elementos de los parques eólicos que deben ser controlados para su interconexión con redes eléctricas . *Universidad Autónoma Metropolitana-Azcapotzalco*.
- IEC 61400-11, W. t. (2012). IEC 61400-11 Wind turbines. *Acoustic noise measurement techniques*. ESPAÑA.
- León, A., & Espinoza, J. M. (2016). *Instalaciones de distribución*. España: marcombo.
- MEER. (2011). Unidades de Propiedad. Ecuador.
- MEER. (2013). Atlas Eólico del Ecuador Con fines de generación eléctrica. Quito, Ecuador.
- Méndez, J. M., & Rodríguez, L. M. (2015). *Energía Eólica*. Madrid: Fundación Confemetal.

- Mosquera, P. (14 de marzo de 2017). *Energías Renovables del periodismo de la energías limpias*. Obtenido de <https://www.energias-renovables.com/eolica/nuevo-sistema-para-conocer-el-impacto-del-20170314>
- Pérez, J. L. (2011). *MÍNIMOS CUADRADOS GENERALIZADOS NO LINEALES PARA FUNCIONES VECTORIALES*. La Habana: Universidad de La Habana,.
- Quezada, F. F. (septiembre 2015). Aprvecamiento del recurso eólico en el Ecuador mediante estimación de producción eléctrica y análisis de viabilidad económica. *ResearchGate*, 3,4,5.
- Renovables, F. E., & TESICNOR. (2014). *Guía de buenas prácticas para la prevención y protección contra el rayo en Parques Eólicos*. Navarra, España.
- Renovables, M. d. (2016). *Energía Verde para Galápagos* . Ecuador.
- Renovables, M. d. (2018). *RENDICIÓN DE CUENTASEMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL GALÁPAGOS 2018. APORTE DE FUENTES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA A NIVEL PROVINCIAL 2018* . Galápagos, Ecuador.
- Rodríguez Rodríguez, L. M. (2015). *Energía Eólica*. Madrid: Fundación Confemetal.
- Rosato, M. A. (1991). *Diseño de Máquinas Eólicas de Pequeña Potencia*. Progenza.
- Sánchez, R. (2015). *Modelado y Análisis de un Parque Eólico Marino conectado en corriente continua a un Sistema Eléctrico Insular*. España: Universidad de las Palmas de Gran Canaria.
- Talayero Navales, A. P., & Martínez, E. (2011). *Energías Renovables. Energía Eólica 2nda Edición* . Zaragoza, España: UNE.
- TRAVEL, E. (2014). *ECOS TRAVEL*. Obtenido de <https://www.ecostravel.com/ecuador/ciudades-destinos/baltra.php>
- UNESCO. (2001). *Organización de las Naciones Unidas para la Educación Ciencia y Cultura*. Obtenido de <https://whc.unesco.org/en/list/1>

Usón Sabaté, F. (2014). Desarrollo de un modelo de costes para parques eólicos offshore. *Escuela Técnica Superior de Barcelona*, 15-25.

Vega, d., & Ramírez, M. (2013). *FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES Y NO RENOVABLES*.

Villarrubia, M. (2013). *Ingeniería de la Energía Eólica*. México: Alfaomega.

ANEXO A: DATOS DE VELOCIDAD Y DIRECCIÓN DEL VIENTO

D/M/A	Hora	Dirección del viento	Velocidad (10m.)	Velocidad (75m.)	D/M/A	Hora	Dirección del viento	Velocidad (10m.)	Velocidad (75m.)	D/M/A	Hora	Dirección del viento	Velocidad (10m.)	Velocidad (75m.)	D/M/A	Hora	Dirección del viento	Velocidad (10m.)	Velocidad (75m.)
1/08/2014	0:00	280	5,8	8,2	31/10/2014	5:00	160	3,1	4,4	30/01/2015	19:00	137	5,8	8,2	1/05/2015	21:00	153	2,4	3,4
1/08/2014	1:00	295	4,2	5,9	31/10/2014	6:00	151	3,8	5,4	30/01/2015	20:00	139	5,8	8,2	1/05/2015	22:00	153	2,4	3,4
1/08/2014	2:00	293	1,8	2,5	31/10/2014	7:00	151	3,4	4,8	30/01/2015	21:00	130	5	7,0	1/05/2015	23:00	152	2,3	3,2
1/08/2014	3:00	84	2,2	3,1	31/10/2014	8:00	162	3,9	5,5	30/01/2015	22:00	136	4,5	6,3	2/05/2015	0:00	161	2,2	3,1
1/08/2014	4:00	122	1,8	2,5	31/10/2014	9:00	199	3,7	5,2	30/01/2015	23:00	133	4,4	6,2	2/05/2015	1:00	161	2,1	3,0
1/08/2014	5:00	182	1,9	2,7	31/10/2014	10:00	282	2,8	3,9	31/01/2015	0:00	138	4,4	6,2	2/05/2015	2:00	154	1,7	2,4
1/08/2014	6:00	151	4	5,6	31/10/2014	11:00	336	3,5	4,9	31/01/2015	1:00	139	4,4	6,2	2/05/2015	3:00	199	1,3	1,8
1/08/2014	7:00	151	4,9	6,9	31/10/2014	12:00	334	4,6	6,5	31/01/2015	2:00	148	3,9	5,5	2/05/2015	4:00	321	0,1	0,1
1/08/2014	8:00	158	4,4	6,2	31/10/2014	13:00	322	4,9	6,9	31/01/2015	3:00	149	4,1	5,8	2/05/2015	5:00	179	1,5	2,1
1/08/2014	9:00	175	5,3	7,5	31/10/2014	14:00	312	5,7	8,0	31/01/2015	4:00	146	4,1	5,8	2/05/2015	6:00	154	1,1	1,5
1/08/2014	10:00	295	2,4	3,4	31/10/2014	15:00	314	4,3	6,1	31/01/2015	5:00	137	4,6	6,5	2/05/2015	7:00	138	0,9	1,3
1/08/2014	11:00	342	2,4	3,4	31/10/2014	16:00	330	4,6	6,5	31/01/2015	6:00	149	3,7	5,2	2/05/2015	8:00	153	0,9	1,3
1/08/2014	12:00	19	2,8	3,9	31/10/2014	17:00	296	2,5	3,5	31/01/2015	7:00	158	2,6	3,7	2/05/2015	9:00	224	0,7	1,0
1/08/2014	13:00	26	4,5	6,3	31/10/2014	18:00	163	6,9	9,7	31/01/2015	8:00	179	2,6	3,7	2/05/2015	10:00	282	1,2	1,7
1/08/2014	14:00	17	6,5	9,2	31/10/2014	19:00	170	8	11,3	31/01/2015	9:00	142	2,8	3,9	2/05/2015	11:00	312	2,9	4,1
1/08/2014	15:00	5	3,1	4,4	31/10/2014	20:00	168	5,7	8,0	31/01/2015	10:00	131	5,2	7,3	2/05/2015	12:00	315	3,1	4,4
1/08/2014	16:00	19	3,3	4,6	31/10/2014	21:00	159	4,6	6,5	31/01/2015	11:00	123	5,9	8,3	2/05/2015	13:00	314	3,6	5,1
1/08/2014	17:00	297	4	5,6	31/10/2014	22:00	153	4,9	6,9	31/01/2015	12:00	122	6,7	9,4	2/05/2015	14:00	57	1	1,4
1/08/2014	18:00	293	3,6	5,1	31/10/2014	23:00	156	5	7,0	31/01/2015	13:00	104	6,6	9,3	2/05/2015	15:00	100	3,9	5,5
1/08/2014	19:00	325	2	2,8	1/11/2014	0:00	148	4	5,6	31/01/2015	14:00	111	6,2	8,7	2/05/2015	16:00	146	4,6	6,5
1/08/2014	20:00	41	1,5	2,1	1/11/2014	1:00	154	4,3	6,1	31/01/2015	15:00	115	6,9	9,7	2/05/2015	17:00	159	4,6	6,5
1/08/2014	21:00	191	0,5	0,7	1/11/2014	2:00	159	3,1	4,4	31/01/2015	16:00	124	6,6	9,3	2/05/2015	18:00	155	3,9	5,5
1/08/2014	22:00	306	2	2,8	1/11/2014	3:00	140	3,4	4,8	31/01/2015	17:00	131	4,7	6,6	2/05/2015	19:00	155	4,4	6,2
1/08/2014	23:00	349	2,7	3,8	1/11/2014	4:00	149	4	5,6	31/01/2015	18:00	132	5,3	7,5	2/05/2015	20:00	174	3,7	5,2
2/08/2014	0:00	353	4,3	6,1	1/11/2014	5:00	147	1,9	2,7	31/01/2015	19:00	142	2	2,8	2/05/2015	21:00	172	3	4,2
2/08/2014	1:00	342	3,5	4,9	1/11/2014	6:00	132	2,4	3,4	31/01/2015	20:00	153	5,5	7,7	2/05/2015	22:00	183	3,5	4,9
2/08/2014	2:00	321	3,8	5,4	1/11/2014	7:00	141	2,7	3,8	31/01/2015	21:00	148	5,9	8,3	2/05/2015	23:00	201	4,3	6,1
2/08/2014	3:00	335	3,3	4,6	1/11/2014	8:00	141	3,8	5,4	31/01/2015	22:00	144	6	8,5	3/05/2015	0:00	197	4,6	6,5
2/08/2014	4:00	71	1,6	2,3	1/11/2014	9:00	130	5,2	7,3	31/01/2015	23:00	148	5,4	7,6	3/05/2015	1:00	207	4,6	6,5
2/08/2014	5:00	98	1,7	2,4	1/11/2014	10:00	123	5,5	7,7	1/02/2015	0:00	152	5,5	7,7	3/05/2015	2:00	219	3	4,2
2/08/2014	6:00	131	2,8	3,9	1/11/2014	11:00	124	7,9	11,1	1/02/2015	1:00	151	5,7	8,0	3/05/2015	3:00	271	2,6	3,7
2/08/2014	7:00	137	3,9	5,5	1/11/2014	12:00	119	8,3	11,7	1/02/2015	2:00	161	3,8	5,4	3/05/2015	4:00	248	1,8	2,5
2/08/2014	8:00	163	4,4	6,2	1/11/2014	13:00	113	8,4	11,8	1/02/2015	3:00	145	3,4	4,8	3/05/2015	5:00	284	1,2	1,7
2/08/2014	9:00	168	3,9	5,5	1/11/2014	14:00	119	8,9	12,5	1/02/2015	4:00	150	4,5	6,3	3/05/2015	6:00	213	2,1	3,0
2/08/2014	10:00	182	3,1	4,4	1/11/2014	15:00	114	10,3	14,5	1/02/2015	5:00	150	4,2	5,9	3/05/2015	7:00	87	1,1	1,5
2/08/2014	11:00	173	3,9	5,5	1/11/2014	16:00	111	10	14,1	1/02/2015	6:00	147	4,6	6,5	3/05/2015	8:00	87	1,5	2,1
2/08/2014	12:00	165	6,7	9,4	1/11/2014	17:00	119	9,9	13,9	1/02/2015	7:00	144	5,1	7,2	3/05/2015	9:00	124	2,8	3,9
2/08/2014	13:00	160	7,7	10,8	1/11/2014	18:00	125	9,1	12,8	1/02/2015	8:00	151	4,8	6,8	3/05/2015	10:00	144	4,3	6,1
2/08/2014	14:00	242	2,4	3,4	1/11/2014	19:00	146	7,5	10,6	1/02/2015	9:00	162	4,9	6,9	3/05/2015	11:00	146	3,4	4,8
2/08/2014	15:00	346	2,9	4,1	1/11/2014	20:00	145	6,7	9,4	1/02/2015	10:00	143	5,3	7,5	3/05/2015	12:00	254	1,5	2,1
2/08/2014	16:00	4	1,8	2,5	1/11/2014	21:00	143	6,2	8,7	1/02/2015	11:00	131	6,7	9,4	3/05/2015	13:00	267	0,9	1,3
2/08/2014	17:00	157	8,1	11,4	1/11/2014	22:00	143	5,2	7,3	1/02/2015	12:00	126	6,9	9,7	3/05/2015	14:00	222	2,4	3,4
2/08/2014	18:00	147	7,2	10,1	1/11/2014	23:00	143	5,6	7,9	1/02/2015	13:00	121	6,9	9,7	3/05/2015	15:00	247	1,6	2,3
2/08/2014	19:00	151	5,9	8,3	2/11/2014	0:00	146	5,3	7,5	1/02/2015	14:00	122	7,2	10,1	3/05/2015	16:00	264	3	4,2
2/08/2014	20:00	162	6,1	8,6	2/11/2014	1:00	142	5	7,0	1/02/2015	15:00	116	6,3	8,9	3/05/2015	17:00	276	1,7	2,4
2/08/2014	21:00	175	5,4	7,6	2/11/2014	2:00	146	4,9	6,9	1/02/2015	16:00	115	5,9	8,3	3/05/2015	18:00	154	1,7	2,4
2/08/2014	22:00	183	5,2	7,3	2/11/2014	3:00	145	4,4	6,2	1/02/2015	17:00	117	6,4	9,0	3/05/2015	19:00	233	2,6	3,7
2/08/2014	23:00	160	3,5	4,9	2/11/2014	4:00	141	3,9	5,5	1/02/2015	18:00	119	7	9,9	3/05/2015	20:00	222	1,9	2,7
3/08/2014	0:00	169	4,4	6,2	2/11/2014	5:00	139	3,6	5,1	1/02/2015	19:00	126	6,6	9,3	3/05/2015	21:00	142	0,4	0,6
3/08/2014	1:00	169	4,8	6,8	2/11/2014	6:00	132	3,4	4,8	1/02/2015	20:00	134	5,3	7,5	3/05/2015	22:00	140	3,1	4,4
3/08/2014	2:00	169	4,5	6,3	2/11/2014	7:00	134	2,8	3,9	1/02/2015	21:00	150	4,9	6,9	3/05/2015	23:00	151	2,8	3,9
3/08/2014	3:00	178	3,2	4,5	2/11/2014	8:00	130	3,1	4,4	1/02/2015	22:00	140	4,7	6,6	4/05/2015	0:00	154	3,3	4,6
3/08/2014	4:00	166	1,4	2,0	2/11/2014	9:00	136	5	7,0	1/02/2015	23:00	143	5,1	7,2	4/05/2015	1:00	163	2	2,8
3/08/2014	5:00	174	1,2	1,7	2/11/2014	10:00	134	5,6	7,9	2/02/2015	0:00	157	5,2	7,3	4/05/2015	2:00	165	1,8	2,5
3/08/2014	6:00	140	1,1	1,5	2/11/2014	11:00	125	6,2	8,7	2/02/2015	1:00	145	5,4	7,6	4/05/2015	3:00	176	1,7	2,4
3/08/2014	7:00	151	2,8	3,9	2/11/2014	12:00	121	6,8	9,6	2/02/2015	2:00	148	6,2	8,7	4/05/2015	4:00	200	2,4	3,4
3/08/2014	8:00	177	1,9	2,7	2/11/2014	13:00	120	6	8,5	2/02/2015	3:00	155	5,3	7,5	4/05/2015	5:00	213	2,1	3,0
3/08/2014	9:00	325	0,4	0,6	2/11/2014	14:00	124	5,7	8,0	2/02/2015	4:00	152	4,8	6,8	4/05/2015	6:00	186	1,3	1,8
3/08/2014	10:00	336	1,6	2,3	2/11/2014	15:00	124	5,5	7,7	2/02/2015	5:00	156	4,3	6,1	4/05/2015	7:00	115	1,6	2,3
3/08/2014	11:00	344	3,2	4,5	2/11/2014	16:00	125	5,6	7,9	2/02/2015	6:00	159	4,3	6,1	4/05/2015	8:00	138	2,2	3,1
3/08/2014	12:00	338	3	4,2	2/11/2014	17:00	123	6,1	8,6	2/02/2015	7:00	153	4,8	6,8	4/05/2015	9:00	139	3,6	5,1
3/08/2014	13:00	338	2,6	3,7	2/11/2014	18:00	124	7	9,9	2/02/2015	8:00	154	5,8	8,2	4/05/2015				

## ANEXO B: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL AEROGENERADOR

### TECHNICAL DATA

# E-53



#### GENERAL

Nominal power	800 kW
Wind CLASS (IEC)	IEC SA
Wind zone (DIBt)	WZIIexp./WZ3GKI/WZ4GKII
Turbine concept	gearless, variable speed, full power converter
DESIGN SERVICE life	20 years
Cut in wind SPEED	2.5 m/s
Cut out wind SPEED	34 m/s
Extreme wind SPEED at hub height (3-second gust)	57 m/s (HH 60 / 73 m) 55 m/s (HH 50 m)
Rotational SPEED	10.0 - 27.7 rpm
Ambient temperature for normal operation	-10 °C to +40 °C
Extreme temperature range	-20 °C to +50 °C
Grid feed / control system	ENERCON inverter
Grid frequency	50 Hz / 60 Hz
Sound power level	87.3 - 102.5 dB(A)* Yield and noise-optimised operation. Further modes on request.

#### ROTOR

Rotor diameter	52.9 m
Swept area	2,198 m <sup>2</sup>
Type	upwind rotor with active pitch control

#### TOWER

Hub height	IEC IA	IEC IIA	IEC IIIA
			50 m
			60 m
			73 m

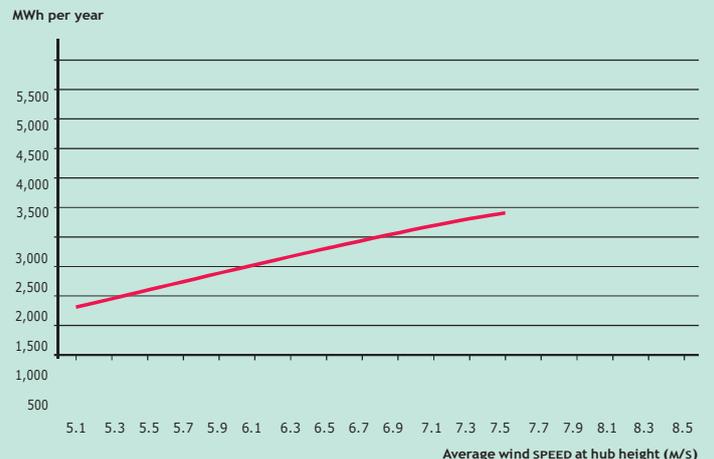
#### GENERATOR

Type	directly driven, separately excited annular generator
Cooling system	air cooling system

#### FEATURES

	STANDARD	OPTIONAL
FACTS and transmission	X	
ENERCON SCADA	X	
ENERCON storm control	X	
Ice detection system	X	
Power curve method		
Low radar reflectivity rotor blades		X
Additional ice detection system		X
Blade heating system		X
Hot-Climate		X
Shadow shutdown		X
ENERCON SCADA bat protection		X
STATCOM		X
Inertia Emulation		X
Sector management for wind farms		X
Beacon management for wind farms		X

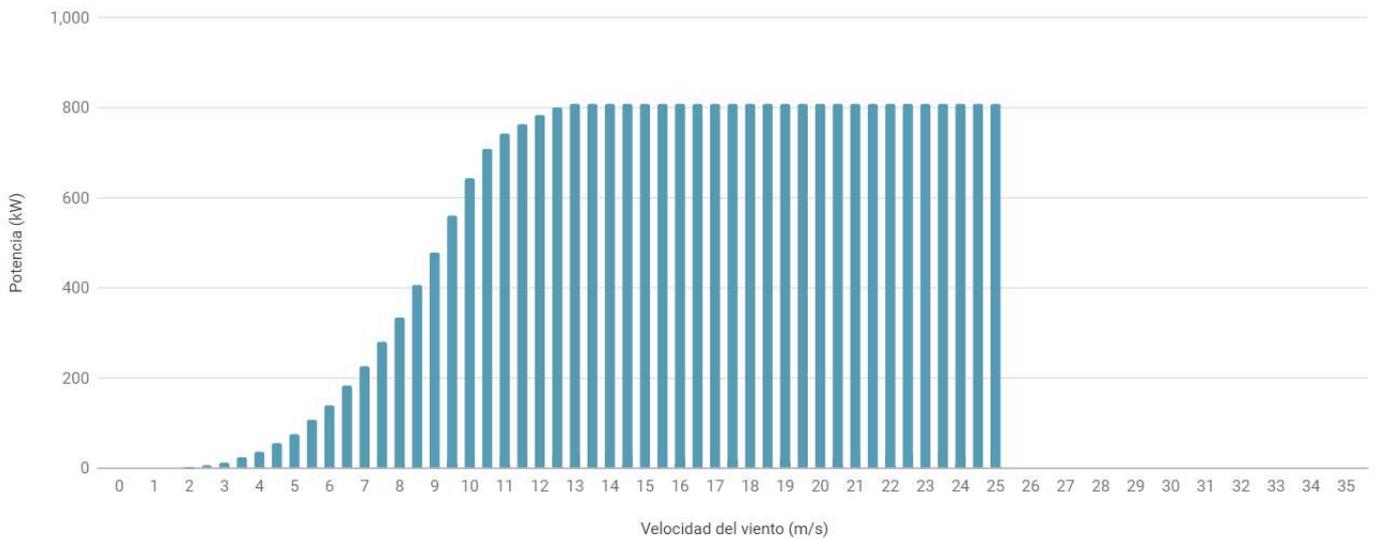
#### ANNUAL ENERGY YIELD



E-53 / 800 kW

\* dependent on hub height

# Curva de potencia



(Air density: 1,225 kg/m<sup>3</sup>)

Wasp Turbine Editor: E53-800.wtg \*

File Performance Tables Help

Description \*: ENERCO E53/800  
 Rotor diameter \*: 53.00  
 Hub height \*: 73.00

Enable Edit  
 Enable Separate Ct  
 Dec. comma accepted (Applies only to Dual Power curve and separate Ct - tables)

Company Info Performance curve #1

#	Speed m/s	Power kW	Ct
1*	2.00	2.000	0.8790
2*	3.00	14.000	0.8440
3*	4.00	38.000	0.8280
4*	5.00	77.000	0.8220
5*	6.00	141.000	0.8200
6*	7.00	228.000	0.8190
7*	8.00	336.000	0.7950
8*	9.00	480.000	0.7030
9*	10.00	645.000	0.5610
10*	11.00	744.000	0.4270
11*	12.00	785.000	0.3260
12*	13.00	810.000	0.2560
13*	14.00	810.000	0.2050
14*	15.00	810.000	0.1680
15*	16.00	810.000	0.1400
16*	17.00	810.000	0.1190
17*	18.00	810.000	0.1020
18*	19.00	810.000	0.0890
19*	25.00	810.000	0.0800
20*			

Table Size: 20 Clean Up

Insert separate Ct-curve by interpolation

Air density kg/m<sup>3</sup>: 1.214  
 Maximum Noise level dB(A):  
 Blade pitch angle °: 23.00  
 Rotational rate R/min: 455.00

Low speed-limit m/s: 2.00  
 High speed-limit m/s: 25.00

Cut-parameters  
 Table-derived  Explicit

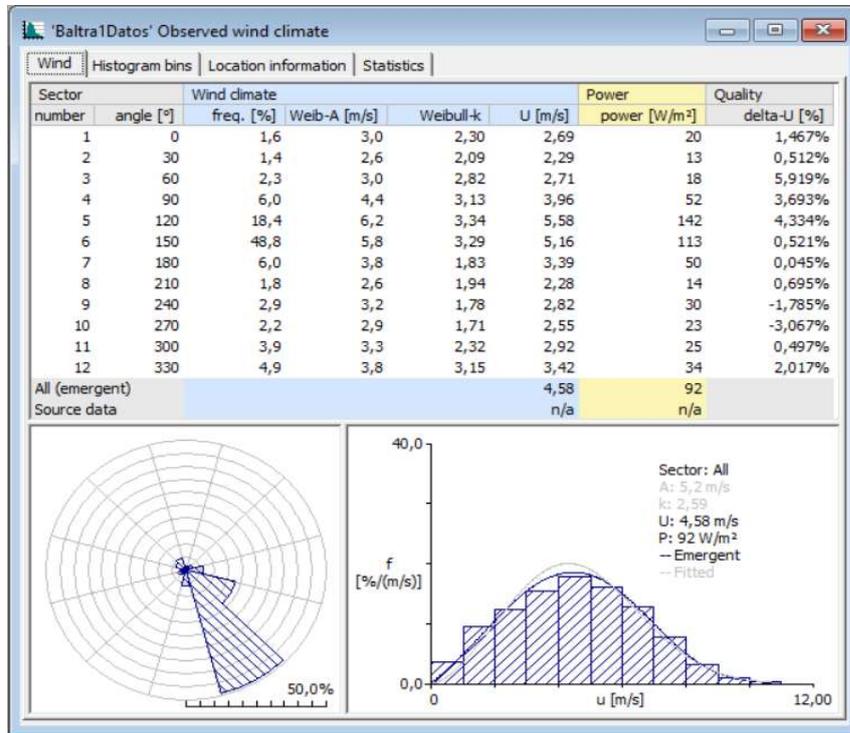
Cut-in speed m/s: 2.00  
 Cut-out speed m/s: 25.00  
 Stat. thrust coeff.: 0.0800

URI  
 Release date:  
 DataSource:  
 DataStatus:  
 Comments:

U: 0,0000 m/s Power: 0,0000 kW Ct: 0,0800

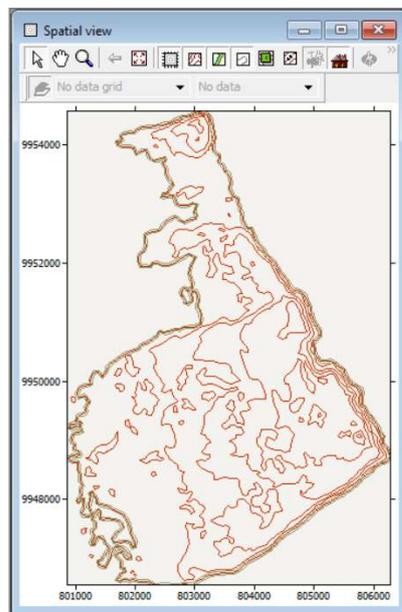
Weibull parameters: A: 6,0 m/s k: 2,0 AEP: 1,470005 GWh

## ANEXO C: GENERACIÓN DE DATOS REQUERIDOS POR EL PROGRAMA WASP.



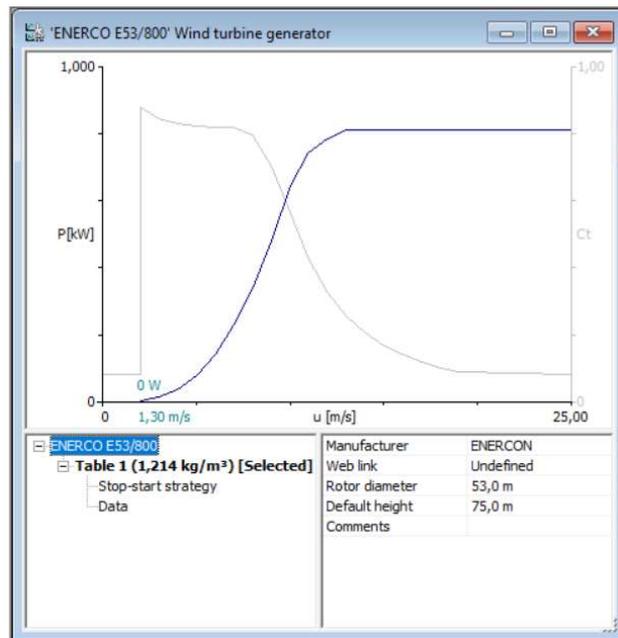
Resumen estadístico en WASP de los datos reales de velocidad y dirección de viento a 10 metros.

Fuente: (Autor).



Mapa topográfico de la isla Baltra realizado en WASP.

Fuente: (Autor).

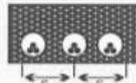
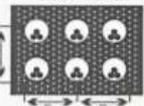


Características técnicas del aerogenerador ENERCON E53-800 en WAsP.

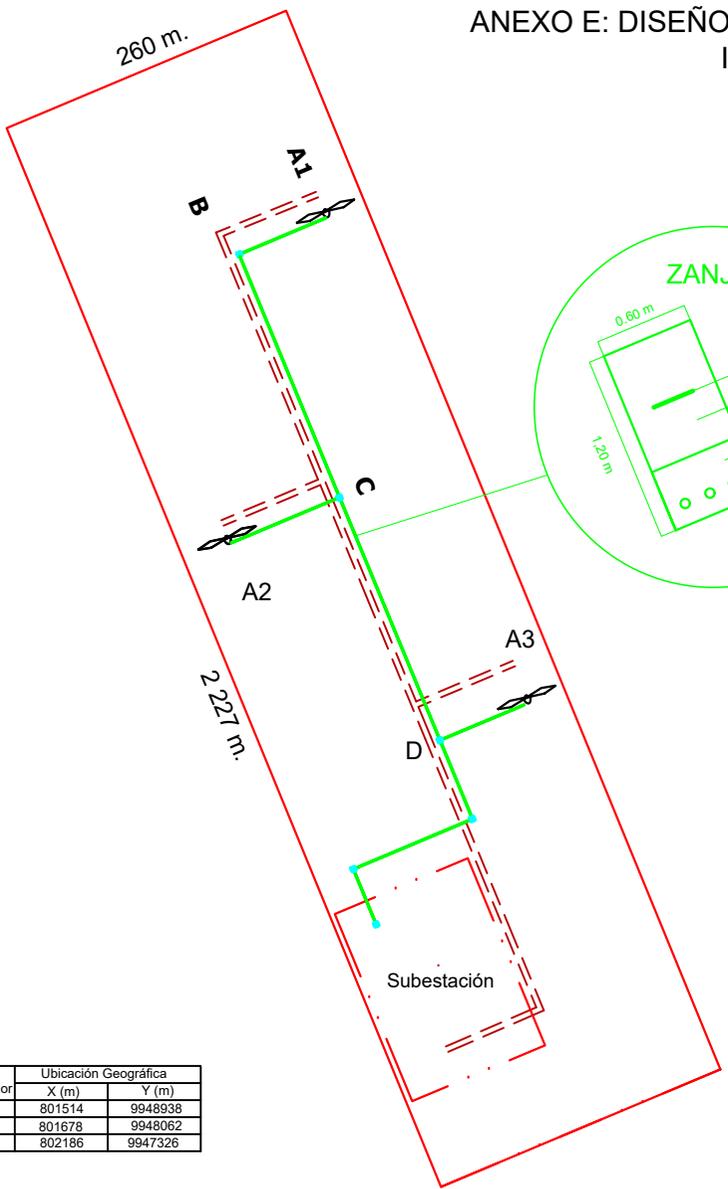
Fuente: (Autor).

## ANEXO D: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE CONDUCTORES AISLADOS.

### Capacidad de Corriente de Cables para Media Tensión

Instalación en conductos eléctricos subterráneos Temperatura ambiente 20°C, Temperatura conductor 90°C Factor de carga 100% Resistencia térmica RHO.90						Bancos de conductos eléctricos											
						Detalle 1  30 x 30 cm Un conductor eléctrico		Detalle 2  70 x 30 cm Tres conductos eléctricos (S=20cm)				Detalle 3  70 x 50 cm Seis conductos eléctricos (S=20cm)					
Conductor		Resistencia Eléctrica			Cap. Corto Circuito	Monopolares o Triplex (Tabla NTC 310-77 y 78)						Tripolares (Tabla NTC 310-79 y 80)					
Calibre	Metal	Área	DC a 20 °C	AC a 90 °C	1 seg	1 Circuito Detalle 1		3 Circuitos Detalle 2		6 Circuitos Detalle 3		1 Circuito Detalle 1		3 Circuitos Detalle 2		6 Circuitos Detalle 3	
AWG /kcmil		mm <sup>2</sup>	ohm/km	ohm/km	kA	5 kV	6-35 kV	5 kV	6-35 kV	5 kV	6-35 kV	5 kV	6-35 kV	5 kV	6-35 kV	5 kV	6-35 kV
8	Cu	8,37	2,102	2,680	1,2	64	-	56	-	48	-	59	-	53	-	46	-
6	Cu	13,30	1,323	1,687	1,9	85	90	73	77	62	64	78	88	69	75	60	63
4	Cu	21,15	0,831	1,060	3,0	110	115	95	99	80	82	100	115	89	97	77	81
2	Cu	33,63	0,523	0,667	4,8	145	155	125	130	105	105	135	150	115	125	98	105
1/0	Cu	53,51	0,329	0,420	7,6	195	200	160	165	135	135	175	195	150	160	125	130
2/0	Cu	67,44	0,261	0,333	9,6	220	230	185	185	150	150	200	220	170	185	145	150
3/0	Cu	85,03	0,207	0,265	12,1	250	260	210	210	170	170	230	250	195	205	165	170
4/0	Cu	107,2	0,164	0,211	15,3	290	295	235	240	195	190	265	285	225	230	185	190
250	Cu	126,7	0,139	0,179	18,0	320	325	260	260	210	210	290	310	245	255	200	205
350	Cu	177,3	0,0992	0,129	25,2	385	390	315	310	250	245	355	375	295	305	240	245
500	Cu	253,4	0,0694	0,0926	36,1	470	465	375	370	300	290	430	450	355	360	290	290

# ANEXO E: DISEÑO DEL PARQUE EÓLICO PARA LA ISLA SANTA CRUZ



**Simbología**

Camino	==
Zanja	—
Pozo	□
Aerogenerador	⚡

**TRAMOS LONGITUD(m)**

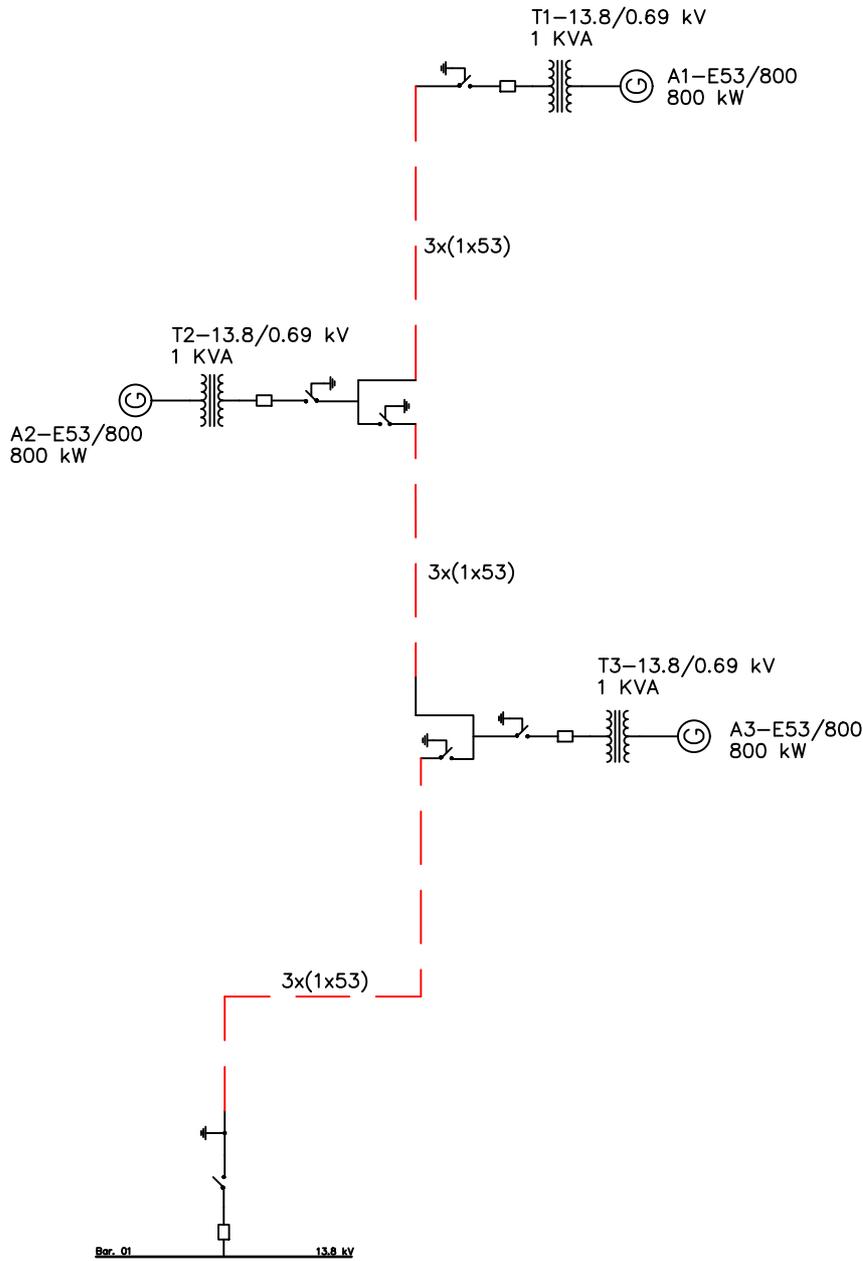
A1-B	81
B-C	870
C-A2	100
C-D	870
D-A3	82
D-Subestación	233



N° Aerogenerador	Ubicación Geográfica	
	X (m)	Y (m)
A1	801514	9948938
A2	801678	9948062
A3	802186	9947326

UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE CARRERA DE INGENIERÍA EN MANTENIMIENTO ELÉCTRICO		
PROYECTO: DISEÑO DE UN PARQUE EÓLICO PARA LA ISLA SANTA CRUZ		
SANTIAGO FLORES	1:1000	13/01/2020
DISEÑADO POR:	ESCALA:	FECHA:
PHD ANA CABRERA	ANEXO E	
REVISADO POR:	# DE HOJA:	# UNIDADES

## ANEXO F: DIAGRAMA UNIFILAR DEL PARQUE EÓLICO



Simbología	
	Aerogenerador
	Transformador
	Seccionador
	Interruptor A.
	Red MV Subterránea

### UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE CARRERA DE INGENIERÍA EN MANTENIMIENTO ELÉCTRICO

PROYECTO:

SANTIAGO FLORES	FICA	13/01/2020
DISEÑADO POR:	FACULTAD	FECHA :
PHD ANA CABRERA	ANEXO F	
REVISADO POR:	# DE HOJA:	# UNIDADES