



**UNIVERSIDAD NACIONAL
“PEDRO RUIZ GALLO”**



Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica

IV PROGRAMA DE TITULACIÓN PROFESIONAL EXTRAORDINARIA

TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

Para Optar el Título Profesional de

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

**“ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA DE UNA
MINICENTRAL EÓLICA DE 94,5 KW DE POTENCIA
NOMINAL EN LA PRESA CIRATO
CENTRAL HIDROELÉCTRICA CARHUAQUERO”**

Presentado Por:

Bach. EFRAÍN SALAZAR ROALCABA

Asesor

DR. DANIEL CARRANZA MONTENEGRO

LAMBAYEQUE – PERÚ

Enero del 2019



**UNIVERSIDAD NACIONAL
“PEDRO RUIZ GALLO”**



Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica

IV PROGRAMA DE TITULACIÓN PROFESIONAL EXTRAORDINARIA

TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

Para Optar el Título Profesional de

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

**“ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA DE UNA
MINICENTRAL EÓLICA DE 94,5 KW DE POTENCIA
NOMINAL EN LA PRESA CIRATO
CENTRAL HIDROELÉCTRICA CARHUAQUERO”**

Presentado Por:

Bach. EFRAIN SALAZAR ROALCABA

Aprobado por el Jurado Examinador

PRESIDENTE : M.Sc. SEGUNDO ABELARDO HORNA TORRES

SECRETARIO : M.Sc. JONY VILLALOBOS CABRERA

MIEMBRO : M.Sc. CARLOS JAVIER COTRINA SAAVEDRA

ASESOR : DR. DANIEL CARRANZA MONTENEGRO

LAMBAYEQUE – PERÚ

Enero del 2019



UNIVERSIDAD NACIONAL PEDRO RUIZ GALLO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA y ELÉCTRICA
IV PROGRAMA DE TITULACIÓN PROFESIONAL EXTRAORDINARIA



TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL

TÍTULO

**“ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA DE UNA MINICENTRAL EÓLICA
DE 94,5 KW DE POTENCIA NOMINAL EN LA PRESA CIRATO
CENTRAL HIDROELECTRICA CARHUAQUERO”**

CONTENIDOS

CAPITULO I: PROBLEMA DE LA INVESTIGACION.

CAPITULO II: MARCO TEORICO.

CAPITULO III: MARCO METODOLOGICO.

CAPITULO IV: ANALISIS E INTERPRETACION DE LOS RESULTADOS.

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

CAPÍTULO VI: REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.

CAPITULO VII: ANEXOS, PLANOS Y OTROS.

AUTOR: Bach. EFRAÍN SALAZAR ROALCABA

PRESIDENTE

SECRETARIO

MIEMBRO

ASESOR

LAMBAYEQUE – PERÚ

Enero del 2019

DEDICATORIA

El logro de esta etapa en mi vida quiero dedicárselo a mis padres y a quienes en algún momento colaboraron DIRECTA o INDIRECTAMENTE en este maravilloso resultado que he logrado: “OBTENER EL TÍTULO DE INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA”.

*Gracias a Dios por haberme dado la fortaleza para salir
avante en mi carrera.*

AGRADECIMIENTOS

A DIOS por habernos dado la sabiduría y fortaleza para que fuera posible la realización de este proyecto.

Gracias PAPA y MAMA, por su esfuerzo constante por guiarme en mi camino y su apoyo incondicional a lo largo de estos 26 años. LO LOGARON.

A todas las personas involucradas en la INVESTIGACIÓN realizada, quienes contribuyeron con su tiempo y conocimiento para ayudarme a terminar.

Un recuerdo especial a todos los AMIGOS con los que compartimos aulas, por hacer divertido y llevadero el periodo UNIVERSITARIO.

RESUMEN

El siguiente trabajo de suficiencia profesional lleva por título: Estudio de Viabilidad Económica de una MiniCentral Eólica de 94,5 KW de Potencia Nominal en la Presa Cirato Central Hidroeléctrica Carhuaquero, será de aprovechamiento para la empresa DUKE ENERGY PERÚ. Este estudio desarrolla los criterios para el cálculo de la viabilidad técnica y económica para el diseño de una MiniCentral Eólica en el Departamento de Cajamarca, Provincia de Santa Cruz y Distrito de Catache. Se utilizó un inversor trifásico de 600 V y factor de potencia de 0.95, de tecnología conectado a red de clasificación MiniCentral de la marca Enair GCI-10K-LV por nuestro diseño optimo 95,26% y con un factor de sobredimensionamiento de 1,14, la instalación constara de 9 aerogeneradores alineados sobre una colina con una elevación que llega a los 100 metros desde el nivel del suelo, por esta razón el viento impacta perpendicularmente a la colina lo que la hace idónea para la instalación de aerogeneradores. El estudio del viento denota una producción promedio anual de 4,43 m/s . En las tablas se puede apreciar que nuestro diseño cumple con los requisitos establecidos para el emplazamiento de una minicentral con uso de aerogeneradores de pequeña potencia, nuestro diseño de aerogeneradores tiene una vida promedio de 25 años.

PALABRA CLAVE: Energía Eólica, Viabilidad Económica

ABSTRACT

The following professional proficiency work is titled: Economic Feasibility Study of a wind Minicentral of 94,5 kW rated power in Cirato Dam - Hydroelectric Carhuaquero will use for the company DUKE ENERGY PERU. This study develops criteria for the calculation of the technical and economic feasibility for the design of a wind Minicentral in the Department of Cajamarca, Province of Santa Cruz and Catache District. a three-phase inverter 600 V and power factor of 0.95, technology connected network of mini classification brand Enair GCI-10K-LV by our optimal design 95,26% and a factor of oversizing of 1,14 was used, the installation will consist 9 aliniados wind turbines on a hill with an elevation that reaches 100 meters from ground level, for this reason the wind hits perpendicular to the hill which makes it ideal for installation of wind turbines. The wind study indicates an average annual production of $4,43m/s$. In the tables you can see that our design meets the requirements for the site of a mini with use of small wind turbines, our wind turbines design has an average life of 25 years.

KEYWORD: Wind Energy, Economic Viability.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
CAPITULO I: PROBLEMÁTICA DE LA INVESTIGACIÓN.....	3
1.1.- Realidad problemática	3
1.2.- Formulacion del problema.....	4
1.3.- Delimitacion del problema	8
1.4.- Justificacion e importancia de la investigación.....	9
1.5.- Limitaciones de la Investigación.....	9
1.6.- Objetivos de la investigación.....	10
1.6.1.- Objetivo General.....	10
1.6.2.- Objetivos Específicos	10
CAPITULO II: MARCO TEORICO.....	11
2.1.- Antecedentes de Estudio	11
2.2.- Desarrollo de la temática correspondiente al tema investigado.	13
2.2.1. Energia eólica para la generacion de electricidad	13
2.2.2.- Antecedentes historicos.....	14
2.2.3.- Energia eólica	18
2.2.4.- La energia en el viento	23
2.2.5.- Tipos de Sistemas Eólicos.....	24
2.2.6.- Clasificacion de los Aerogeneradores	25
2.2.6.1.- Aerogeneradores de eje vertical.....	25
2.2.6.2.- Aerogeneradores de eje horizontal	26

2.2.6.3.- Clasificación según el número de palas	28
2.2.6.4.- Clasificación según su tamaño	30
2.2.7.- Partes de un Aerogenerador	31
2.3.- Definición conceptual de la terminología empleada	37
2.3.1. Conceptos básicos de viento	37
2.3.2.- Aerogenerador	39
2.3.3.- Veleta	40
2.3.4.- Anemómetro	40
2.3.5.- Latitud	41
2.3.6.- Longitud	42
2.3.7.- Tipos de potencias eléctricas	43
2.3.7.1.- Potencia activa	44
2.3.7.2.- Potencia reactiva	44
2.3.7.3.- Potencia aparente	45
2.3.8. Factor de potencia	46
2.3.9.- Motores asincrónicos trifásicos	46
2.3.10.- Tensión e intensidad en el estator de los motores trifásicos	47
2.3.11.- Tensión y frecuencia	48
2.3.12.- Puesta a tierra de la instalación	49
2.3.13.- Pérdidas de potencia en motores trifásicos	49
2.3.14.- Caída de tensión	50

CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO.....	51
3.1.- Tipo y Diseño de investigación.....	51
3.2.- Poblacion y muestra.....	52
3.2.1.- Coordenadas	53
3.2.2.- Muestra.....	54
3.3.- Hipótesis	58
3.4.- Variables - Operacionalización.....	58
3.5.- Metodos y tecnicas de investigación	60
3.6.- Descripción de los instrumentos utilizados.....	60
3.7.- Análisis estadístico e interpretación de los datos.....	61
3.7.1.- Análisis estadístico	61
3.7.1.1.- Cálculo de la velocidad del viento	62
3.7.1.2.- Criterios técnicos - energéticos	69
3.7.1.3.- Rugosidad superficial de los distintos tipos del suelo.....	71
3.7.1.4.- Densidad del aire	71
3.7.1.5.- Datos obtenidos por la Estacion Meteorológica	72
3.7.1.5.1.- Análisis del Viento	72
3.7.1.5.2.- Distribuciones de Velocidad	75
3.7.1.5.3.- Recurso Eólico del Emplazamiento	81
3.7.1.5.4.- La Rosa de los Vientos.....	82
3.7.1.5.5.- Distribución de la frecuencia, velocidad y viento	83

3.7.1.5.6.- Variación horaria de la velocidad del viento	85
3.7.2.- Interpretacion de los datos	86
3.7.2.1.- Elección de componentes de la Minicentral Eólica.....	86
3.7.2.1.1.- Selección del tipo del Aerogenerador.....	86
3.7.2.1.2.- Regulador Eólico Enair.....	91
3.7.2.2.- Diseño de la Minicentral Eolica	95
3.7.2.2.1.- Orografía del Emplazamiento.....	95
3.7.2.2.2.- Simulacion del campo de vientos	97
3.7.2.2.3.- Distribucion de los Aerogeneradores.....	99
3.7.2.2.4.- Evaluacion de la energia media anual producida	100
3.7.2.3.- Dimencionamiento de Cables.....	105
3.7.2.3.1.- Línea Eléctrica.....	106
3.7.2.3.2.- Hipótesis del dimensionamiento de los cables	107
3.7.2.3.3.- Dimensionamiento de los cables de energía.....	108
CAPÍTULO IV: ANALISIS E INTERPRETACION DE LOS RESULTADOS.....	119
4.1.- Resultados en Tablas y Gráficos	119
4.1.1.- Produccion anual esperada	119
4.1.1.1.- Potencia Nominal de la Minicentral	119
4.1.1.2.- Potencia Máxima.....	119
4.1.1.3.- Potencia media de la Minicentral.....	120
4.1.1.4.- Energía anual de la Minicentral	120

4.1.1.5.- Ratio de Producción	120
4.1.1.6.- Cuadro Resumen	121
4.1.2.- Produccion Prevista.....	121
4.1.2.1.- Número y potencia de los Aerogeneradores	121
4.1.2.2.- Régimen de viento del emplazamiento	121
4.1.2.3.- Curva del Aerogenerador	122
4.1.2.4.- Potencia media de cada Aerogenerador	123
4.1.2.5.- Rendimientos	123
4.1.2.6.- Resultados	124
4.1.2.7.- Cuadro de resultados de la Minicentral	125
4.1.3.- Impacto Ambiental	126
4.1.3.1.- Sobre la Minicentral Eólica	126
4.1.3.2.- Emisiones de CO ₂	126
4.1.4.- Evaluacion Técnica – Economica del Proyecto	127
4.1.4.1.- Grupo Electrónico de Emergencia	128
4.1.4.2.- Costo de operación del Grupo Electrónico.....	130
4.1.4.3.- Reducción de Emisiones de CO ₂	132
4.1.5.- Minicentral Eólica – Venta a la Red	134
4.1.5.1.- Datos de partida	134
4.1.5.1.1.- Producción	134
4.1.5.1.2.- Vida útil.....	134

4.1.5.1.3.- Previo de venta	134
4.1.5.2.- Costos e ingresos de la Minicentral.....	135
4.1.5.2.1.- Costes de la Minicentral	135
4.1.5.2.2.- Costes de la Inversión	135
4.1.5.2.3.- Costes de la Explotación	137
4.1.5.2.4.- Ingresos.....	139
4.1.6.- Análisis de Rentabilidad del Proyecto.....	141
4.1.6.1.- Valor Actual Neto (VAN).....	141
4.1.6.1.1.- Resumen de costos e inversión del proyecto	143
4.1.6.1.2.- Resumen de costos de explotacion del proyecto	143
4.1.6.1.3.- Resumen de costos del ahorro del Grupo Diesel	143
4.1.6.2.- Cálculo del VAN	145
4.1.6.3.- Tasa Interna de Retorno (TIR)	148
4.1.6.4.- Amortización.....	149
4.1.6.5.- Conclusiones.....	150
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	151
5.1.- CONCLUSIONES	151
5.2.- RECOMENDACIONES	152
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	153
WEBGRAFÍA.....	154
CAPÍTULO VIII: ANEXOS.....	155

INDICE DE TABLAS

TABLA N°.1.- Balance de Producción de Energía 2017.....	6
TABLA N°. 2.- Potencia “Ideal” Extraíble del Viento.....	24
TABLA N°. 3.- Coordenadas UTM del polígono	53
TABLA N°. 4 .- Balance de Producción de Energía 2017.....	55
TABLA N°. 5.- Variables del estudio de Investigación.....	59
TABLA N°. 6.- Tabla de resumen de los datos mensuales a 3m de altura.....	72
TABLA N°. 7.- Distribución de Probabilidad	80
TABLA N°. 8.- Distribución direccional de f(%), Energía(%) y cantidad de ocurrencias.....	84
TABLA N°. 9.- Balance de Producción de Energía 2017.....	87
TABLA N°. 10.- Tabla de potencia del aerogenerador Enair 160.....	88
TABLA N°. 11.- Información Técnica del Enair 160.....	90
TABLA N°. 12.- Características del Regulador Eólico Enair 120A	92
TABLA N°. 13.- Características del Inversor Eólico GCI 10K – 120°	94
TABLA N°. 14.- Coordenadas UTM del polígono	96
TABLA N°. 15.- Coordenadas UTM de los 9 aerogeneradores	98
TABLA N°. 16.- Energía Neta Mensual	102
TABLA N°. 17.- Producción energética media anual estimada	103
TABLA N°. 18.- Cálculo por Intensidad Máxima Admisible en régimen permanente y por Intensidad de Cortocircuito.....	111
TABLA N°. 19.- Validación de la Sección Mínima calculada por la Máxima Intensidad y atendiendo al criterio de Caída de Tensión	112
TABLA N°. 20.- Cálculo por Intensidad Máxima Admisible en régimen permanente y por Intensidad de Cortocircuito.....	116

TABLA N°. 21.- Validación de la Sección Mínima calculada por la Máxima Intensidad y atendiendo el criterio de Caída de Tensión.....	117
TABLA N°. 22.- Conductores seleccionados para el Tramo 1.....	118
TABLA N°. 23.- Conductores seleccionados para el Tramo 2.....	118
TABLA N°. 24.- Resumen de los cálculos de la potencia instalada	121
TABLA N°. 25.- Velocidades de viento proyectadas a la altura de buje	122
TABLA N°. 26.- Potencia media de cada aerogenerador Enair 160.....	123
TABLA N°. 27.- Resumen de Factores y Rendimientos de la Minicentral Eólica	125
TABLA N°. 28.- Emisiones CO ₂	127
TABLA N°. 29.- Características Técnicas del Grupo Electrónico	128
TABLA N°. 30.- Porcentajes de Costos de Mantenimiento	130
TABLA N°. 31.- Reducción en emisiones basadas en los Factores Publicados en el AP 42	133
TABLA N°. 32.- Costes de Inversión	137
TABLA N°. 33.- Costes de explotación.....	138
TABLA N°. 34.- Porcentaje de costes de los componentes del aerogenerador.....	138
TABLA N°. 35.- Como reemplazo al Grupo Electrónico.....	140
TABLA N°. 36.- Venta de Energía a la Red.....	140
TABLA N°. 37.- Ingresos de la Minicentral Eólica	141
TABLA N°. 38.- Interpretación del VAN.....	142
TABLA N°. 39.- Presupuesto de inversión para el aerogenerador Enair.....	143
TABLA N°. 40.- Presupuesto de operación y mantenimiento para el aerogenerador Enair	143

TABLA N°. 41.- Presupuesto de operación y mantenimiento del	
Grupo Diésel	143
TABLA N°. 42.- Flujos Netos de Efectivos	145
TABLA N°. 43.- Periodos Anuales – Método N° 1	146
TABLA N°. 44.- Periodos Anuales – Método N° 2	147
TABLA N°. 45.- Tasa Interna de Retorno (TIR)	148
TABLA N°. 46.- Flujos Netos de Efectivos	150

INDICE DE FIGURAS

FIGURA N°. 1.- Ubicación Geográfica del lugar del proyecto	8
FIGURA N°. 2.- Aerogenerador de 250 kW.....	12
FIGURA N°. 3.- Aerogenerador de 450 kW.....	12
FIGURA N°. 4.- Molino de Heron de Alejandría	14
FIGURA N°. 5.- Rueda de Oración.....	15
FIGURA N°. 6.- Panémonas	15
FIGURA N°. 7.- Molino Persa.....	16
FIGURA N°. 8.- Criptana	17
FIGURA N°. 9.- Paso de velocidad de viento a potencia eléctrica (Curva P – V).....	19
FIGURA N°. 10.- Rotor a barlovento	28
FIGURA N°. 11.- Rotor a sotavento	28
FIGURA N°. 12.- Aerogenerador Bipala.....	29
FIGURA N°. 13.- Aerogenerador Tripala.....	29
FIGURA N°. 14.- Partes de un Aerogenerador	31
FIGURA N°. 15.- Partes de un multiplicador	33
FIGURA N°. 16.- Latitud.....	41
FIGURA N°. 17.- Longitud.....	42
FIGURA N°. 18.- Triangulo de potencias	43
FIGURA N°. 19.- Motor Eléctrico.....	46
FIGURA N°. 20.- Conexión estrella en los bobinados.....	47
FIGURA N°. 21.- Conexión triangulo en los bobinados.....	47
FIGURA N°. 22.- Conexión estrella y triangulo en los bornes	48
FIGURA N°. 23.- Flujo de energía.....	49

FIGURA N°. 24.- Ubicación Geográfica del lugar del proyecto	52
FIGURA N°. 25.- Vista de la zona del Proyecto	53
FIGURA N°. 26.- Diagrama Funcional de la Central Hidroeléctrica Carhuaquero	57
FIGURA N°. 27 .- Velocidad del viento en enero	62
FIGURA N°. 28.- Velocidad del viento en febrero	62
FIGURA N°. 29.- Velocidad del viento en marzo.....	63
FIGURA N°. 30.- Velocidad del viento en abril.....	63
FIGURA N°. 31.- Velocidad del viento en mayo.....	64
FIGURA N°. 32.- Velocidad del viento en junio	64
FIGURA N°. 33.- Velocidad del viento en Julio	65
FIGURA N°. 34.- Velocidad del viento en agosto.....	65
FIGURA N°. 35.- Velocidad del viento en septiembre.....	66
FIGURA N°. 36.- Velocidad del viento en octubre.....	66
FIGURA N°. 37.- Velocidad del viento en noviembre.....	67
FIGURA N°. 38.- Velocidad del viento en diciembre	67
FIGURA N°. 39.- Disposición de sensores de la estación anemométrica	68
FIGURA N°. 40.- Estación M. Cirato	69
FIGURA N°. 41.- Foto de la Estación Meteorológica de Cirato	69
FIGURA N°. 42.- Composición del Equipo Meteorológico.....	70
FIGURA N°. 43.- Perfil general del viento	73
FIGURA N°. 44.- Conteo de Frecuencia a 16 metros.....	76
FIGURA N°. 45.- Distribución de Frecuencia	76
FIGURA N°. 46.- Distribución de Frecuencias	77
FIGURA N°. 47.- Rosa de Velocidad a 16 metros.....	82
FIGURA N°. 48.- Rosa de Frecuencia a 16 metros.....	82

FIGURA N°. 49.- Rosa de Energía 16 metros.....	82
FIGURA N°. 50.- Diagrama de Instalación del Aerogenerador a la red eléctrica.....	91
FIGURA N°. 51.- Regulador Eólico Enair.....	91
FIGURA N°. 52.- Inversor Eólico Enair.....	93
FIGURA N°. 53.- Lugar del Emplazamiento	96
FIGURA N°. 54.- Rosa de los vientos sobre el sitio de estudio.....	98
FIGURA N°. 55.- Parque Eólico dispuesto en una sola fila sobre una elevación	99
FIGURA N°. 56.- Tabla Resumen	100
FIGURA N°. 57.- Software CEPERMATIC	105
FIGURA N°. 58.- Curva de Potencia del aerogenerador ENAIR 160	122

ÍNDICE DE GRÁFICAS

GRÁFICO N°. 1.- Consumo de Servicios Auxiliares.....	7
GRÁFICO N°. 2.- Consumo Propio de la Central Hidroeléctrica	7
GRÁFICO N°. 3 .- Potencia Eólica Anual Instalada en el Mundo	22
GRÁFICO N°. 4.- Potencia Eólica Acumulada Anual en el Mundo	22
GRÁFICO N°. 5.- Consumo de Servicios Auxiliares.....	56
GRÁFICO N°. 6.- Consumo Propio de la Central Hidroeléctrica	56
GRÁFICO N°. 7.- Perfil Mensual de la velocidad del viento	74
GRÁFICO N°. 8.- Perfil diurno de velocidades	74
GRÁFICO N°. 9.- Histograma de frecuencias acumuladas del viento y Función de distribución de probabilidad	76
GRÁFICO N°. 10.- Distribución de Frecuencias de Clases de viento	78
GRÁFICO N°. 11.- Curva de duración del viento en el emplazamiento	81
GRÁFICO N°. 12.- Frecuencia direccional del viento a 16m.....	83
GRÁFICO N°. 13.- Distribución energética a 16m	83
GRÁFICO N°. 14.- Perfil Diario	85
GRÁFICO N°. 15.- Perfil Mensual	85
GRÁFICO N°. 16.- Curva de potencia del aerogenerador Enair 160.....	88
GRÁFICO N°. 17.- Energía Neta.....	102
GRÁFICO N°. 18.- Gráfico de Energía.....	103
GRÁFICO N°. 19.- Producción Individual Anual Media de los Aerogenerador	104

GRÁFICO N°. 20.- Regulación Tarifaria (OSINERGMIN)	135
GRÁFICO N°. 21.- Porcentaje de los Costes de Inversión.....	136
GRÁFICO N°. 22.- Porcentaje de los Costes de explotación	137
GRÁFICO N°. 23.- Tasa Interna de Retorno	148

INTRODUCCIÓN

El Perú es un país con gran potencial de generación de energía eléctrica alternativa a la energía generada por combustibles fósiles (gas, petróleo, carbón mineral y orgánico), debido a su localización en el globo terráqueo. Tiene a su disposición una gran variedad de recursos energéticos de gran capacidad que pueden utilizarse para generar energía eléctrica renovable. El viento es un recurso inagotable y predominante en las costas y centro de nuestro país. Desde hace ya un tiempo, el mundo se está viendo enfrentado a problemas energéticos, debido al agotamiento de las reservas mundiales de petróleo, el cual es utilizado como fuente directa de energía (motores de vehículos u otros), o bien para que a través de él se generen otras energías (eléctrica, por ejemplo), este fenómeno irreversible ha sido denominado como “Crisis Energética”. Frente a esta crisis ha surgido la necesidad de aprovechar de mejor forma los recursos energéticos disponibles, para esto se están diseñando dispositivos eléctricos y electrónicos de uso eficiente la energía, se han realizado campañas que permitan crear conciencia en los usuarios, etc.

El presente trabajo se propone el “Estudio de Viabilidad Económica de una MiniCentral Eólica de 94,5 KW”, el requerimiento de un ambiente confortable a una temperatura agradable en sitios de altura y aislados puede ser obtenido usando la electricidad producida por un aerogenerador para la obtención de energía.

El sistema ha sido desarrollado para la Presa Cirato de la Central Hidroeléctrica Carhuaquero, partiendo del cálculo de la carga eléctrica de las instalaciones para así determinar el requerimiento de energía eléctrica

necesario para garantizar el consumo de electricidad por toda la Presa.

Una vez conocido estos valores, se analizó el recurso eólico en la zona del proyecto en base a las mediciones recogidas por la estación meteorológica “Cirato”, conociendo así la frecuencia de las velocidades del viento y la dirección predominante de éste en la zona del proyecto.

Seguidamente, se seleccionaron las marcas más reconocidas de fabricantes de Aerogeneradores de baja potencia y se escoge a la más reconocida y más favorable para ser utilizadas en las condiciones casi extremas de la zona del proyecto; analizando la cantidad de energía eléctrica capaz de producir por cada aerogenerador con el perfil de velocidades medido en de las diferentes alturas en las que va a colocarse cada aerogenerador, para así escoger el más eficiente.

Una vez calculada la energía aportada por el mejor arreglo de los 9 aerogeneradores conectados directamente, se compararon los precios de generación eléctrica usando el sistema eólico para la venta de energía y el otro usando el sistema eólico para la producción de energía eléctrica para conectar a la red de suministro de la Presa Cirato. Todo el proyecto se hizo para en un periodo de operación de 20 años, para así determinar si existía un ahorro en el costo de generación y demostrar cuál de los 2 sistemas es el más factible.

Finalmente, se determinó que el sistema eólico también representa un ahorro significativo en emisiones contaminantes productos de la combustión en los motores diésel.

CAPÍTULO I

PROBLEMA DE INVESTIGACION

1.1.- REALIDAD PROBLEMÁTICA

Existen 1600 millones de personas en el mundo que no tienen acceso a la electricidad en sus casas, cifras que representa más del 23% de la población mundial (Agencia Internacional de la Energía (AIE). En general son las áreas rurales que, debido a sus situaciones geográficas y a la baja densidad de población, las que en mayor proporción no tienen acceso a la electricidad, necesitando soluciones de generación aislada.

En el Perú más de seis millones de personas que habitan las áreas rurales pobres no tienen acceso a los beneficios de la energía eléctrica. Aproximadamente la cobertura asciende a 32% (Banco Mundial) en estas zonas siendo una de las más bajas de América latina. La falta de energía eléctrica determina limitadas oportunidades para el desarrollo socio económico.

En el departamento de Lambayeque, su capital Chiclayo es una ciudad que cuenta con todas las comodidades que puede ofrecer la modernidad con fastuosos hoteles y restaurantes llenos de lujo y detalles además de plazas, parques, paseos muy bien iluminados que habitar. En este sitio no tendríamos que desplazarnos a otros lugares para disfrutar de todos los servicios como internet, telefonía, TV cable, departamentos, casas de playa y muchas cosas más. Sin embargo, la otra cara de la moneda representa las comunidades alejadas a la capital donde no se aprecia esta modernidad centralizada.

En muchos casos esto se genera debido a la falta de interés de las autoridades así como empresas concesionarias eléctricas locales que no proyectan y planifican la instalación de estos servicios básicos, aduciendo falta de presupuesto y costos elevados para su realización; adicionalmente la falta de interés y organización por parte de los pobladores ayuda a que estos proyectos no se prioricen y el no tomar verdadera conciencia que la obtención de la electricidad cambiaría la calidad de vida de ellos y sus futuras generaciones.

Sin embargo, para poder lograr el incremento de la participación de la energía eólica en el Perú, es necesario determinar la situación del sector energético y el potencial eólico; de esta manera, se podrá realizar una propuesta estratégica para su desarrollo.

Además, teniendo en cuenta la puesta en marcha del proyecto de irrigación olmos, proyecto esperado por muchos años debido a la importancia que producirá en la región Lambayeque, motivado por las enormes oportunidades que se generaran en la agroexportación y la agroindustria, la cual provocaran grandes inversiones económicas y para las cuales se necesitara de una mayor demanda de energía eléctrica para sus procesos productivos.

1.2.- FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

El Presente proyecto partió inicialmente de la necesidad de reemplazar el grupo electrógeno de emergencia de 200 KVA el cual está ubicado en la Presa Cirato perteneciente a la Central Hidroeléctrica Carhuaquero de la Empresa DUKE ENERGY PERÚ, que sirve de respaldo ante una eventual desconexión, mantenimiento o falla en la línea de 10/0,38 Kv que tiene un


recorrido de 14 Km que va desde la casa de maquinas hasta la Presa y el recorrido de la línea lo hace por zonas montañosas y montes donde crece abundante vegetación muy cerca de los conductores de la línea lo que provoca al hacer contacto un cortocircuito de fase a tierra. Debido a que las zonas montañosas no presentan un terreno firme hace que de vez en cuando exista desplazamientos de terrenos o huaicos producto de las lluvias lo que provoca que algún poste se vea afectado, dejando incomunicado a la Presa Cirato del fluido eléctrico. Ante este problema se cuenta con un grupo diésel de emergencia de 200 KVA para que asuma la producción de energía de respaldo ante cualquier interrupción de la electricidad, dependiendo de cuan grave sea la interrupción de la línea, el grupo diésel estará operando de forma continua hasta que la línea sea restablecida. El año pasado (2017) en épocas de verano se mantuvo operando de manera continua el grupo diésel entre 2 a 3 semanas lo que demanda un fuerte gasto de combustible aparte de la contaminación que provoca por usar un combustible fósil.

La Central Hidroeléctrica Carhuaquero abastece su propio consumo de energía haciendo uso de su propia producción de energía, por tal motivo cuenta con 3 circuitos de Servicios Auxiliares (10KV/0,38KV) cada uno con sus contadores de energía.

Además, la Central Hidroeléctrica cuenta con un registro de Balance de Producción De Energía Mensual el cual es revisada anualmente con fines de saber el consumo propio de la planta, el cual se presenta el formato en la siguiente tabla de Excel:

- SERVICIOS AUXILIARES

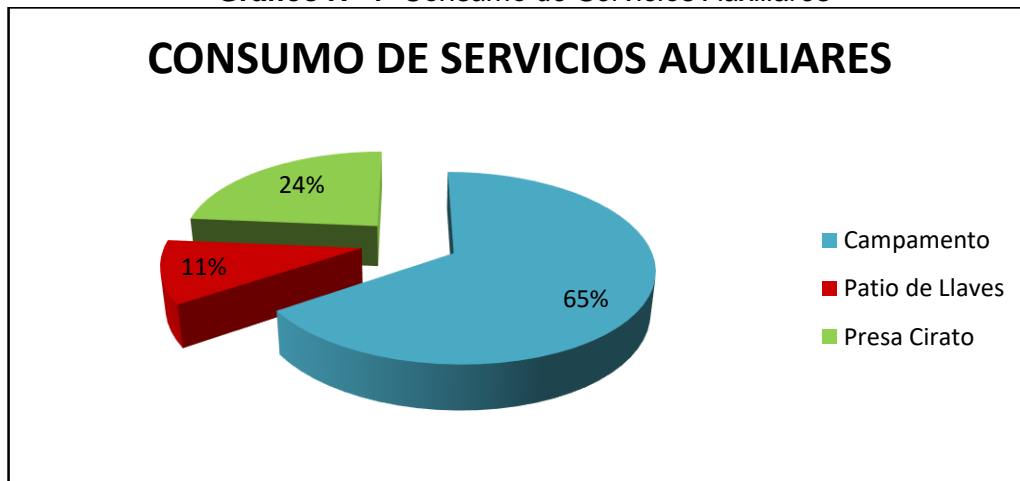
Tabla N° 1 Balance de Producción de Energía 2017

	DUKE ENERGY EGENOR - BALANCE DE PRODUCCION DE ENERGIA 2017												
2017	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sep.	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL 2017
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
CONSUMO PROPIO TOTAL	204,237	186,232	210,731	203,385	205,400	208,645	183,382	192,700	170,739	192,518	190,828	204,730	2,353,527
CH CARHUAQUERO (I, II, III)	175,154	161,227	182,945	176,721	178,912	181,334	155,772	166,545	145,578	164,042	160,417	171,981	2,020,627
- Casa de Máquinas	86,719	79,432	90,423	91,739	94,742	92,421	74,392	79,537	66,528	75,316	79,036	85,410	995,695
- Servicios Auxiliares	88,435	81,795	92,522	84,982	84,170	88,912	81,379	87,008	79,050	88,727	81,381	86,571	1,024,933
- Campamento	58,623	54,222	61,332	56,334	55,796	58,940	53,946	57,677	52,402	58,817	53,947	57,388	679,424
- Patio de Llaves	9,704	8,975	10,152	9,325	9,236	9,756	8,930	9,547	8,674	9,736	8,930	9,499	112,464
- Presa Cirato	21,108	19,523	22,084	20,284	20,090	21,222	19,424	20,768	18,868	21,178	19,425	20,664	244,639
CARHUAQUERO IV	10,054	10,686	12,648	10,050	11,846	11,445	9,644	11,602	10,906	13,258	12,528	13,720	138,387
CH CAÑA BRAVA (Carh. V)	19,029	14,319	15,138	16,614	14,642	15,866	17,967	14,553	14,255	15,218	17,883	19,029	194,513

Fuente: Elaboración Propia

Con estos datos se puede notar que los Servicios Auxiliares de Campamento son los que tienen mayor demanda de consumo de energía a comparación de Patio de Llaves y Presa Cirato:

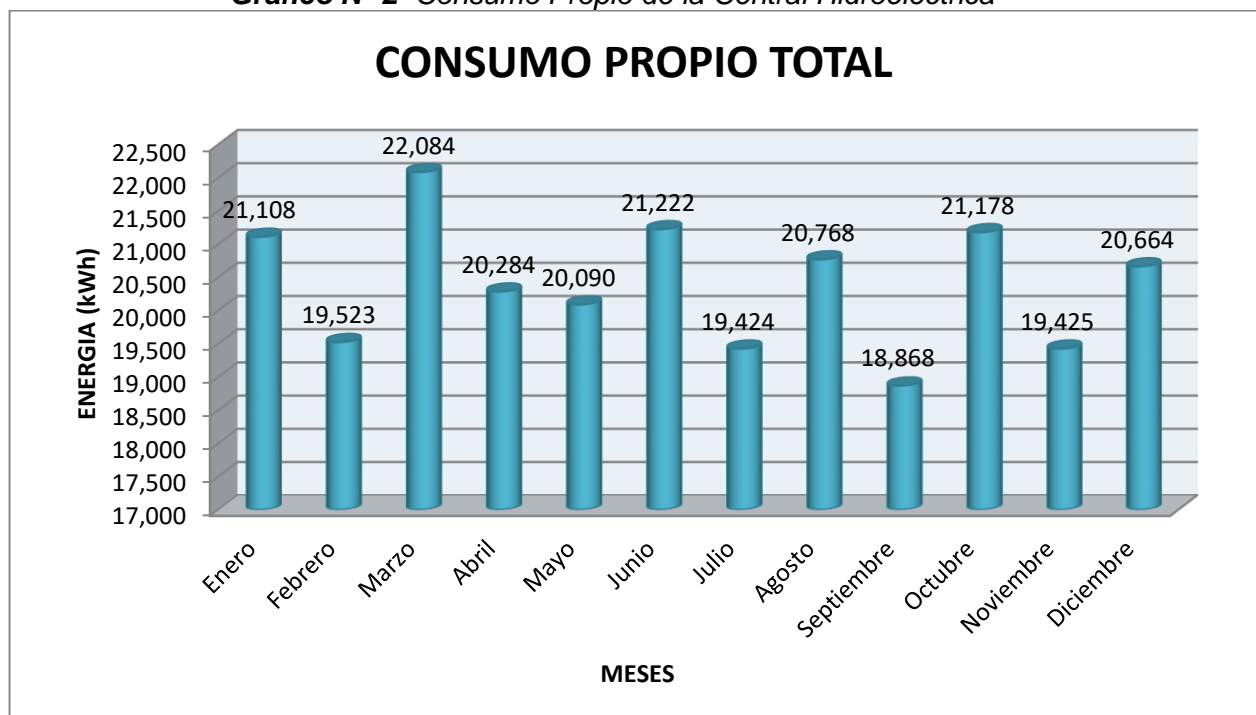
Gráfico N° 1 Consumo de Servicios Auxiliares



Fuente: Elaboración Propia

Si nos fijamos en el consumo propio de la Presa Cirato que es donde se va a instalar la Minicentral Eólica para cubrir la demanda:

Gráfico N° 2 Consumo Propio de la Central Hidroeléctrica



Fuente: Elaboración Propia

Anual el Consumo de Energía de la Presa Cirato es de: 244,7 Mwh/Año.

La Minicentral Eólica produciría anualmente: 393,7 *Mwh/Año* lo que significaría que cubriría en su totalidad la demanda de la Presa Cirato.

1.3.- DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

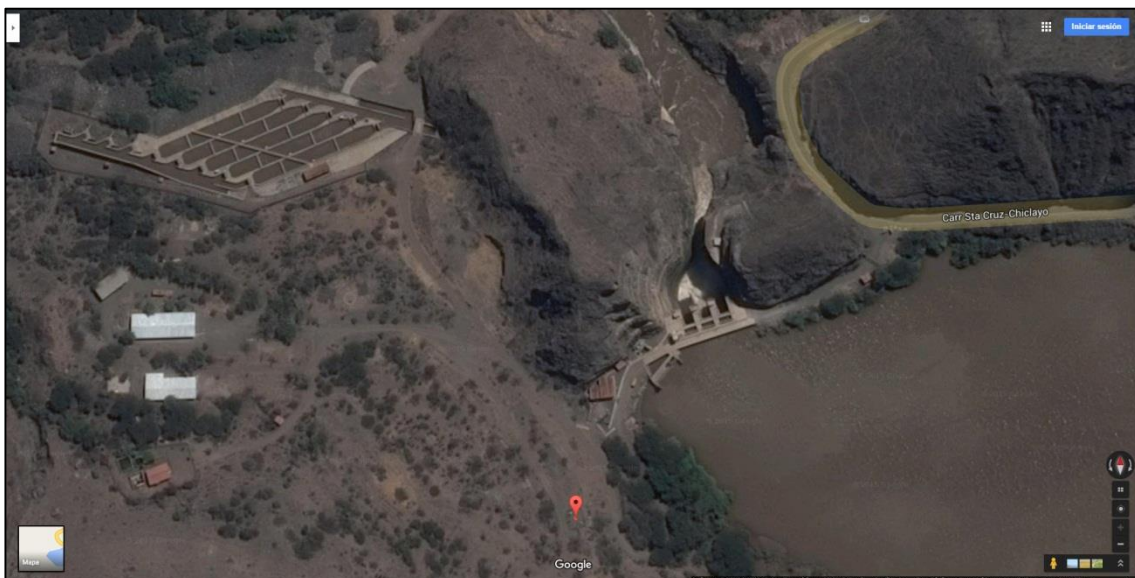
La delimitación se centra en los terrenos de la Propiedad de la Empresa “DUKE ENERGY PERÚ”, pertenecientes al dominio territorial Distrito de Catache, Provincia de Santa Cruz, Departamento de Cajamarca, Región Nor Oriental del Perú.

Geográficamente, se encuentra en la parte media de la cuenca del río Chancay y la Presa que origina el embalse, se ubica entre las coordenadas siguientes:

UTM : Zona 17M 9'265487 E y 678516 N

GEOGRAFICA : Longitud Sur: 6° 30' 24'', Longitud Oeste: 79° 23' 7''

Figura N° 1 Ubicación Geográfica del lugar del proyecto



Fuente: Elaboración Propia

1.4.- JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN

La preocupación por la degradación medioambiental y la búsqueda de nuevas y mejores soluciones técnico-económicas al problema de suministro energético, son factores que influyen decisivamente sobre las políticas en este campo a la hora de fomentar la investigación, desarrollo y aplicaciones de las energías renovables.

Dentro de las distintas posibilidades de energías renovables, la eólica, por su grado de desarrollo, sus costes y su carácter limpio e inagotable, tiene un alto potencial de aplicación como recurso energético en aquellas zonas que cuentan con el viento necesario para permitir su aprovechamiento. Como consecuencia de la necesidad creciente de energía dentro de una situación de respeto ambiental se hacen necesarias políticas energéticas con dos grandes puntos: conservar, ahorrar y emplear eficazmente la energía que consumimos e incrementar la aportación de las energías renovables.

Actualmente, debido al gran desarrollo que este sector ha tenido en los últimos años en el Perú y a los avances tecnológicos que han tenido lugar, se hace posible la construcción de nuevos parques eólicos es por ello que se redacta el presente estudio del proyecto de una Minicentral eólica.

En tal sentido, el desarrollo y uso de nuevas fuentes de energía no contaminantes representan un importante avance en armonía con el medio ambiente y, por lo tanto, de carácter estratégico para el futuro global.

1.5.- LIMITACIONES DE LA INVESTIGACIÓN

Las limitaciones para nuestro trabajo de investigación fue realizar el cálculo del estudio eólico empleando el Software debido a que tiene un límite de

tiempo de 14 días hábiles para su utilización. Otra limitación son las lluvias constantes en épocas de verano que se presentan en la zona. La temperatura, presión y humedad ha sido medida por medio de la estación meteorológica para poder predecir las épocas de lluvias.

1.6.- OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.6.1.- Objetivo general

El objetivo general es realizar el estudio de la viabilidad económica de una Minicentral Eólica para la Presa Cirato en la Central Hidroeléctrica Carhuaquero.

1.6.2.- Objetivos específicos

- a) Evaluación del potencial eólico usando los Software óptimos para el diseño: WindoGrapher y WRPLOT.
- b) Establecer cual de las 2 opciones resulta viable económicamente y la posterior operación de un proyecto eólico de las características descritas.
- c) Seleccionar la mejor tecnología de aerogeneradores para el emplazamiento.
- d) Estudiar los costos del proyecto, así como su rentabilidad o viabilidad económica.

CAPÍTULO II

MARCO TEORICO

2.1.- ANTECEDENTES DE ESTUDIOS

El interés en el uso técnico de las energías renovables, especialmente de la energía eólica, comenzó en el Perú, como en muchos otros países, en los años setenta del siglo pasado, como consecuencia de la llamada crisis de petróleo. Se trabajó en diferentes instituciones del país (mayormente en universidades) en capacitación y desarrollo tecnológico. Existe en el Perú una vasta experiencia en la aplicación de proyectos eólicos, tanto en aplicaciones pequeñas como en grandes, en el plano internacional se busca trabajar con nuevas tecnologías como la energía eólica para zonas aisladas donde la energía es una fuente primordial para el desarrollo y progreso de la población.

- **Central Eólica de Malabrigo (1996)**

Ubicación: Puerto

Malabrigo Dpto: La

Libertad, Prov: Ascope

Potencia Nominal: 250

kW

Aplicación: Sistema eólico para la electrificación rural de 1785 habitantes (357 viviendas), fuente de energía fundamental para el desarrollo empresarial e industrial.

Figura N° 2 Aerogenerador de 250 kW



Fuente: Elaboración Propia

- **Central Eólica de San Juan de Marcona (1999)**

Ubicación: San Juan

de Marcona Dpto: Ica,

Prov: Nazca

P. Nominal: 450 kW

Aplicación: Sistema eólico para la electrificación rural de 3215 habitantes (643 viviendas), fuente de energía fundamental para el desarrollo empresarial e industrial.

Figura N° 3 Aerogenerador de 450 kW



Fuente: Elaboración Propia

2.2.- DESARROLLO DE LA TEMÁTICA CORRESPONDIENTE AL TEMA INVESTIGADO

2.2.1.- Energía Eólica para la generación de electricidad

La energía eólica es la energía obtenida a partir del viento, es decir, la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire, y que es convertida en otras formas útiles de energía para las actividades humanas. En la actualidad, la energía eólica es utilizada principalmente para producir electricidad mediante aerogeneradores conectados a las grandes redes de distribución de energía eléctrica. Los parques eólicos construidos en tierra suponen una fuente de energía cada vez más barata y competitiva, e incluso más barata en muchas regiones que otras fuentes de energía convencionales. Pequeñas instalaciones eólicas pueden, por ejemplo, proporcionar electricidad en regiones remotas y aisladas que no tienen acceso a la red eléctrica, al igual que la energía solar fotovoltaica.

Descartes, en su obra “Discurso sobre el Método”, afirma que “si conociéramos la fuerza y las acciones del fuego, del agua, del aire, de las estrellas, de los cielos y de todos los demás cuerpos que nos rodean con la misma precisión con la que conocemos los diversos oficios de los artesanos, podríamos aplicarlas, de igual manera, a todos los usos que le son propios y convertirnos así en amos y partícipes de la naturaleza” (White, 1962).

La utilización de la energía del viento se remonta al IV o V milenio a.C. en Egipto donde se puede afirmar que la primera aplicación de la energía eólica fue para desplazarse por las aguas mediante la

navegación por lo que resultó ser un avance muy importante para el comercio.

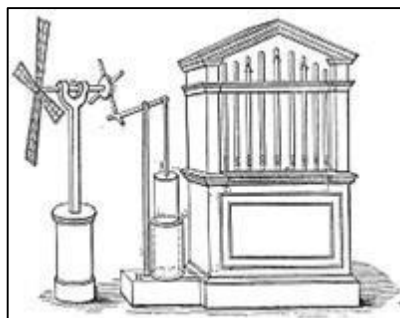
Luego dichas embarcaciones a vela fueron utilizadas por otros pueblos, como los fenicios, los romanos, etc.

2.2.2.- Antecedentes Históricos

Existen dos teorías sobre el origen de los molinos de viento, las cuales son expuestas a continuación:

- Vowles argumenta la existencia de molinos de viento en el mundo griego a partir de su referencia en un texto de carácter técnico atribuido a Herón de Alejandría (siglo II), en dicho texto se hace mención a “Aneurion” una maquina neumática que tomaba el viento para mover unas paletas que estaban acopladas a un eje horizontal y que accionaban una barra horizontal que iba conectada en su extremo a otra barra vertical la cual accionaba un pistón que enviaba aire a las flautas del órgano.

Figura N° 4 Molino de Heron de Alejandria



Fuente: Elaboración Propia

Esta técnica no tuvo gran desarrollo en la cultura griega ya que ellos consideraban las fuerzas de la naturaleza como uso exclusivo de los dioses.

- La otra teoría hace referencia a que los molinos de viento fueron inventados en Oriente, fruto de las culturas árabe y china, algunos historiadores reconocen su precedente más inmediato en los denominados “molinos de oración” o “ruedas de oraciones” tibetanos. Dichas maquinas eólicas eran utilizadas en los ritos religiosos en la zona del Tíbet y Mongolia, aunque no se conoce a mayor detalle su función exacta.

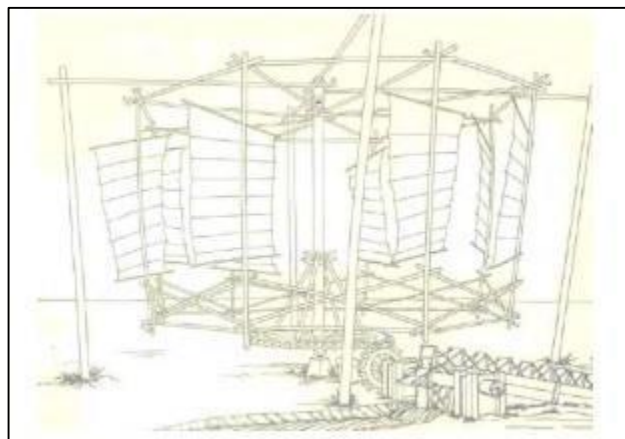
Figura N° 5 Rueda de Oración



Fuente: Elaboración Propia

A su vez los chinos utilizaron desde tiempo inmemorial unos molinos de viento llamados “panémonas” cuya función principal era el bombeo de agua y el riego, Las “panémonas” son utilizadas actualmente en las comarcas chinas de Kiangsu y Hsin-Hwa.

Figura N° 6 Panémonas

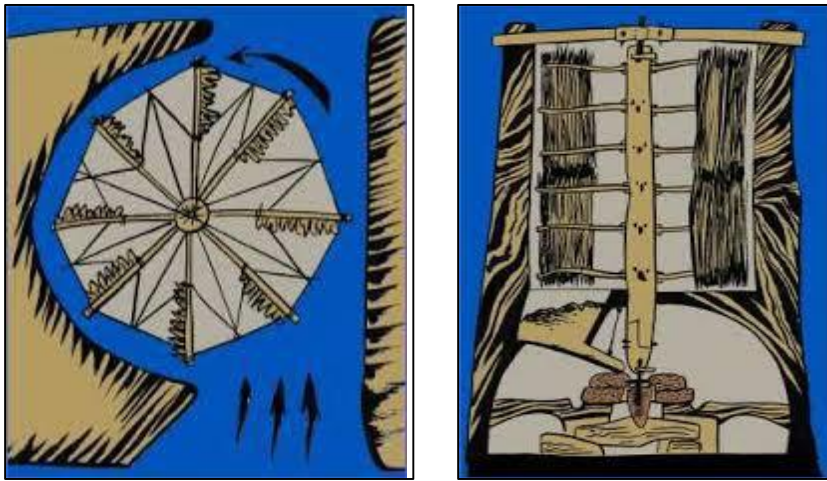


Fuente: Elaboración Propia

Según el cosmógrafo sirio Al-Dimashqi los molinos de viento persas surgieron en el sigloXIII.

Estos molinos eran utilizados en las llanuras del Sijistán, en Persia, lugar donde soplaban los vientos más fuertes, que según la obra “Las praderas de Oro” de Al-Masudi indica que en esta región los vientos soplaban a una velocidad de 100 *km/h* por ello esta región era considerada como “el país de los 120 días de viento”.

Figura N° 7 Molino Persa



Fuente: *Elaboración Propia*

Los molinos de eje horizontal también tienen su origen en la antigua Persia, su invención debió responder a la necesidad de adaptar las maquinas eólicas de eje vertical al bombeo de agua.

El primero se extendió por toda la influencia del Mediterráneo difundiéndose por la civilización islámica llegando hasta la mitad sur de la Península Ibérica. El segundo de ellos tuvo como centro de partida a Inglaterra, Bretaña y los Países Bajos. Los molinos de vientos adquirieron su mayor importancia en el Medievo, por el año 1.260, en Canterbury, para la molienda. Tiempo después entre los siglos XV y XVI Holanda perfecciono los molinos de viento para el drenaje de

pág. 16

polders, la molienda de grano, la extracción de aceite de semillas, entre otros, jugando así un papel muy importante en el desarrollo de estas máquinas. La utilización de los molinos de viento entre los siglos XVI y XIX fue constante en la Península Ibérica, destacando así los molinos manchegos ubicados en el campo de CRIPTANA.

Figura N° 8 CRIPTANA



Fuente: Elaboración Propia

2.2.3.- Energía Eólica

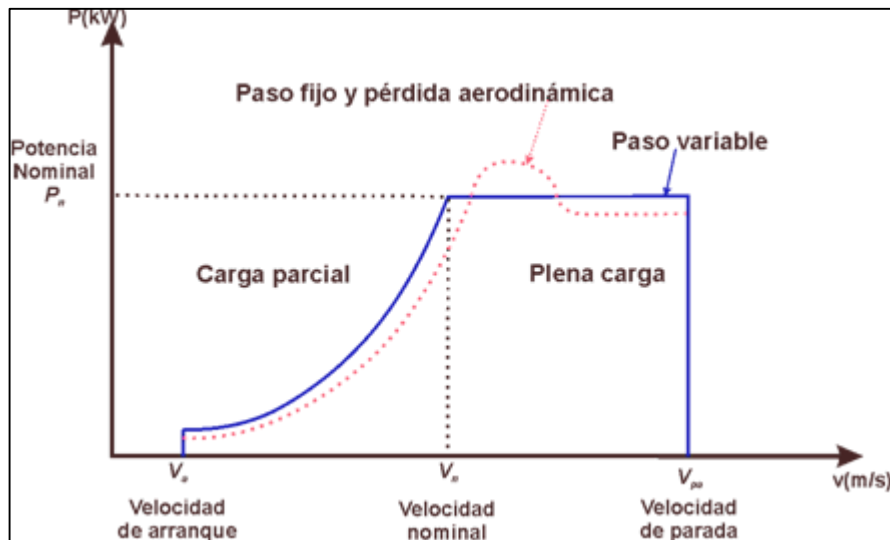
La energía eólica o energía producida por el viento es una forma indirecta de energía solar, alrededor del 1 o 2 % de la energía que proviene del sol es convertida en viento, esto se debe al calentamiento desigual de la superficie terrestre ocasionando el movimiento del aire, el mismo que puede transformarse en energía mecánica o eléctrica.

La capacidad energética del viento ha sido utilizada por el hombre desde hace cientos de años en aplicaciones como la navegación a vela, molienda de granos, bombeo de agua y riego, pero su uso para generación eléctrica es más reciente con aplicaciones a mayor escala desde mediados de la década del 70 como una respuesta a la crisis del petróleo y las consecuencias negativas del uso de combustibles fósiles para el medio ambiente, por lo que las fuentes energéticas que provienen de recursos renovables se presentan como una alternativa en la generación eléctrica. Con relación a este tipo de energía se crearon mapas eólicos que permitieron cuantificar el potencial del viento y se construyeron máquinas cada vez más potentes que se suelen agrupar en parques eólicos.

La producción de energía con una turbina eólica o aerogenerador está en función de la velocidad del viento. La relación que se tiene entre la velocidad del viento y la energía se define por la curva de potencia la cual es única para cada aerogenerador. En la mayor parte de aerogeneradores la mínima velocidad del viento a la que genera potencia utilizable es de 3 a 4 m/s, la potencia nominal logra a los

13m/s, y a velocidades del viento muy altas típicamente de 25 m/s, se detiene la producción de energía y se apagan. La variabilidad en los recursos eólicos hace que el aerogenerador esté continuamente cambiando los niveles de potencia.

Figura N° 9 Paso de velocidad de viento a potencia eléctrica (Curva P-V)



Fuente: Elaboración Propia

En la actualidad el uso de la energía eólica como una fuente de energía libre de polución es una alternativa atractiva y que en los últimos años ha despertado el interés en muchos países para su implementación como fuente de generación eléctrica.

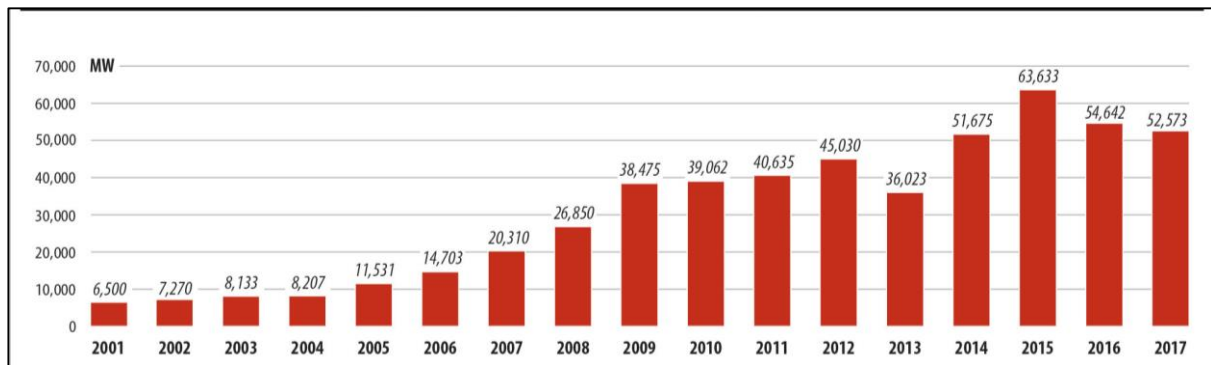
Los 60,860 MW de energía eólica añadidos en 2017 han elevado a 432,419 MW la capacidad eólica instalada en el mundo, lo que supone un incremento de un 48% respecto a 2015. Toda esta energía, repartida entre 105 países si bien de forma muy diferente, proporciona 800 Teravatios hora; o lo que es lo mismo, más del 4% de la demanda mundial de energía. Son datos ofrecidos por la **Asociación Mundial de la Energía Eólica** (WWEA) en su último boletín trimestral.

Sin lugar a duda, la energía eólica se ha convertido en un pilar de los sistemas de energía en muchos países y es reconocida como una fuente fiable, limpia y asequible de electricidad. Así lo demuestran los datos ofrecidos por **Asociación Mundial de la Energía Eólica** (WWEA) en su último boletín trimestral, en el que la asociación ofrece estadísticas y guías detalladas sobre la situación de esta tecnología a finales de 2017 en 105 países. En el año 2017, la capacidad eólica en todo el mundo llegó a 486.790 megavatios (MW), desde 432,68 MW en 2016; 369,812 MW en 2015; 318,697 MW en 2014; 282,850 MW en 2013; y 238,110 MW en 2012. Y se alcanzó un nuevo récord de instalación siendo de: 60860 MW añadidos en 2017, un aumento del 48% en comparación con la capacidad añadida en el 2016, año en que la eólica sumó 52.654 MW nuevos en todo el mundo. La contribución de la energía eólica para el suministro de energía ha alcanzado una participación sustancial incluso a nivel mundial: el total de los aerogeneradores instalados en todo el mundo a finales de 2016 aporta en torno a 800 Teravatios hora a la red eléctrica en todo el

mundo, lo que supone más de 4% de la demanda mundial de electricidad.

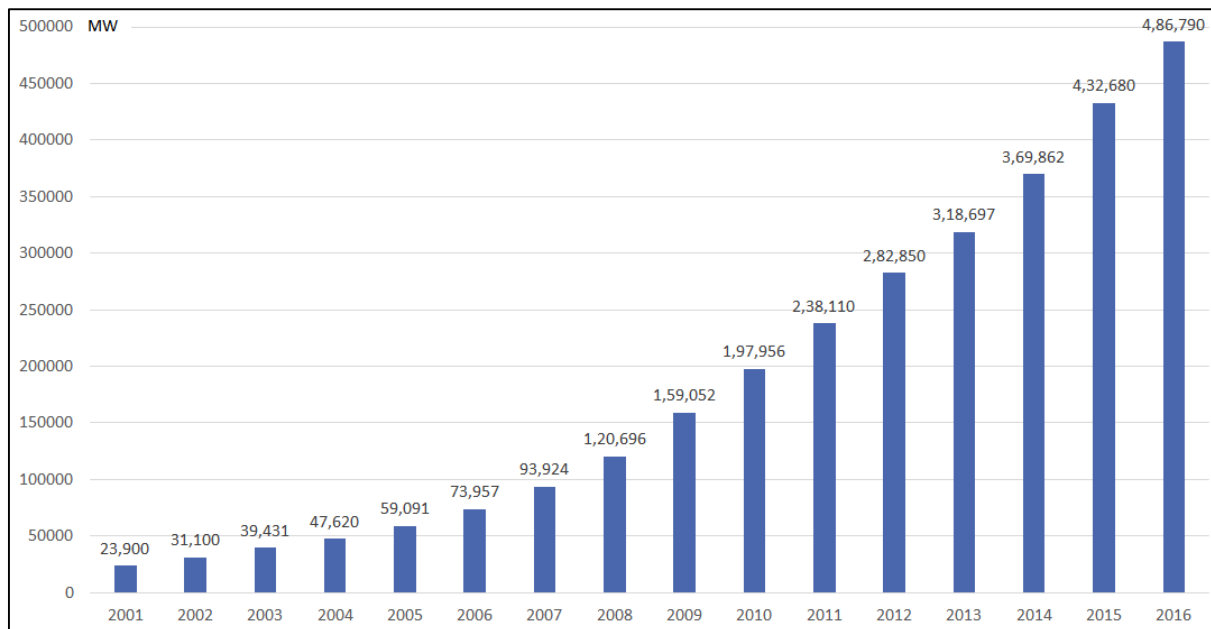
Asociación Mundial de la Energía Eólica (WWEA) señala que en el 2017 había ya 105 países en los que esta tecnología era empleada para la generación eléctrica. El último en sumarse a la lista ha sido Samoa, un pequeño estado insular que se ha marcado el objetivo de generar el 100% de la energía con renovables para el año 2017. Otro dato relevante recogido en el informe del 2017 es la facturación económica del sector energético en energía eólica: 86,000 millones de Euros (100.000 millones de dólares) en 2016, frente a los 68.000 millones de Euros (80.000 millones de dólares) en 2015 y 2014, y 56.000 millones de Euros (65.000 millones de dólares) en el año 2012. La tasa media de crecimiento es otro buen indicador de la vitalidad del mercado. Después de un crecimiento promedio del 25% en la década anterior y de que el ritmo se redujera en los últimos años, parece estar aumentando de nuevo. Así, mientras que en 2013 se viviera la tasa más baja en dos décadas (12,8%.), en 2014 la tasa subió al 16,4%. Aun así, el ritmo de crecimiento es inferior a la media a largo plazo, que es del 19.2%.

Gráfico N° 3 *Potencia Eólica Anual Instalada en el Mundo*



Fuente: GWEC

Gráfico N° 4 *Potencia Eólica Acumulada Anual en el Mundo*



Fuente: GWEC

2.2.4.- La Energía en el Viento

Un aerogenerador obtiene su potencia de entrada convirtiendo la fuerza del viento en un par (fuerza de giro) actuando sobre las palas del rotor. La cantidad de energía transferida al rotor por el viento depende de la densidad del aire, del área de barrido del rotor y de la velocidad del viento.

La energía cinética de un cuerpo es proporcional a su masa, es decir la energía de entrada en un aerogenerador depende de la masa por unidad de volumen que atraviesa a éste, cuanto más denso sea el aire más potencia de entrada tendrá el aerogenerador (a 15°C y una atmósfera la densidad del aire es de $1,225 \text{ kg/m}^3$), por esto es necesario tener en cuenta las características del aire donde se va a ubicar un aerogenerador puesto que a bajas temperaturas el aire es más denso, a humedades altas la densidad baja y a grandes altitudes sobre el nivel del mar la densidad también es menor, estos aspectos son importantes a tomar en cuenta para poder aprovechar al máximo el potencial eólico.

El área del rotor de un aerogenerador es importante pues determina cuanta energía del viento va a ser capturada, son directamente proporcionales. Ya que el área de un aerogenerador depende del cuadrado de su diámetro, entonces al duplicar el diámetro estaríamos obteniendo 4 veces más energía. La cantidad de energía que posee el viento varía con la tercera potencia de su velocidad media, por ejemplo, si la velocidad del viento se duplica, la energía del viento aumentaría en 8 veces (2^3).

Tabla N° 2 Potencia “ideal” extraíble del viento

m/s	W/m^2	m/s	W/m^2	m/s	W/m^2
0	0	8	313,6	16	2508,2
1	0,6	9	446,5	17	3009,2
2	4,9	10	612,5	18	3572,1
3	16,5	11	815,2	19	4201,1
4	39,2	12	1058,4	20	4900,00
5	76,6	13	1345,7	21	5672,4
6	132,3	14	1680,7	22	6521,9
7	210,1	15	2067,2	23	7452,3

Fuente: GWEC

Los valores de la tabla N°2 han sido obtenidos con la siguiente fórmula
asumiendo una densidad del aire de $1,225 \text{ Kg}/\text{m}^3$ (15°C y 1 atm).

$$P = \frac{1}{2} \times A \times \rho \times V^3$$

P: Potencia

A: Área

ρ : Densidad

V: Volumen

2.2.5.- Tipos de Sistemas Eólicos

Se distinguen principalmente dos tipos de instalaciones Eólicas partiendo del mismo generador eólico, sus elementos constitutivos, finalidad de aplicación, características de funcionamiento y dimensionamiento del sistema difieren.

Sistemas Eólicos Aislados: Son un conjunto de Aerogeneradores interconectados entre sí con el fin de proporcionar energía eléctrica a una determinada carga/s, entendiéndose como cargas los elementos de iluminación, equipos de telecomunicación, frigoríficos, etc.

Sistemas Eólicos Conectados a la Red: Son aquellos cuya instalación está motivada por la inyección de energía eléctrica a la red.

2.2.6.- Clasificación de los Aerogeneradores

2.2.6.1.- Aerogeneradores de Eje Vertical

Son aquellos en los que el eje de rotación se encuentra perpendicular al suelo. También se denominan VAWT (Vertical Axis Wind Turbine) y que ocupan el 1% de todo el mercado.

- **VENTAJAS**

Se pueden situar más cerca unos de otros.

Sus palas son omnidireccionales, por lo que no necesitan mecanismos de orientación respecto al viento.

Son muchos más silenciosos que los de eje horizontal.

Su utilización se ve recomendada para instalaciones pequeñas (menos de 10 kW) debido a la facilidad de instalación, la disminución de ruido y el menor tamaño.

- **DESVENTAJAS**

No se pueden aprovechar las corrientes de aire de mayor altura debido a que se encuentran cerca del suelo.

Requieren conexión a la red para poder arrancar utilizando el generador como rotor, por lo que no son de arranque automático.

Poseen menor estabilidad y presentan problemas de fiabilidad que los HAWT.

Las palas del rotor tienen tendencia a doblarse o romperse con fuertes vientos.

- **TIPOS**

SAVONIUS

Es el modelo más simple, consta de dos o cuatro chapas verticales, sin perfil de ala y curvadas en forma de semicilindro.

DARRIEUS

Es incapaz de arrancar por si solo por lo que necesita un dispositivo auxiliar.

HIBRIDOS DARRIEUS-SAVONIUS

Se caracterizan porque el par de arranque lo aporta el aerogenerador coaxial Savonius situado en el interior del aerogenerador Darrieus.

2.2.6.2.- Aerogenerador de Eje Horizontal

Son aquellos en los que el eje de rotación del equipo se encuentra paralelo al suelo. Ésta es la tecnología que se ha impuesto, por su eficiencia, confiabilidad y la capacidad de adaptarse a diferentes potencias. Denominados HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine) sus siglas en ingles. Ocupando el 99% del mercado de la venta de aerogeneradores.

VENTAJAS

Se aprovecha a mayor escala la velocidad del viento ya que son torres muy altas, teniendo en cuenta que en algunos lugares la velocidad del viento se incrementa en un 20% cada 10 metros de altura.

Poseen extremos de pala variable, lo que da a las hojas el ángulo de ataque óptimo, proporcionando así un gran control recogiendo la máxima cantidad de energía eólica de cada día y estación.

DESVENTAJAS

Tienen problemas para funcionar cerca del suelo, debido a las turbulencias.

El transporte de las mismas puede tener un equivalente del 20% del costo de equipamiento debido a que las torres altas y las palas largas son difíciles de transportar.

Se necesitan grúas poderosas y operadores hábiles para su instalación.

Pueden afectar los radares de los aeropuertos.

Presentan impacto visual en el entorno, afectando así el paisajismo.

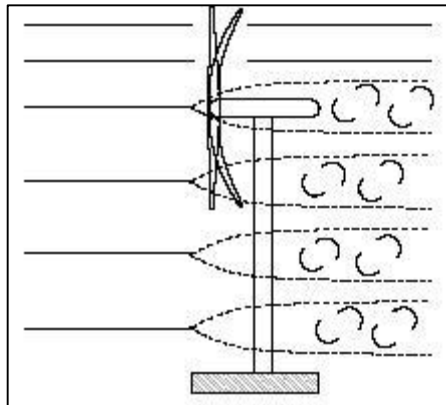
Exigen un control cuidadoso, son propensas a la fatiga del material y los daños estructurales.

TIPOS

SEGÚN LA DIRECCIÓN DEL VIENTO

Barlovento: el viento encuentra antes el rotor de la torre, teniendo una mayor eficiencia que los aerogeneradores de sotavento. Necesitan de una alerta direccional o sistema de orientación.

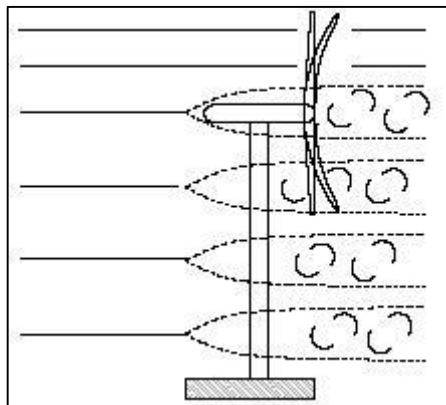
Figura N° 10 Rotor a barlovento



Fuente: GWEC

Sotavento: acusan de los efectos negativos de la interacción torre-rotor, pero se alinean autónomamente y pueden utilizar un rotor flexible para los vientos fuertes.

Figura N° 11 Rotor a sotavento



Fuente: GWEC

2.2.6.3.- Clasificación Según el Número de Palas

Bipala:

- a) Posee menor coste del rotor.
- b) Más ruidoso, instalación más simple.
- c) Mayor complejidad de diseño, debido a que necesita un buje basculante.

Figura N° 12 Aerogenerador Bipala



Fuente: GWEC

Tripala:

- a) Mayor compensación de las fuerzas aerodinámicas.
- b) Mayor estabilidad mecánica.
- c) Par motor más uniforme.
- d) Menor impacto visual.

Figura N° 13 Aerogenerador Tripala



Fuente: GWE

2.2.6.4.- Clasificación según su tamaño

Miniaerogeneradores

- a) Potencia comprendida entre 1 kW y 10 kW.
- b) Presentan un radio de rotor de entre 1 y 3 m.
- c) Sus aplicaciones representativas son: granjas, viviendas aisladas, bombeo, etc.

Aerogeneradores de poca potencia

- a) Potencia comprendida entre 10 y 100 kW.
- b) Presentan un radio de rotor comprendido entre 3 y 9 m.
- c) Sus aplicaciones representativas son: pequeñas empresas, drenaje, tratamiento de aguas, comunidades de vecinos domiciliarios, abastecimiento de antenas, etc.

Aerogeneradores de media potencia

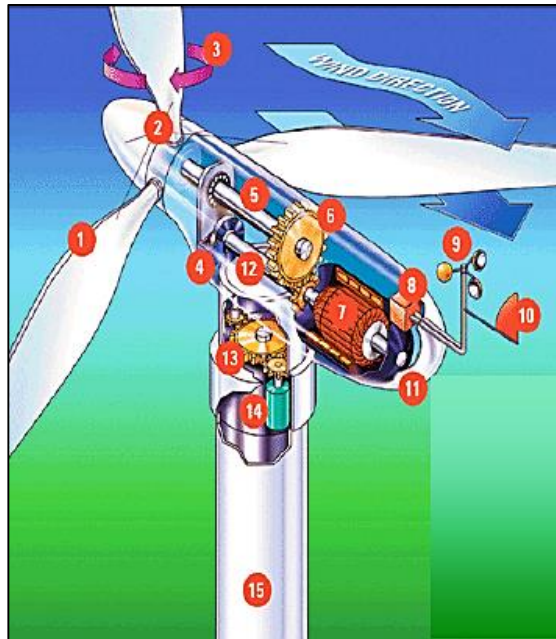
- a) Potencia comprendida entre 100 y 1,000 kW.
- b) Radio de rotor comprendido entre 9 y 27 m.
- c) Sus aplicaciones representativas son parques eólicos en tierra y en el mar.

Aerogeneradores de alta potencia

- a) Potencia comprendida entre 1,000 y 10,000 kW.
- b) Presentan diámetros de rotor comprendido entre 27 y 100 m, aunque actualmente dichos diámetros se vienen incrementando.
- c) Sus aplicaciones representativas son parques eólicos tanto en tierra como aprovechamiento eólico en el mar.

2.2.7.- Partes de un Aerogenerador

Figura N° 14 Partes de un Aerogenerador



1	Álabes	6	Caja multiplicadora	11	Góndola
2	Rotor	7	Generador	12	Eje de alta velocidad
3	Paso de hélices (regulación)	8	Controlador	13	Transmisión de orientación
4	Freno	9	Anemómetro	14	Motor de orientación
5	Eje de baja velocidad	10	Veleta	15	Torre

Fuente: GWE

ALABES: Son los elementos que sufren el impacto de la corriente del viento, generando por su perfil aerodinámico un movimiento rotativo que por medio de un eje es transmitido al generador. Se fabrican con materiales ligeros, como son los plásticos reforzados con fibra, con buenas propiedades de resistencia al desgaste. Fibra de vidrio o aluminio para aerogeneradores de tamaño medio y pequeño, mientras que para las palas más grandes se utiliza fibra de carbono. Se diseñan con un perfil que maximiza su eficiencia.

El principio de funcionamiento se basa en la diferencia de velocidad (Teorema de Bernoulli) que existe entre el extradós y el intradós. Debido a esta diferencia de velocidad surge una diferencia de

presión entre las dos caras de la pala, provocando una fuerza de sustentación desde el intradós al extradós y una fuerza de arrastre debida a los rozamientos que tienden a frenar el rotor. Existen diferentes tipos: Monopala, bipala, tripala, multipala.

GÓNDOLA: Se puede considerar como la sala de máquinas del aerogenerador. Puede girar en torno a la torre para poner a la turbina enfrentada al viento, dentro de ella se encuentra el eje principal, los sistemas de control, el generador, el multiplicador, los frenos y los mecanismos de giro de la misma.

BUJE: Conecta a las palas al eje central, transmitiendo así la potencia extraída del viento, generalmente son fabricadas de acero o de fundición y se protege mediante una cubierta. Se presentan los siguientes tres tipos de bujes existentes:

MULTIPLICADOR O CAJA DE ENGRANAJES: Aumenta la velocidad de rotación del rotor, está constituido por una o varias parejas de engranajes de tipo epicicloidal o de ejes paralelos. Actualmente se utilizan multiplicadoras de tipo planetario porque, aunque son costosas son más compactas, pesan menos, emiten menos ruido y tienen una eficiencia mayor.

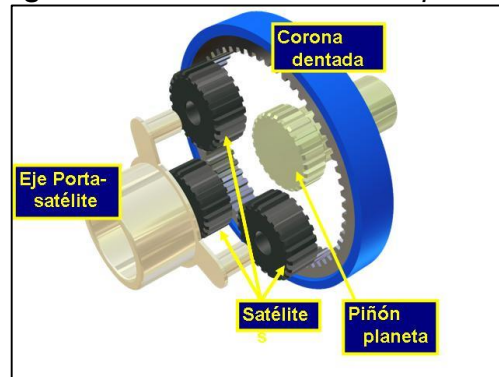
Las multiplicadoras o cajas de engranajes más utilizadas son:

- Cajas de engranes del tipo ejes paralelos.
- Cajas del tipo planetario.

En el mercado se construye, aparte de generadores eléctricos de

velocidad nominal baja, un diseño en el que ya no es necesaria la caja multiplicadora. En este caso, el rotor se acopla directamente a un generador eléctrico múltiplo. Estos aerogeneradores son de fabricación especializada y sus dimensiones son relativamente grandes, es por lo tanto que no existe eje de alta velocidad.

Figura N° 15 Partes de un multiplicador



Fuente: GWE

GENERADOR

También denominado alternador, es una maquina eléctrica encargada de transformar la energía mecánica de rotación en energía eléctrica.

Existen dos tipos de generadores:

Generador Asíncrono: son motores de inducción que se utilizan en forma inversa haciéndolos girar a una velocidad mayor que su velocidad de sincronismo.

Actualmente, cerca del 95% de los aerogeneradores comerciales son sistemas de velocidad constante con generadores eléctricos asíncronos.

Existen dos tipos de generadores asíncronos que se han utilizado para la integración de aerogeneradores:

- **Tipo de jaula ardilla:** requieren poco mantenimiento, son robustos y son los más utilizados debido a que su coste es bajo. Se pueden conectar directamente a la línea eléctrica a la que entregaran energía, claro está a través de protecciones y medios de desconexión adecuados.
- **Tipo rotor devanado:** es utilizado con muy poca frecuencia en la integración de aerogeneradores, pero su principal ventaja es la facilidad de implementar métodos de conexión a línea más sencillos.

Generador Síncrono: no son muy apropiados para integrar aerogeneradores de velocidad constante ya que cuando se conectan directamente a la línea eléctrica resultan ser un sistema demasiado rígido en cuanto a su relación par-velocidad.

Cabe destacar que si la velocidad de operación no estuviera limitada por la frecuencia de la red extraerían más energía del viento.

El incremento de energía generada se estima entre el 10 y 12% sin embargo, las perdidas en la electrónica reducen las ganancias netas entre un 5 y 8%.

SISTEMA DE ORIENTACIÓN

Para los aerogeneradores de eje horizontal con rotor a sotavento no son necesarios los sistemas de orientación, ya que la turbina se orienta por sí sola, siguiendo la dirección del viento como una veleta.

Mientras que los aerogeneradores a barlovento tienen o una aleta posterior de orientación o un control activo de orientación mecánico (servomotor), por lo que la torre de soporte debe ser dimensionada para resistir las cargas de torsión resultantes del uso de los sistemas de orientación.

TRANSFORMADOR

A la salida del generador, la potencia eléctrica es generalmente de baja tensión y debe convertirse a media tensión a través de un transformador para así reducir las pérdidas de transmisión mediante la conexión a la red de distribución de media tensión. Generalmente se logra instalar en la góndola o bien en la base de la torre.

TORRE

Anteriormente, a mediados de los 80 se construían torres de celosía, pero a partir de los avances tecnológicos y del crecimiento constante de los aerogeneradores, han hecho que actualmente se construyan torres tubulares, que en su mayoría son de acero laminado y en pocos casos de cemento, son de forma cónica, con el diámetro de la base mayor que el de la parte superior, sobre la cual se ubica la góndola. Las torres se fijan al suelo mediante cimentaciones formadas por pedestales de hormigón situados a cierta profundidad. Para los aerogeneradores de gran potencia suelen utilizarse grandes torres cuya longitud total e altura va desde los 80 a 140 metros. Y para los equipos de baja potencia de utilizan estos tipos de torre:

SISTEMAS DE CONTROL Y PROTECCIÓN

Son la parte fundamental del aerogenerador, ya que proporcionan la lógica de control para regular los procedimientos de arranque y parada de la turbina y para garantizar su funcionamiento dentro de parámetros determinados ya preestablecidos, protegiendo al rotor contra velocidades excesivas y las diferentes partes del circuito contra sobretensiones.

Se le podría decir que es el cerebro del aerogenerador y su lógica de control se programa en un PLC, y en caso de funcionamiento anómalo los sistemas de protección desconectan el aerogenerador de la red, permitiendo así el correcto funcionamiento de los demás aerogeneradores del parque.

SISTEMA DE FRENO

Es un elemento fundamental en el equipo del aerogenerador ya que proporciona la seguridad cuando la velocidad del viento es mucho mayor a la intensidad soportada por los materiales que componen el aerogenerador.

2.3.- DEFINICIÓN CONCEPTUAL DE LA TERMINOLOGÍA EMPLEADA

2.3.1.- Conceptos básicos de Viento

El viento es el flujo de gases a gran escala. En la Tierra, el viento es el movimiento en masa del aire en la atmósfera en movimiento horizontal.

En el espacio exterior, el viento solar es el movimiento de gases o partículas cargadas del Sol a través del espacio, mientras que el viento planetario es la desgasificación de elementos químicos ligeros de la atmósfera de un planeta hacia el espacio. Allí, los vientos se suelen clasificar según su dimensión espacial, la velocidad, los tipos de fuerza que los causan, las regiones donde se producen y sus efectos. Los vientos más fuertes observados en un planeta del sistema solar se producen en Neptuno y Saturno.

El viento es el flujo de gases a gran escala. En la Tierra, el viento es el movimiento en masa del aire en la atmósfera en movimiento horizontal. Günter D. Roth lo define como «la compensación de las diferencias de presión atmosférica entre dos puntos».

En el espacio exterior, el viento solar es el movimiento de gases o partículas cargadas del Sol a través del espacio, mientras que el viento planetario es la desgasificación de elementos químicos ligeros de la atmósfera de un planeta hacia el espacio. Allí, los vientos se suelen clasificar según su dimensión espacial, la velocidad, los tipos de fuerza que los causan, las regiones donde se producen y sus efectos. Los vientos más fuertes observados en un planeta del sistema solar se producen en Neptuno y Saturno.

En meteorología se suelen denominar los vientos según su fuerza y la dirección desde la que soplan. Los aumentos repentinos de la velocidad del viento durante un tiempo corto reciben el nombre de *ráfagas*. Los vientos fuertes de duración intermedia (aproximadamente un minuto) se llaman turbonadas. Los vientos de larga duración tienen diversos nombres según su fuerza media como, por ejemplo, brisa, temporal, tormenta, huracán o tifón. El viento se puede producir en diversas escalas: desde flujos tormentosos que duran decenas de minutos hasta brisas locales generadas por el distinto calentamiento de la superficie terrestre y que duran varias horas, e incluso globales, que son el fruto de la diferencia de absorción de energía solar entre las distintas zonas geoastronómicas de la Tierra. Las dos causas principales de la circulación atmosférica a gran escala son el calentamiento diferencial de la superficie terrestre según la latitud, y la inercia y fuerza centrífuga producidas por la rotación del planeta. En los trópicos, la circulación de depresiones térmicas por encima del terreno y de las mesetas elevadas puede impulsar la circulación de monzones. En las áreas costeras, el ciclo brisa marina/brisa terrestre puede definir los vientos locales, mientras que en las zonas con relieve variado las brisas de valle y montaña pueden dominar los vientos locales.

En la civilización humana, el viento ha inspirado la mitología, ha afectado a los acontecimientos históricos, ha extendido el alcance del transporte y la guerra, y ha proporcionado una fuente de energía para el trabajo mecánico, la electricidad y el ocio. El viento ha impulsado los viajes de los veleros a través de los océanos de la

Tierra. Los globos aerostáticos utilizan el viento para viajes cortos, y el vuelo con motor lo utilizan para generar sustentación y reducir el consumo de combustible. Las zonas con cizalladura del viento provocado por varios fenómenos meteorológicos pueden provocar situaciones peligrosas para las aeronaves. Cuando los vientos son fuertes, los árboles y las estructuras creadas por los seres humanos pueden llegar a resultar dañados o destruidos.

2.3.2.- Aerogenerador

Un aerogenerador es un generador eléctrico que funciona convirtiendo la energía cinética del viento en energía mecánica a través de una hélice y en energía eléctrica gracias a un alternador. Sus precedentes directos son los molinos de viento que se empleaban para la molienda y obtención de harina. En este caso, la energía eólica, en realidad la energía cinética del aire en movimiento, proporciona energía mecánica a un rotor hélice que, a través de un sistema de transmisión mecánico, hace girar el rotor de un generador, normalmente un alternador trifásico, que convierte la energía mecánica rotacional en energía eléctrica.

Para aportar energía a la red eléctrica, los aerogeneradores deben estar dotados de un sistema de sincronización para que la frecuencia de la corriente generada se mantenga perfectamente sincronizada con la frecuencia de la red.

Ya en la primera mitad del siglo XX, la generación de energía eléctrica con rotores eólicos fue bastante popular en casas aisladas situadas en zonas rurales.

La energía eólica se está volviendo más popular en la actualidad, al haber demostrado la viabilidad industrial, y nació como búsqueda de una diversificación en el abanico de generación eléctrica ante un crecimiento de la demanda y una situación geopolítica cada vez más complicada en el ámbito de los combustibles tradicionales.

2.3.3.- Veleta

Una veleta es un dispositivo giratorio que consta de una placa que gira libremente, un señalador que indica la dirección del viento y una cruz horizontal que indica los puntos cardinales.

Para obtener una lectura precisa, la veleta debe estar localizada bien por arriba del suelo, alejada de edificios, árboles, y otros objetos que interfieran con la verdadera dirección del viento.

2.3.4.- Anemómetro

El anemómetro o anemógrafo es un aparato meteorológico que se usa para la predicción del clima y, específicamente, para medir la velocidad del viento. Asimismo es uno de los instrumentos de vuelo básico en el vuelo de aeronaves más pesadas que el aire.

En meteorología, se usan principalmente los anemómetros de *cazoletas* o de *molinete*, especie de diminuto molino de tres aspas con cazoletas sobre las cuales actúa la fuerza del viento; el número de vueltas puede ser leído directamente en un contador o registrado

sobre una banda de papel (*anemograma*), en cuyo caso el aparato se denomina *anemógrafo*. Aunque también los hay de tipo electrónicos.

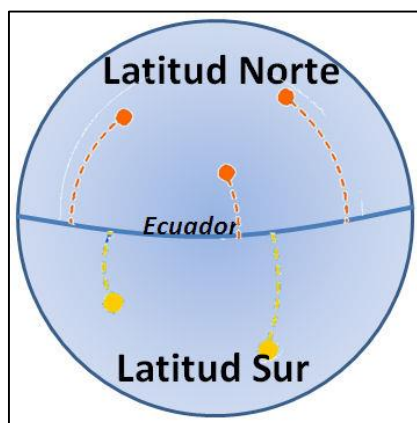
2.3.5.- Latitud

La latitud es la distancia angular entre la línea ecuatorial (el ecuador), y un punto determinado de la Tierra, medida a lo largo del meridiano en el que se encuentra dicho punto. Se abrevia con lat. Según el hemisferio en el que se sitúe el punto, puede ser latitud norte o sur.

La latitud proporciona la localización de un lugar, en dirección Norte o Sur desde el ecuador y se expresa en medidas angulares que varían desde los 0° del ecuador hasta los 90°N del polo Norte o los 90°S del polo Sur.

La latitud se mide en grados sexagesimales (representados por el símbolo inmediatamente arriba y a la derecha del número, mientras que las subdivisiones o fracciones de los grados se representan con ' que significa minuto sexagesimal y " que significa segundo sexagesimal), entre 0° y 90°; y puede representarse de dos formas:

Figura N° 16 Latitud



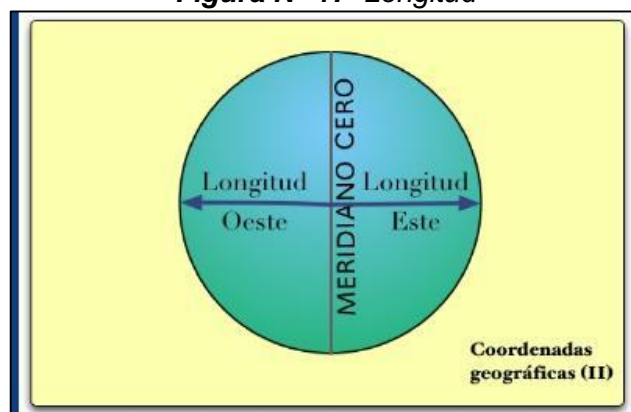
Fuente: Elaboración Propia

2.3.6.- Longitud

La longitud es un concepto métrico definible para entidades geométricas sobre la que se ha definido una distancia. Más concretamente dado un segmento, curva o línea finita, se puede definir su longitud a partir de la noción de distancia. Sin embargo, no debe confundirse longitud con distancia, ya que para una curva general (no para un segmento recto) la distancia entre dos puntos cualesquiera de la misma son siempre inferior a la longitud de la curva comprendida entre esos dos puntos. Igualmente la noción matemática de longitud se puede identificar con la una magnitud física que determinada por la distancia física.

El largo o longitud dimensional de un objeto es la medida de su eje tridimensional y . Esta es la manera tradicional en que se nombraba a la parte más larga de un objeto (en cuanto a su base horizontal y no su alto vertical). En coordenadas cartesianas bidimensionales, donde solo existen los ejes x y y no se denomina «largo». Los valores x indican el ancho (eje horizontal), y los y el alto (eje vertical).

Figura N° 17 Longitud



Fuente: Elaboración Propia

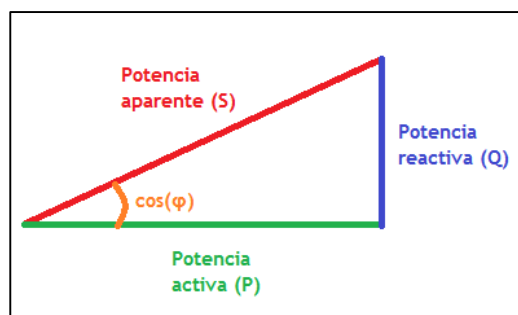
2.3.7.- Tipos de potencias eléctricas

En líneas generales la potencia eléctrica se define como la capacidad que tiene un aparato eléctrico para realizar un trabajo o la cantidad de trabajo que el mismo realiza en unidad de tiempo. Su unidad de medida es el watt (W). Sin embargo, en los equipos que funcionan con corriente alterna y basada en el electromagnetismo, como los motores y los transformadores, por ejemplo, coexisten tres tipos diferentes de potencia:

- a) Potencia activa.
- b) Potencia reactiva.
- c) Potencia aparente.

Triángulo de potencias que forman la potencia activa, la potencia reactiva y la potencia aparente. El ángulo que se aprecia entre la potencia aparente y la activa se denomina coseno de "fi" o "factor de potencia" y lo crea la potencia reactiva. A mayor potencia reactiva, mayor será ese ángulo y menos eficiente será el equipo al que le corresponda.

Figura N° 18 Triángulo de potencias



Fuente: Elaboración Propia

2.3.7.1.- Potencia activa

La denominada “potencia activa” representa en realidad la “potencia útil”, o sea, la energía que realmente se aprovecha cuando ponemos a funcionar un equipo eléctrico y realiza un trabajo. Por ejemplo, la energía que entrega el eje de un motor cuando pone en movimiento un mecanismo o maquinaria, la del calor que proporciona la resistencia de un calentador eléctrico, la luz que proporciona una lámpara, etc.

La potencia consumida por todos los aparatos eléctricos que utilizamos normalmente, la registran los contadores o medidores de electricidad que instala dicha empresa para cobrar el total de la energía eléctrica consumida cada mes.

Ecuación 1

$$P_{3\phi} = \sqrt{3} \cdot I \cdot V \cdot \cos \Phi$$

2.3.7.2.- Potencia Reactiva

La potencia reactiva (y la energía reactiva) no es una potencia (energía) realmente consumida en la instalación, ya que no produce trabajo útil debido a que su valor medio es nulo. Aparece en una instalación eléctrica en la que existen bobinas o condensadores, y es necesaria para crear campos magnéticos y eléctricos en dichos componentes. Se representa por Q y se mide en voltio-amperios reactivos (VAr).

Ecuación 2

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}$$

De donde:

Q = Valor de la carga reactiva, en volt-ampere reactivo (**VAR**)

S = Valor de la potencia aparente, expresada en volt-ampere (**VA**)

P = Valor de la potencia activa o resistiva, expresada en watt (**W**)

La compañía eléctrica mide la energía reactiva con el contador (kVArh) y si se superan ciertos valores, incluye un término de penalización por reactiva en la factura eléctrica.

2.3.7.3.- Potencia Aparente

La potencia aparente (S), llamada también "potencia total", es el resultado de la suma geométrica de las potencias activa y reactiva. Esta potencia es la que realmente suministra una planta eléctrica cuando se encuentra funcionando al vacío, es decir, sin ningún tipo de carga conectada, mientras que la potencia que consumen las cargas conectadas al circuito eléctrico es potencia activa (P). La potencia aparente se representa con la letra "S" y su unidad de medida es el volt-ampere (VA). La fórmula matemática para hallar el valor de este tipo de potencia es la siguiente:

Ecuación 3

$$S = V \cdot I$$

S = Potencia aparente o total, expresada en volt-ampere (VA)

V = Voltaje de la corriente, expresado en volt

I = Intensidad de la corriente eléctrica, expresada en ampere (A)

2.3.8.- Factor de potencia

Un motor consume, a la vez, potencia activa, que se convierte en trabajo mecánico, y potencia reactiva, necesaria para la magnetización pero que no realiza ningún trabajo.

Juntas, la potencia activa y la reactiva, representadas en el diagrama (abajo) por P y Q, proporcionan la potencia aparente S.

La relación entre la potencia activa, medida en kW, y la potencia aparente, medida en kVA, se conoce como el factor de potencia.

Generalmente, el ángulo entre P y S se designa como ϕ .

El factor de potencia se sitúa generalmente entre 0,7 y 0,9. En motores pequeños es inferior y en motores grandes mayor. Por este motivo, los suministradores de potencia a veces requieren que se aumente el factor de potencia de una instalación.

2.3.9.- Motores asíncronos trifásicos

Los motores asíncronos de inducción son aquellos en los que la velocidad de giro del rotor es algo inferior a la de sincronismo. Los podemos encontrar tanto monofásico como trifásico.

Rotor en cortocircuito (jaula de ardilla) y Rotor bobinado.

Figura N° 19 Motor Eléctrico



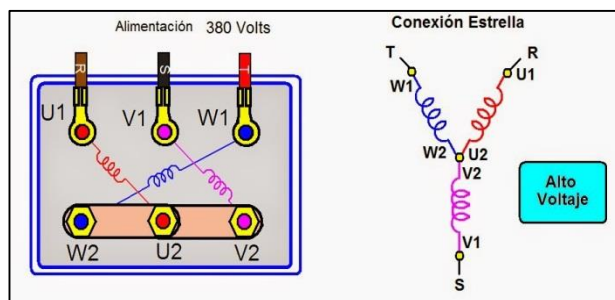
Fuente: Elaboración Propia

2.3.10.- Tensión e intensidad en el estator de los motores trifásicos

Los motores eléctricos más utilizados son los de rotor en cortocircuito, también llamado de jaula de ardilla. Su único inconveniente es el de absorber una elevada intensidad en el arranque a la tensión de funcionamiento

Todo bobinado trifásico se puede conectar en estrella (todos los finales conectados en un punto común, alimentando el sistema por los otros extremos libres) o bien en triángulo (conectado el final de cada fase al principio de la siguiente, alimentando el sistema por los puntos de unión) como se puede apreciar en las siguientes figuras.

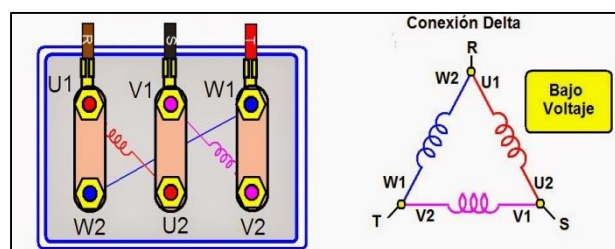
Figura N° 20 Conexión estrella en los bobinados



Fuente: Elaboración Propia

En la conexión triángulo la intensidad que recorre cada fase es $\frac{1}{\sqrt{3}}$ menor que la intensidad de la línea, mientras que la tensión a la que queda sometida cada fase coincide con la tensión de la línea.

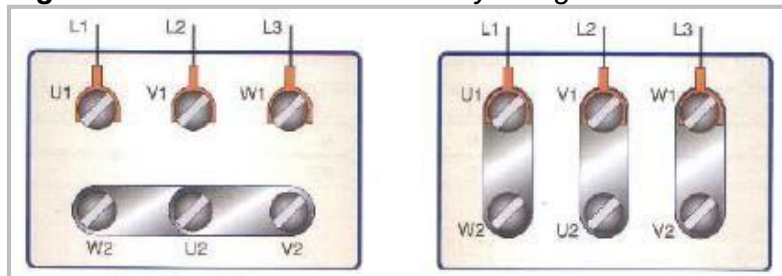
Figura N° 21 Conexión triángulo en los bobinados



Fuente: Elaboración Propia

En estas condiciones, el motor se puede considerar como bitensión, ya que las tensiones normalizadas son de $230 V_{ac}$ o $400 V_{ac}$. Si un motor está diseñado para aplicarle $230 V_{ac}$ a cada fase, lo podremos conectar a la red de $230 V_{ac}$ en triángulo y a la red de $400 V_{ac}$ en estrella. En ambos casos, la tensión que se le aplica a cada fase es de $230 V_{ac}$. en una y otra conexión, permanecen invariables los parámetros de potencia, par motor y velocidad. La conexión estrella o triángulo se realiza sobre la placa de bornes mediante puentes.

Figura N° 22 Conexión en estrella y triángulo en los bornes



Fuente: Elaboración propia

2.3.11.- Tensión y frecuencia

Para mejorar resultados, los motores eléctricos de inducción deben funcionar con su tensión y frecuencia normal. Estos valores se indican siempre en la placa del motor.

Sin embargo, se permite alguna variación de los valores normales, siendo los límites para el voltaje aproximadamente 10%, y los límites para la frecuencia 5%, ambos en uno u otro sentido.

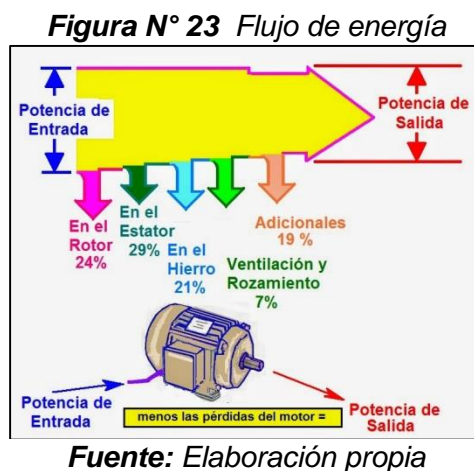
Con cualquier variación, ya sea del voltaje o de la frecuencia, se producirán cambios en las características normales de funcionamiento de acuerdo con lo siguiente.

2.3.12.- Puesta a tierra de la instalación

El objetivo de la puesta a tierra es limitar la tensión que puede aparecer en las masas metálicas debido a un defecto de aislante y asegurar el correcto funcionamiento de las protecciones. Consiste en una unión metálica directa entre determinados elementos de una instalación y un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo. Mediante esta conexión se consigue que no existan diferencias de potencial peligrosas en el conjunto de instalaciones, caseta y superficie próxima al terreno. Además, la puesta a tierra permite el paso de corrientes de descarga de origen atmosférico.

2.3.13.- Pérdidas de potencia en motores trifásicos

En todo proceso de transformación de la energía, se produce una diferencia entre la potencia que entrega el equipo para su utilización (Potencia útil), y la potencia que absorbe (Potencia absorbida). Esta diferencia se conoce con el nombre de “pérdidas”. El flujo de energía se muestra en la figura



2.3.14.- Caída de tensión

Llamamos caída de tensión de un conductor a la diferencia de potencial que existe entre los extremos del mismo. Este valor se mide en voltios y representa el gasto de fuerza que implica el paso de la corriente por el mismo. Así mismo, la caída de tensión es medida frecuentemente en tanto por ciento de la tensión nominal de la fuente de la que se alimenta. Por lo tanto, si en un circuito alimentado a 400 V_{ac} de tensión se prescribe una caída máxima de tensión de una instalación del 5%, esto significará que en dicho tramo no podrá haber más de 20 voltios, que sería la tensión perdida con respecto a la tensión nominal.

No existe un conductor perfecto, pues todos presentan una resistividad al paso de la corriente por muy pequeña que sea, por este motivo ocurre que un conductor incrementa la oposición al paso de la corriente, a medida que también va aumentando su longitud. Si esta resistencia aumenta, por consiguiente, aumenta el desgaste de fuerza, es decir, la caída de tensión. Podríamos decir que la caída de tensión de un conductor viene determinada por la relación que existe entre la resistencia que ofrece este al paso de la corriente, la carga prevista en el extremo más lejano del circuito y el tipo de tensión que se aplicará a los extremos.

CAPÍTULO III

MARCO METEODOLÓGICO

3.1.- TIPO Y DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

El presente trabajo presenta los siguientes tipos de investigación:

a) Investigación descriptiva

Este tipo de investigación nos permite exponer las características del sistema seleccionado y sus componentes como de las variables que intervienen en la realidad (dirección del viento y energía eólica).

b) Investigación explicativa

Esta investigación nos permite hacer un análisis e interpretación del comportamiento del sistema para la óptima solución del problema desarrollado.

c) Investigación teórica

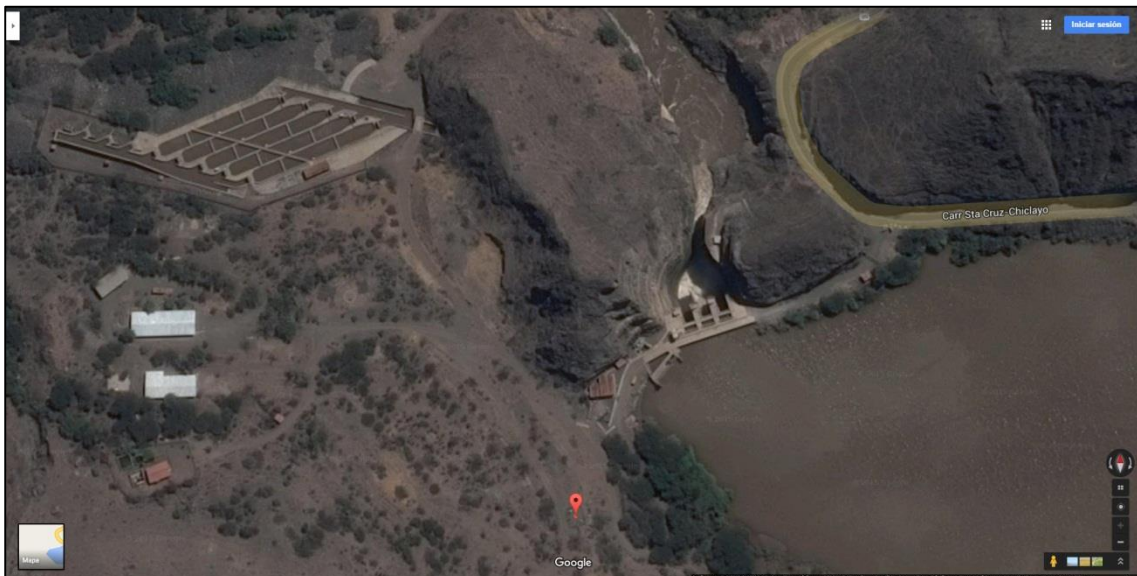
Nos permite hacer uso del conocimiento y base teórica del campo de la ingeniería para dar una solución en el diseño del sistema empleado.

3.2.- POBLACIÓN Y MUESTRA

El presente estudio de implementación de la minicentral Eólica en Cirato se ubicará en los terrenos de la Propiedad de la Empresa “DUKE ENERGY PERÚ”, pertenecientes al dominio territorial Distrito de Catache, Provincia de Santa Cruz, Departamento de Cajamarca, Región Nor Oriental del Perú.

Geográficamente, se encuentra en la parte media de la cuenca del río Chancay y la Presa que origina el embalse se ubica entre las coordenadas siguientes:

Figura N° 24 Ubicación Geográfica del lugar del proyecto



Fuente: Elaboración propia.

3.2.1.- Coordenadas

La instalación de la Minicentral eólica será instalada en las siguientes coordenadas UTM.

Tabla N° 3 Coordenadas UTM del polígono

MiniCentral Eólica Cirato		
Polígono	$X_{UTM} (m)$	$Y_{UTM} (m)$
A	706880	9266444
B	706913	9266405
C	706949	9266356
D	706932	9266344
E	706906	9266366
F	706885	9266411

Fuente: Elaboración propia.

Figura N° 25 Vista de la zona del Proyecto



Fuente: Google Earth

3.2.2.- Muestra

El sistema ha sido desarrollado para la Presa Cirato de la Central Hidroeléctrica Carhuaquero, partiendo del cálculo de la Carga Eléctrica de las instalaciones para así determinar el requerimiento de energía eléctrica necesario para garantizar el consumo de electricidad por toda la Presa.

La Central Hidroeléctrica Carhuaquero abastece su propio consumo de energía haciendo uso de su propia producción de energía, por tal motivo cuenta con 3 circuitos de Servicios Auxiliares (10KV/0,38KV) cada uno con sus Contadores de Energía.

Además, la Central Hidroeléctrica cuenta con un registro de Balance de Producción De Energía Mensual el cual se revisada anualmente con fines de saber el consumo propio de la planta, el cual se presenta el formato en la siguiente tabla de Excel:

- SERVICIOS AUXILIARES

Tabla N° 4 Balance de Producción de Energía 2017



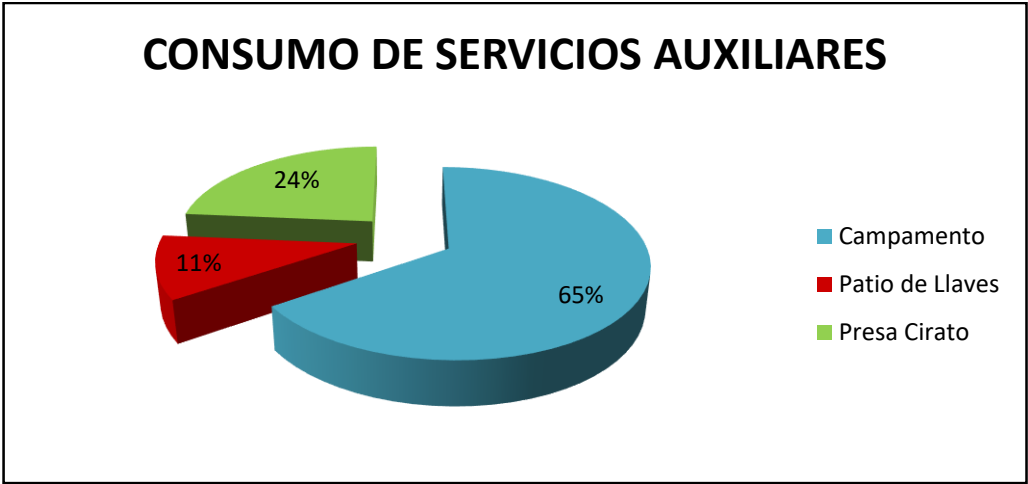
DUKE ENERGY EGENOR - BALANCE DE PRODUCCIÓN DE ENERGIA 2017

2017	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sep.	Octubre	Noviembre	Diciembre	TOTAL 2017
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
CONSUMO PROPIO TOTAL	204,237	186,232	210,731	203,385	205,400	208,645	183,382	192,700	170,739	192,518	190,828	204,730	2,353,527
CH CARHUAQUERO (I, II, III)	175,154	161,227	182,945	176,721	178,912	181,334	155,772	166,545	145,578	164,042	160,417	171,981	2,020,627
- Casa de Máquinas	86,719	79,432	90,423	91,739	94,742	92,421	74,392	79,537	66,528	75,316	79,036	85,410	995,695
- Servicios Auxiliares	88,435	81,795	92,522	84,982	84,170	88,912	81,379	87,008	79,050	88,727	81,381	86,571	1,024,933
- Campamento	58,623	54,222	61,332	56,334	55,796	58,940	53,946	57,677	52,402	58,817	53,947	57,388	679,424
- Patio de Llaves	9,704	8,975	10,152	9,325	9,236	9,756	8,930	9,547	8,674	9,736	8,930	9,499	112,464
- Presa Cirato	21,108	19,523	22,084	20,284	20,090	21,222	19,424	20,768	18,868	21,178	19,425	20,664	244,639
CARHUAQUERO IV	10,054	10,686	12,648	10,050	11,846	11,445	9,644	11,602	10,906	13,258	12,528	13,720	138,387
CH CAÑA BRAVA (Carh. V)	19,029	14,319	15,138	16,614	14,642	15,866	17,967	14,553	14,255	15,218	17,883	19,029	194,513

Fuente: Duke Energy Perú

Con estos datos se puede notar que los Servicios Auxiliares de Campamento son los que tienen mayor demanda de consumo de energía a comparación de Patio de Llaves y Presa Cirato:

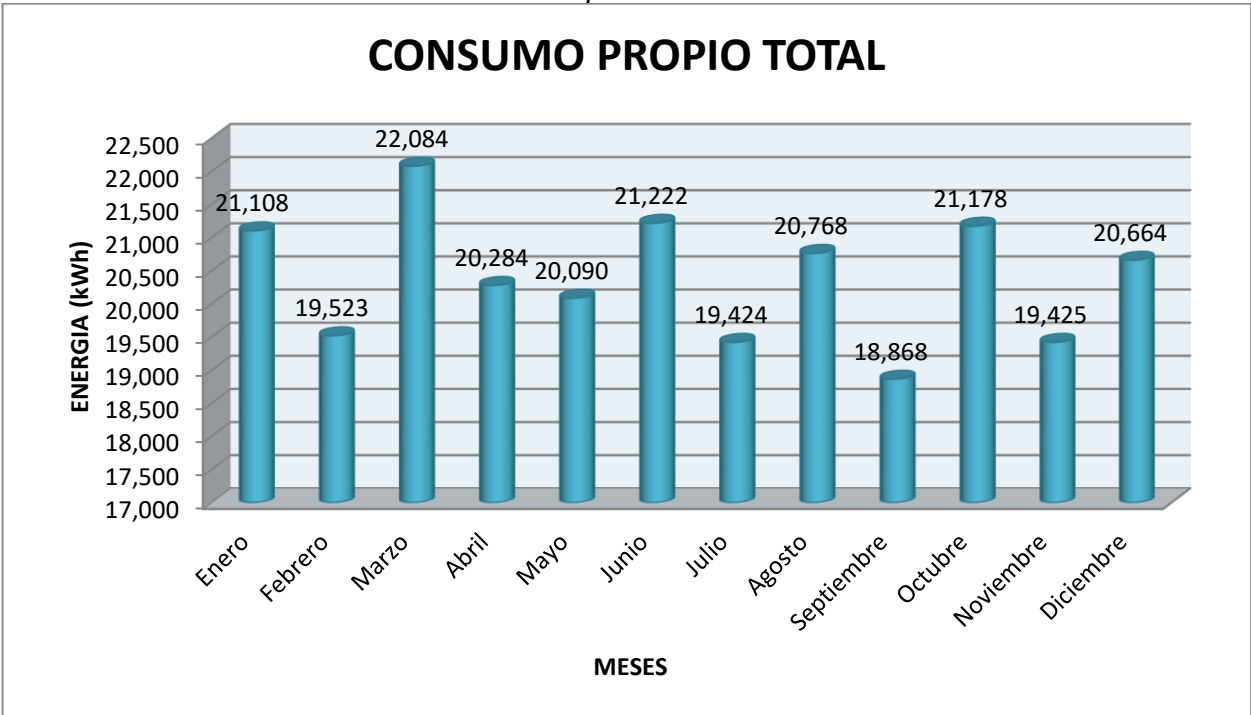
Gráfico N° 5 Consumo de Servicios Auxiliares



Fuente: Duke Energy Perú

Si nos fijamos en el consumo propio de la Presa Cirato que es donde se va a instalar la Minicentral Eólica para cubrir la demanda:

Gráfico N° 6 Consumo Propio de la Central Hidroeléctrica

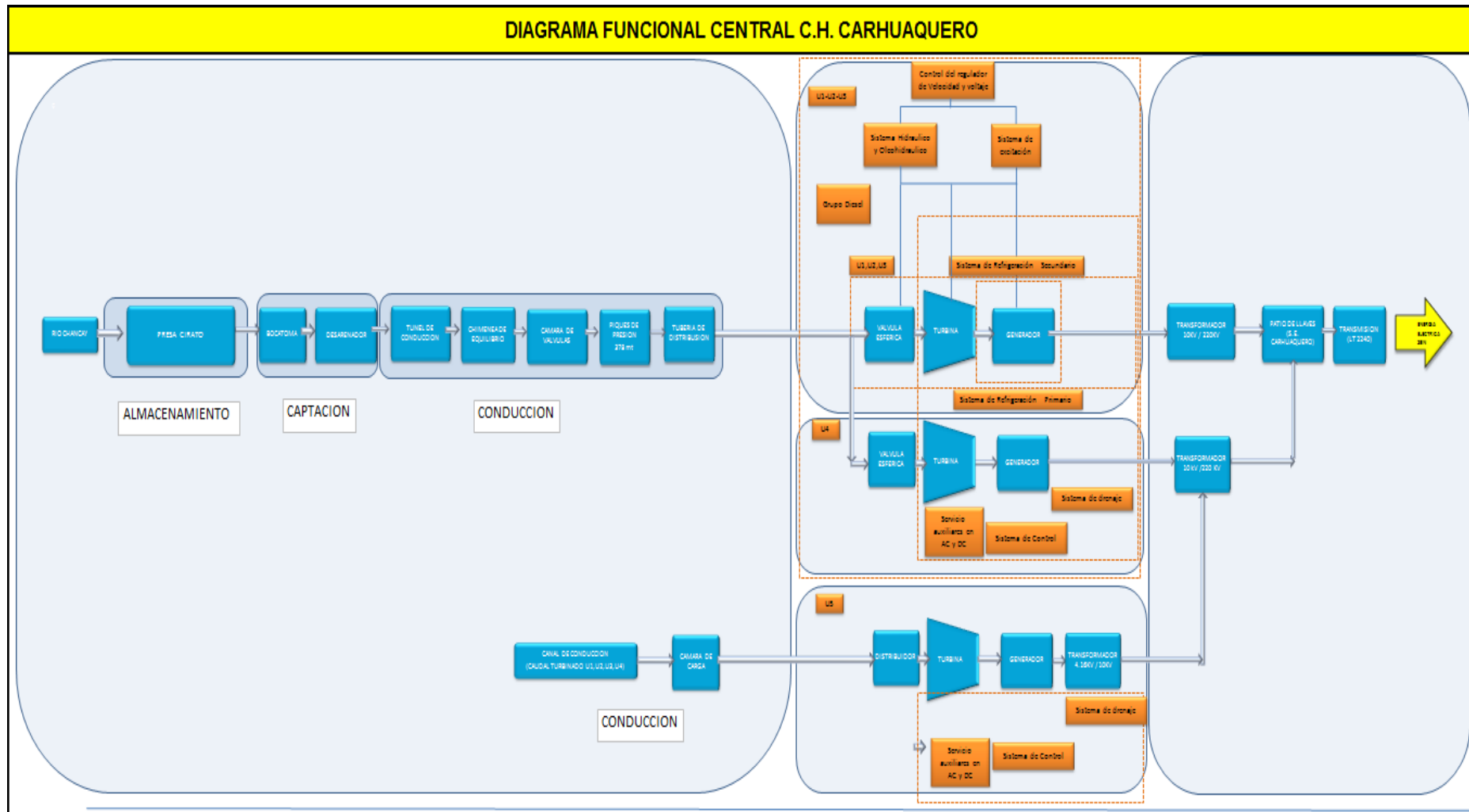


Fuente: Duke Energy Perú

Anualmente el Consumo de Energía de la Presa Cirato es de: 244,7 MWh/Año.
pág. 56

- Flujo de Producción de la Central

Figura N° 26 Diagrama Funcional de la Central Hidroeléctrica Carhuaquero



Fuente: Elaboración Propia

3.3.- Hipótesis

Se evaluará 2 condiciones para la Operación de la Mini Central: La primera es usar a la MiniCentral como un sistema de emergencia de respaldo ante cortes de energía y la segunda Opción es usarlo como una Central Generadora, para eso se tiene que calcular la energía aportada por el mejor arreglo de aerogeneradores para comparar los precios del kWh para las Energías Renovables estipulados por el COES (Comité de Operación Económica del Sistema) en un periodo de operación de 20 años, para así determinar si existe una mayor ganancia y demostrar si factible esta mejor opción.

3.4.- Variables – Operacionalización

Una variable puede ser el resultado de una fuerza o es una fuerza que causa un cambio en otra variable. En un experimento, se conocen como variables dependientes e independientes, respectivamente.

Tabla N° 5 Variables del estudio de Investigación

INDEPENDIENTES (VARIABLES SEGÚN LA CALIDAD AMBIENTAL DE LA ZONA)						
Temperatura en la zona del proyecto	T	Temperatura	Magnitud	°C	Uso de la Estación Meteorológica	Sensores e instrumentos de medición
Velocidad de viento en la zona del proyecto	v	Velocidad	Magnitud	m/s	Técnicas avanzadas de estadística mediante software y cálculo	Tablas de velocidades de viento y Software
Tiempo de uso de los Inversores Eólicos	tm	Tiempo	Intervalo	años	Datos del Fabricante	Tablas del fabricante
Potencia en los motores trifásicos	P	Potencia	Magnitud	kW	Análisis matemático	calculadora
Presión atmosférica	A M	Presión	Magnitud	atm	Datos del Fabricante	Tablas del fabricante
DEPENDIENTES (VARIABLES SEGÚN EL DISEÑO DEL SISTEMA EÓLICO PRODUCTIVO)						
Potencia nominal de la Central	P m a x	Potencia	Magnitud	W	Técnicas avanzadas de estadística mediante software y cálculo	Calculadora
Potencia de entrada a los Inversores	Pin	Potencia	Magnitud	W	Análisis matemático	calculadora
Potencia nominal de inversor	Pg	Potencia	Magnitud	W	Análisis matemático	calculadora
Energía eólica generada-continua	Eg	Energía	Magnitud	kW/h (día, mes, año)	Análisis matemático	calculadora
Energía de producción-alterna	Ep	Energía	Magnitud	kW/h (día, mes, año)	Análisis matemático	calculadora
Potencia nominal del módulo según el tiempo	Pn	Potencia	Magnitud	W/h	Análisis matemático	calculadora
Factor de potencia	fp	numero	Magnitud	Ct	Análisis matemático	Tablas del fabricante
Rendimiento del inversor	μ	Numero	Porcentaje	%	Análisis matemático	calculadora
Numero total de Aerogeneradores	Nt	Numero	Cantidad	#	Análisis matemático	Calculadora

Fuente: Elaboración Propia

3.5.- MÉTODOS Y TÉCNICAS DE INVESTIGACIÓN

En el siguiente trabajo se usaron las siguientes técnicas:

- **Guías de observación:** Se realizó una observación directa en el predio de la Localidad de Catache donde se desarrollará el trabajo y llevó a la realización del proyecto dado a que se tiene acceso a fuentes renovables de energía.
- **Recolección de documentos:** Fue muy necesario realizar una recolección de documentación referente al trabajo de investigación.
- **Análisis de documentos:** Se analizaron los diferentes documentos más relevantes.
- **Selección de documentos:** Documentos con los cuales se realizó el trabajo incluyendo normas, así como método teóricos y prácticos.

3.6.- DESCRIPCIÓN DE LOS INSTRUMENTOS UTILIZADOS

En nuestro trabajo de investigación se utilizó:

- **Tablas de Datos:** Estas hojas de datos de la velocidad del viento por parte de la estación meteorológica propia de la empresa Duke Energy Perú que se encuentra ubicada en la Presa Cirato y así como tablas por parte del Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología (SENAMHI)
- **Tablas de velocidad de viento y temperaturas**
- **Laptop:** Computadora portátil para realizar el diseño y análisis de cálculos.
- **Anemómetro:** Perteneciente a la Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica.

3.7.- ANÁLISIS ESTADÍSTICO E INTERPRETACIÓN DE LOS DATOS

3.7.1.- Análisis estadístico

A continuación, se muestran las diferentes clases de viento de fuentes de información reconocidas. Se tomarán los valores de la estación meteorológica de la Presa Cirato en la zona de instalación de nuestro sistema eólico, para un óptimo diseño a la hora de calcular la energía producida por nuestros aerogeneradores.

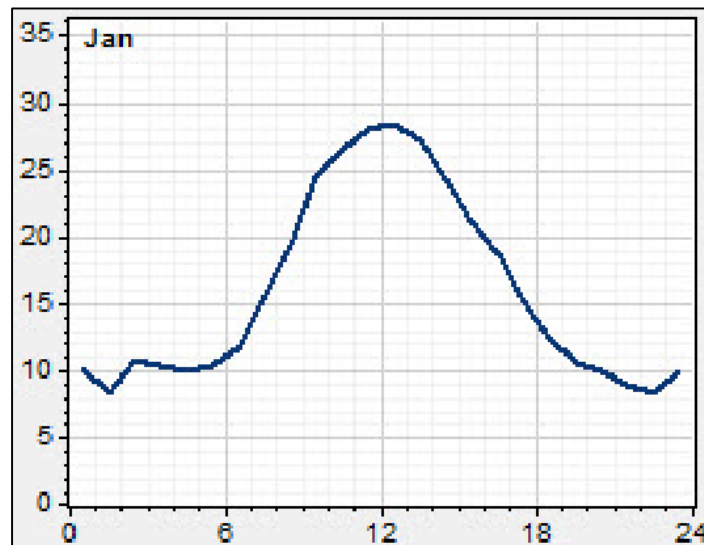
3.7.1.1.- Cálculo de la velocidad del viento

Para el cálculo del comportamiento del viento se utilización dos potentes Softwares que son: **WINDOGRAPHER y WRPLOT**, para su análisis estadístico requiere de una data de aproximadamente 1 año y gracias a la estación meteorológica se descargo la data de datos del viento del año 2017. Estos datos comprenden:

- Período de datos.
- N° de observaciones del período.
- Temperatura Media, Baja y Alta.
- Humedad
- Presión Atmosférica
- Velocidad Alta, Media y baja del viento.
- Dirección del Viento.
- Radiación Solar

- Velocidades del viento en enero

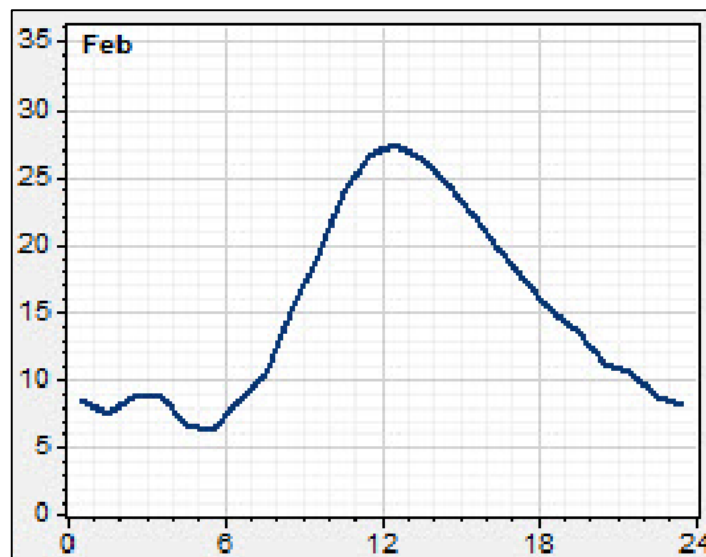
Figura N° 27 Velocidad del viento en Enero



Fuente: WindoGrapher

- Velocidad del viento en febrero

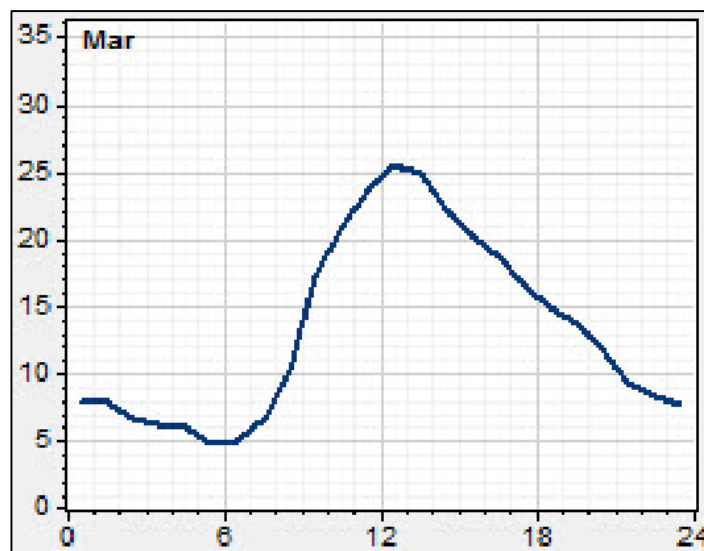
Figura N° 28 Velocidad del viento en Febrero



Fuente: WindoGrapher

- Velocidad del viento en marzo

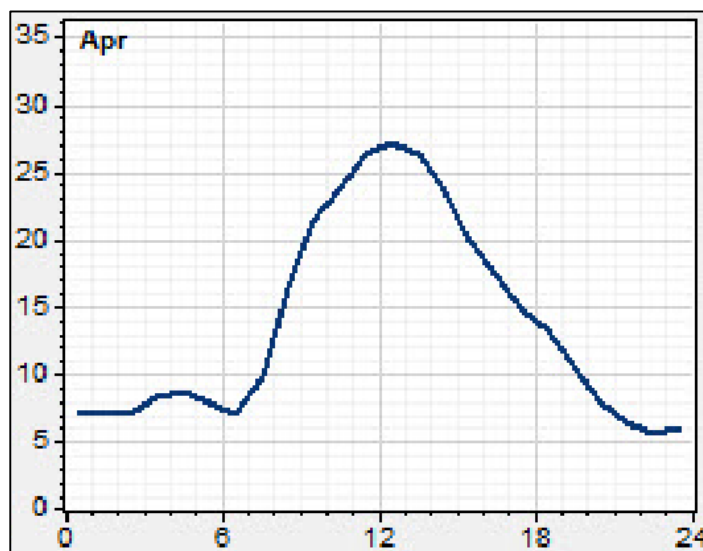
Figura N° 29 Velocidad del viento en Marzo



Fuente: WindoGrapher

- Velocidad del viento en abril

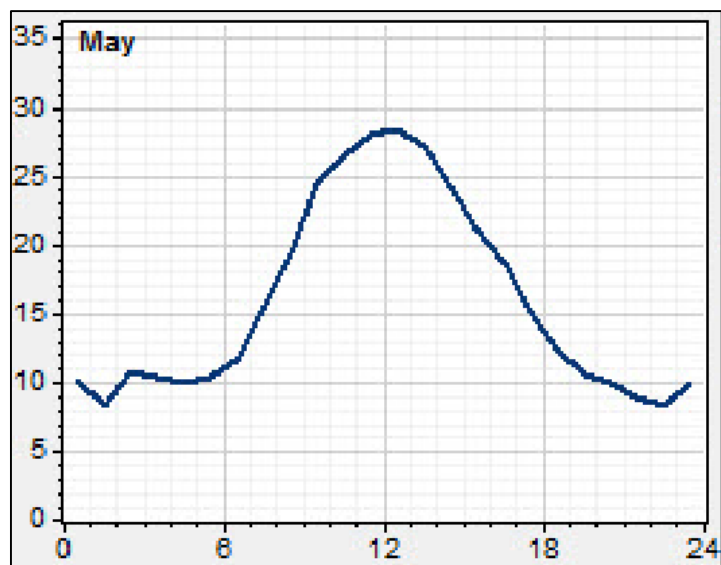
Figura N° 30 Velocidad del viento en Abril



Fuente: WindoGrapher

- **Velocidad del viento en mayo**

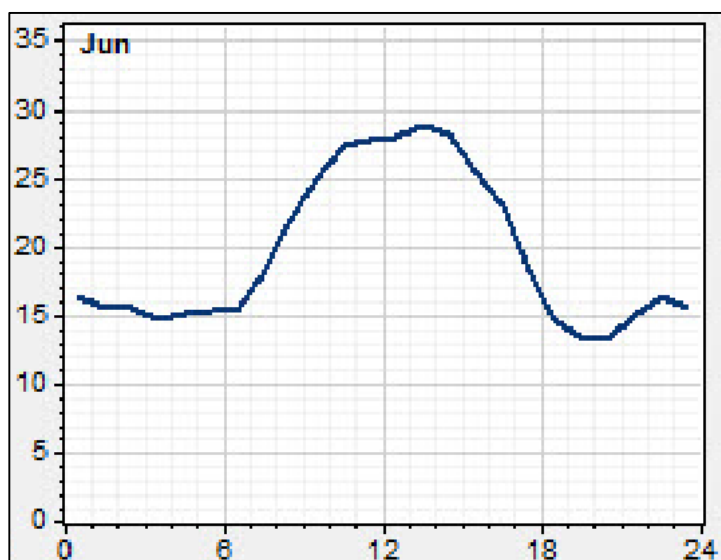
Figura N° 31 Velocidad del viento en Mayo



Fuente: WindoGrapher

- **Velocidad del viento en junio**

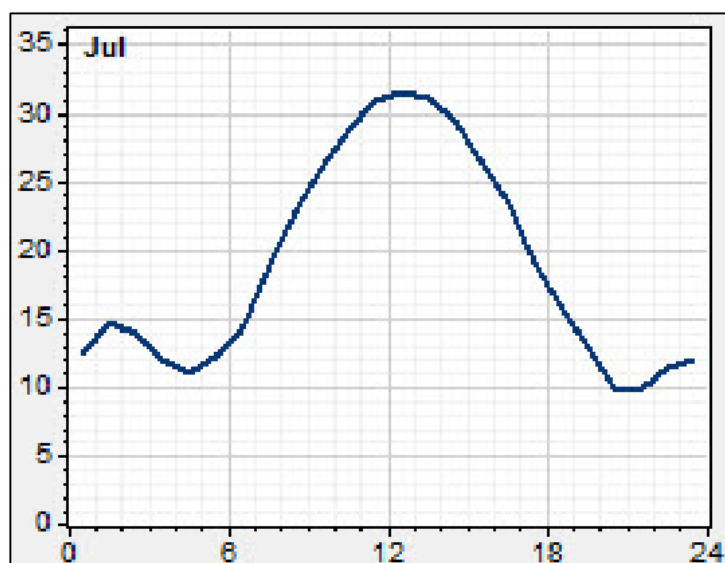
Figura N° 32 Velocidad del viento en Junio



Fuente: WindoGrapher

- Velocidad del Viento en julio

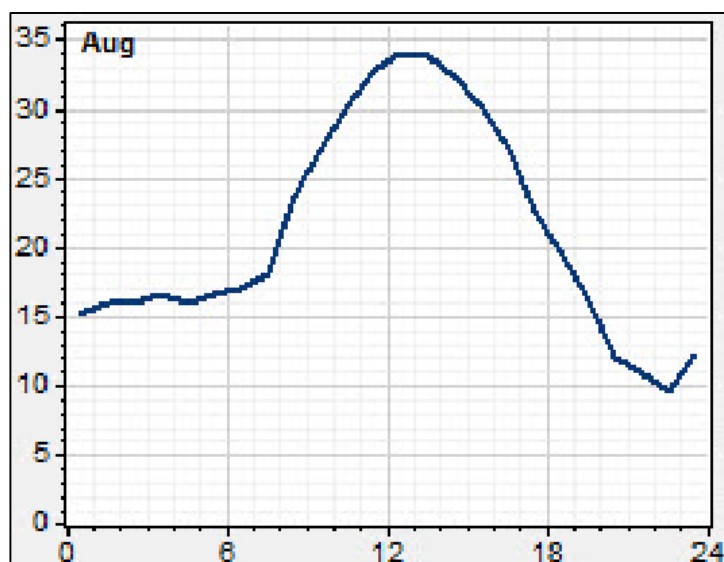
Figura N° 33 Velocidad del viento en Julio



Fuente: WindoGrapher

- Velocidad del Viento en agosto

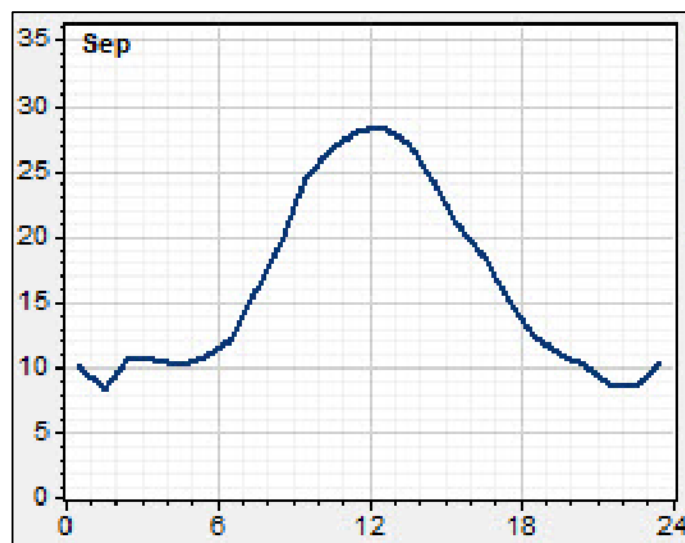
Figura N° 34 Velocidad del viento en Agosto



Fuente: WindoGrapher

- **Velocidad del Viento en septiembre**

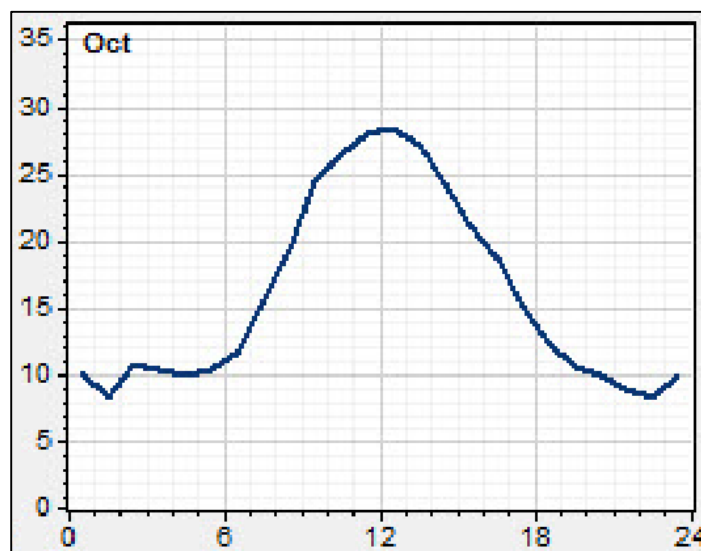
Figura N° 35 Velocidad del viento en septiembre



Fuente: WindoGrapher

- **Velocidad del Viento en octubre**

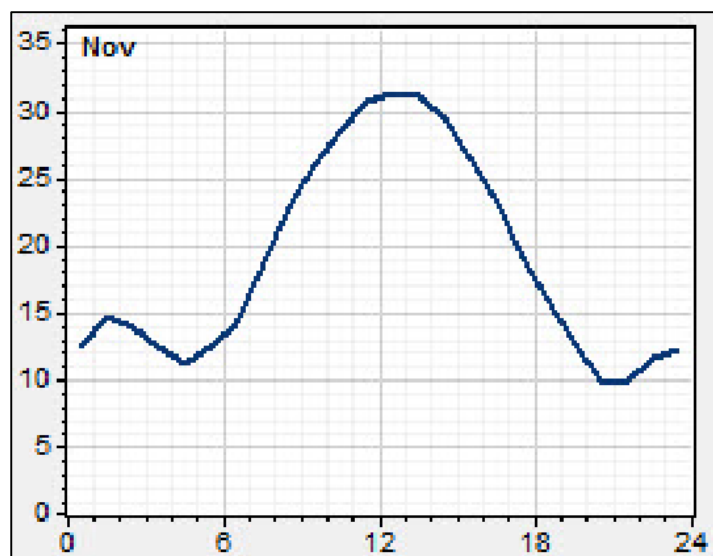
Figura N° 36 Velocidad del viento en octubre



Fuente: WindoGrapher

- Velocidad del viento en noviembre

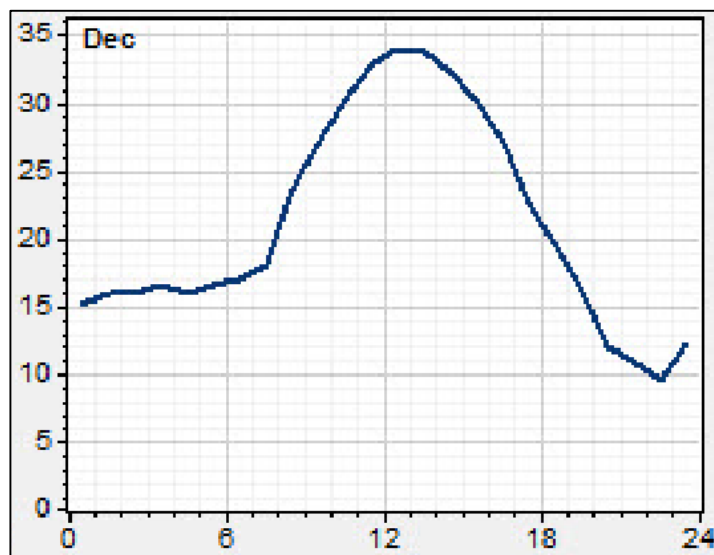
Figura N° 37 Velocidad del viento en noviembre



Fuente: WindoGrapher

- Velocidad del Viendo en diciembre

Figura N° 38 Velocidad de viento en diciembre



Fuente: WindoGrapher

➤ DATOS DE SERIES TEMPORALES DE VIENTO EN EL EMPLAZAMIENTO

La campaña de medición en el emplazamiento ha sido realizada por el autor. Con tal motivo, para evaluar el potencial se realizó la descarga de los datos guardados por la estación anemométrica en el punto de coordenadas:

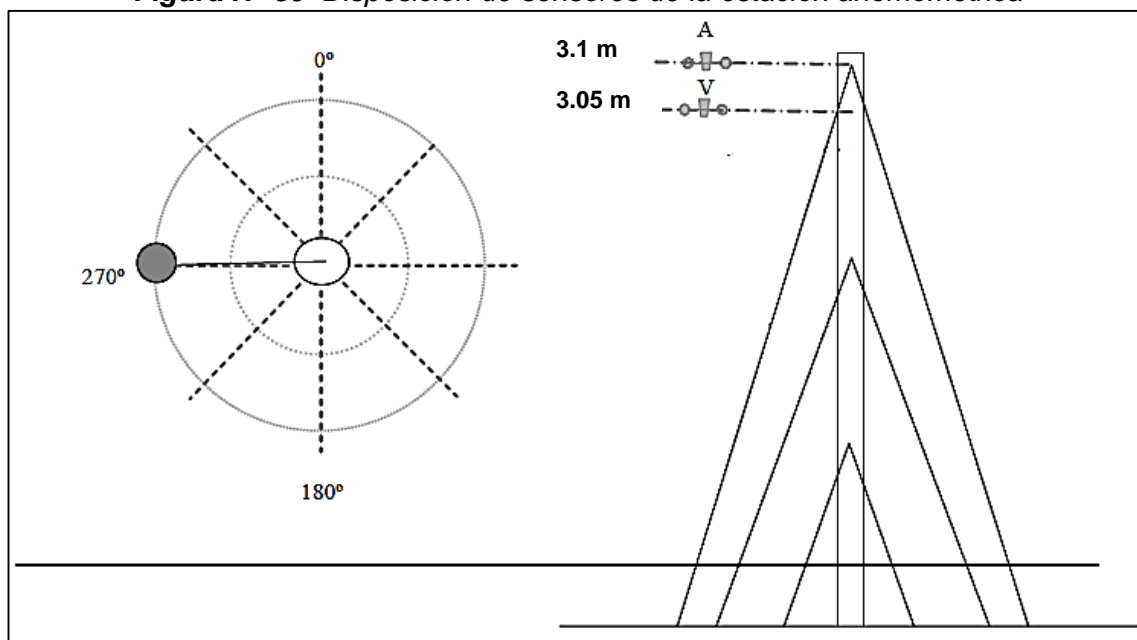
UTM: 706934.04 m E, 9266218.27 m S

La estación anemométrica se caracteriza de la siguiente manera.

- Altura de Torre: 3 metros de altura
- Distribución de sensores para medición de velocidad y dirección del viento:
 - 3,1 metros: 1 anemómetro (A1).
 - 3,05 metros: 1 veleta (V1).

En el esquema siguiente se muestra la disposición de sensores de dicha estación anemométrica.

Figura N° 39 Disposición de sensores de la estación anemométrica



Fuente: WindoGrapher

A → Anemómetro

V → Veleta

3.7.1.2.- Criterios Técnico – Energéticos

Para la elección de la zona y los terrenos donde se ubicará el emplazamiento se han tenido en cuenta los siguientes aspectos.

➤ DIRECCIÓN Y VELOCIDAD DEL VIENTO

En la Presa Cirato se cuenta únicamente con una estación meteorológica, la cual está registrada en el SENAMHI y que detallaremos a continuación:

Figura N° 40 Estación M. Cirato

- *Estación Cirato*
 - Tipo: Meteorológica
 - Latitud: 6° 39' 20.84"
 - Longitud: 79° 4' 26.2"
 - Estado: Funcionando



Fuente: SENAMHI

Figura N° 41 Foto de la Estación Meteorológica de Cirato



Fuente: Elaboración Propia

El equipamiento de la estación anemométrica está integrado por los siguientes tipos de sensores y elementos:

- Sensores de dirección de viento tipo veleta modelo NRG 200P.
- Sensores de velocidad de viento modelo NRGMaximum 40.
- Transmisión inalámbrica entre la estación y la consola, hasta de 300 m.
- Torre de celosía con vientos de 3 metros de altura.

Figura N° 42 Composición del Equipo Meteorológico



Fuente: Elaboración Propia

➤ POTENCIA MÍNIMA INSTALABLE EN EL EMPLAZAMIENTO

El emplazamiento elegido ofrece el espacio necesario para instalar una potencia de 94,5 KW, suficiente para rentabilizar la inversión a realizar en el parque eólico.

3.7.1.3.- Rugosidad Superficial de los Distintos Tipos del Suelo

La rugosidad superficial de los distintos tipos de suelo del emplazamiento se ha modelado en consonancia con lo establecido en WindoGrapher y del Atlas Eólico del Perú.

Se ha supuesto un único valor de rugosidad de 0,03 correspondiente a la vegetación de tipo monte bajo.

3.7.1.4.- Densidad del Aire

La densidad del aire depende de dos variables, la temperatura y la altitud:

La temperatura media en el punto de ubicación de la estación es de 15 °C, para una elevación de 849.8 m de altura.

Ecuación 4

$$T(Z_2) = T(Z_1) - \frac{1^\circ\text{C}}{154\text{m}} (Z_2 - Z_1) \quad [^\circ\text{C}]$$

La temperatura media en el punto de ubicación de la estación es de 19 °C, para una elevación de 878 m de altura.

Sin embargo, la elevación media del emplazamiento a la altura de buje para cada aerogenerador tendrá distintas alturas por lo que se dispondrá en la pendiente del cerro,.

La densidad para las condiciones explicadas anteriormente se obtiene aplicando la siguiente ecuación:

Ecuación 5

$$\rho = \left(\frac{P_0}{R.T} \right) \exp \left(\frac{-g.z}{R.T} \right) \quad [kg/m^3]$$

$$P_0 = 101,235 \text{ (Pa)} ; \quad g = 9,8 \text{ m/s}^2 ; \quad z = \text{altitud (m)}$$

$$T = \text{Temperatura (}^\circ\text{C)} ; \quad R = 286,9 \text{ J/kg.}^\circ\text{C}$$

3.7.1.5.- Datos obtenidos por la Estación Meteorológica

Las velocidades medias mensuales en m/s , obtenidas en la estación meteorológica, desde enero del 2015 hasta diciembre del 2017 se expresan en el siguiente cuadro a modo de resumen:

Tabla N° 6 Tabla de resumen de los datos mensuales a 3m de altura

MESES / AÑO	2015	2016	2017
ENERO	2,34	3,42	3,74
FEBRERO	3,1	2,9	3,17
MARZO	2,13	2,67	2,97
ABRIL	2,67	4,16	3,05
MAYO	4,12	3,17	3,79
JUNIO	5,18	2,6	3,01
JULIO	7,23	6,84	4,3
AGOSTO	6,81	3,4	4,54
SEPTIEMBRE	5,32	2,55	3,01
OCTUBRE	6,46	6,4	3,79
NOVIEMBRE	7,85	11,23	4,31
DICIEMBRE	5,03	7,95	4,54
MEDIAS ANUALES	4,85	4,77	3,68

Fuente: Elaboración Propia

La velocidad media de todo el periodo será de $4,43 m/s$.

Al ser la velocidad media superior a $5,5 m/s$, se considera la zona con un potencial eólico alto.

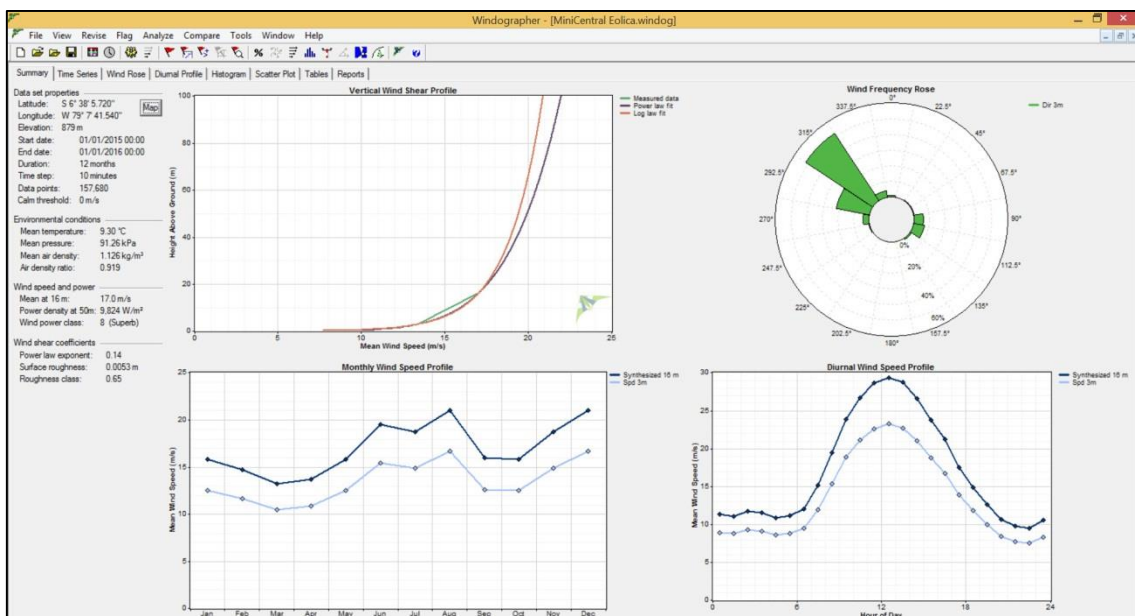
3.7.1.5.1.- Análisis del Viento

Se tiene datos reales recogidos cada 10 minutos por la estación de medición para que simulen el comportamiento eólico real de la zona de la Central de Cirato. Los datos que proporciona el software WindoGrapher lo podemos observar en siguiente capítulo. El Software WindoGrapher tiene una herramienta que

sirve para el análisis del recurso eólico, y en el que este proyecto se basa para diversos cálculos. En el caso de este proyecto, el mayor uso que se le dará al software es, para simular la potencia de salida que darán las diferentes turbinas en las condiciones eólicas simuladas que se presentan en la zona de Cirato.

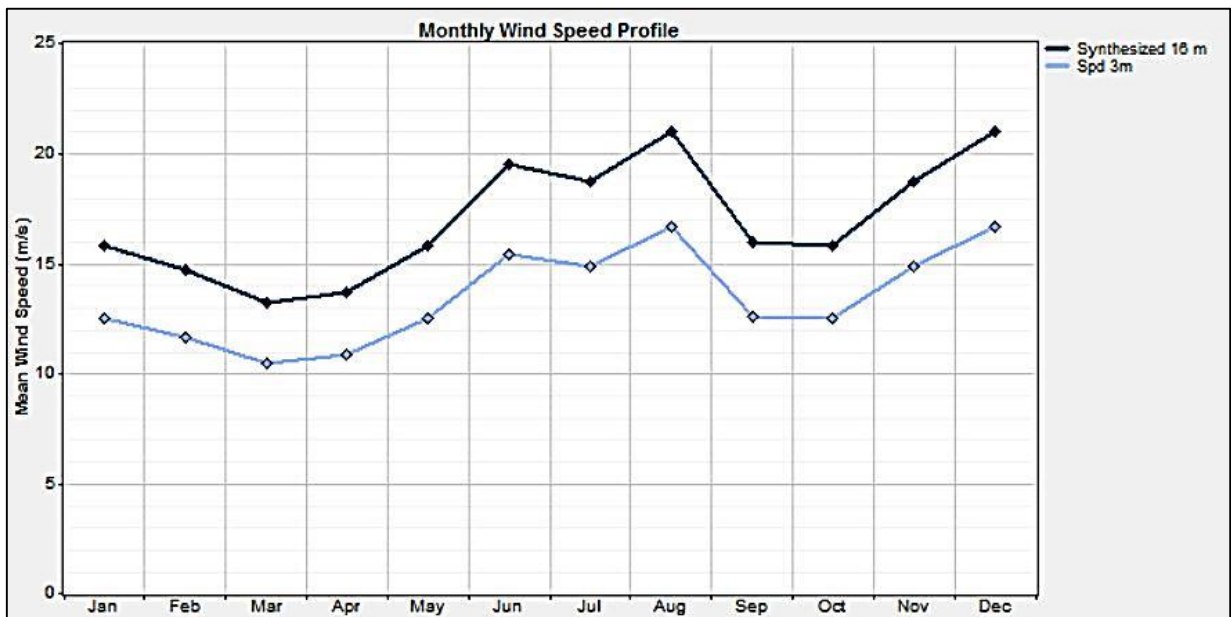
Además, el software es capaz de almacenar la información eólica, y mostrarla mediante gráficos, de manera que la información quede mucho más clara. Un ejemplo de esto son los gráficos que se representan: El perfil de viento, la rosa de los vientos, las velocidades medias mensuales y el perfil de viento diurno que se puede apreciar en el siguiente gráfico:

Figura N° 60 Perfil General del Viento



Fuente: WindroGrapher. *Elaboración Propia*

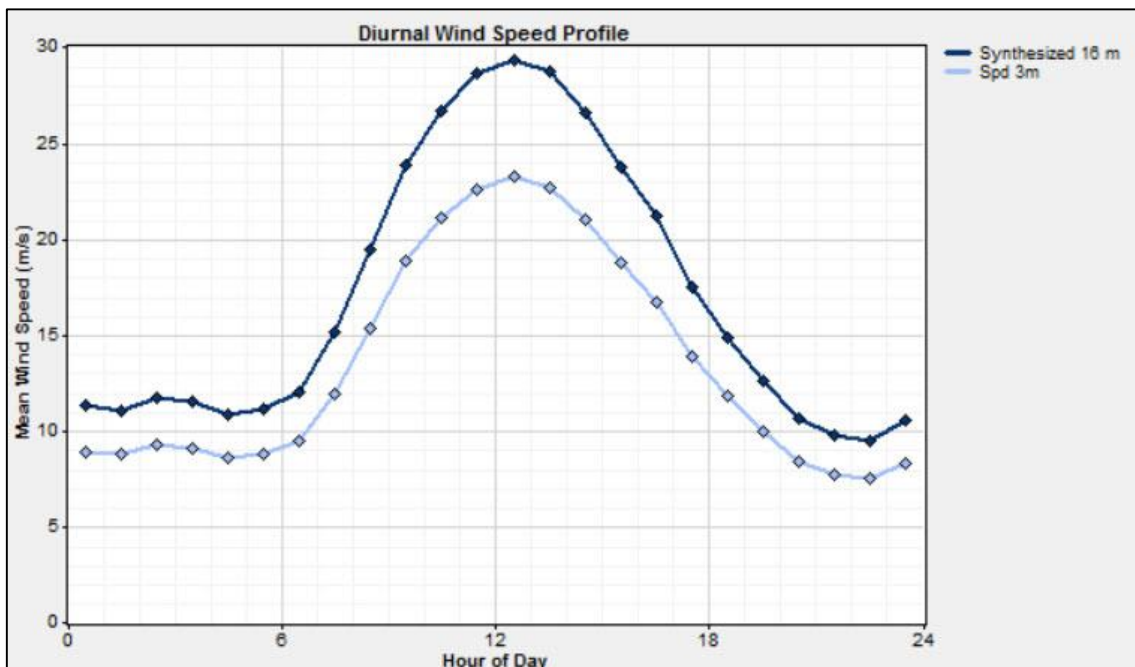
Gráfico N° 7 Perfil Mensual de la Velocidad del Viento



Fuente: WindroGrapher. Elaboración Propia

O también se puede representar el perfil diurno de las distintas velocidades:

Gráfico N° 8 Perfil diurno de velocidades



Fuente: WindroGrapher. Elaboración Propia

3.7.1.5.2.- Distribuciones de velocidad

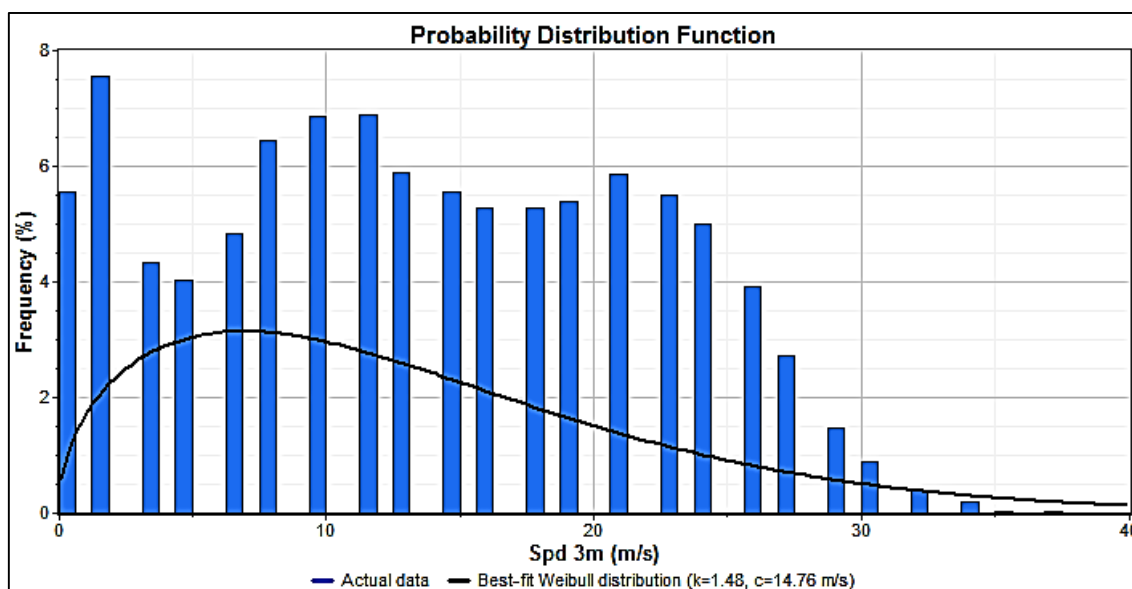
El conocimiento de la distribución de probabilidades de velocidades de viento es muy importante a la hora de determinar el potencial eólico disponible, además de para otros parámetros energéticos de interés.

Las representaciones analíticas más utilizada, como se menciona en el apartado teórico, por su similitud con las distribuciones reales normalmente medidas es la distribución de Weibull.

Para conocer el comportamiento de la velocidad del viento en un punto de medida se construyen los denominados histogramas, agrupando los datos medidos en intervalos de velocidad (eje de abscisas) y representando el porcentaje de probabilidad de cada uno de ellos (eje de ordenadas). A partir de estos gráficos se puede obtener información sobre cuáles de las velocidades de viento son más frecuentes, el porcentaje de calmas y la existencia de vientos extremos.

En el caso de este proyecto, al no tener los datos reales recogidos por la torre de medición, se crearon a partir de todos los parámetros reales, unos datos sintéticos que simulan el comportamiento eólico real que hay en la zona, aportando datos simulados del viento cada 60 minutos. Esta es una herramienta que tiene el software WindoGrapher. En la gráfica N° 9 muestra el histograma de frecuencias acumuladas de viento con su aproximación gráfica mediante la distribución de Weibull:

Gráfico N° 9 Histograma de frecuencias acumuladas del viento y Función de distribución de probabilidad



Fuente: WindoGrapher. Elaboración Propia

Se puede apreciar que la distribución de probabilidad del viento en un emplazamiento no es simétrica, es decir, son escasos los vientos fuertes y bastante más comunes los suaves y medios. Ahora analizaremos los resultados obtenidos en los dos diferentes programas que se ha escogido para la evaluación:

Figura N° 44 Conteo de Frecuencia a 16 metros

Sector	Sector Midpoint	Occurrences vs. 'Dir 3m'
Synthesized 16 m		
1	0°	569
2	22.5°	152
3	45°	249
4	67.5°	253
5	90°	3,239
6	112.5°	3,920
7	135°	566
8	157.5°	112
9	180°	100
10	202.5°	105
11	225°	132
12	247.5°	294
13	270°	2,001
14	292.5°	11,557
15	315°	27,071
16	337.5°	2,240
All		52,560

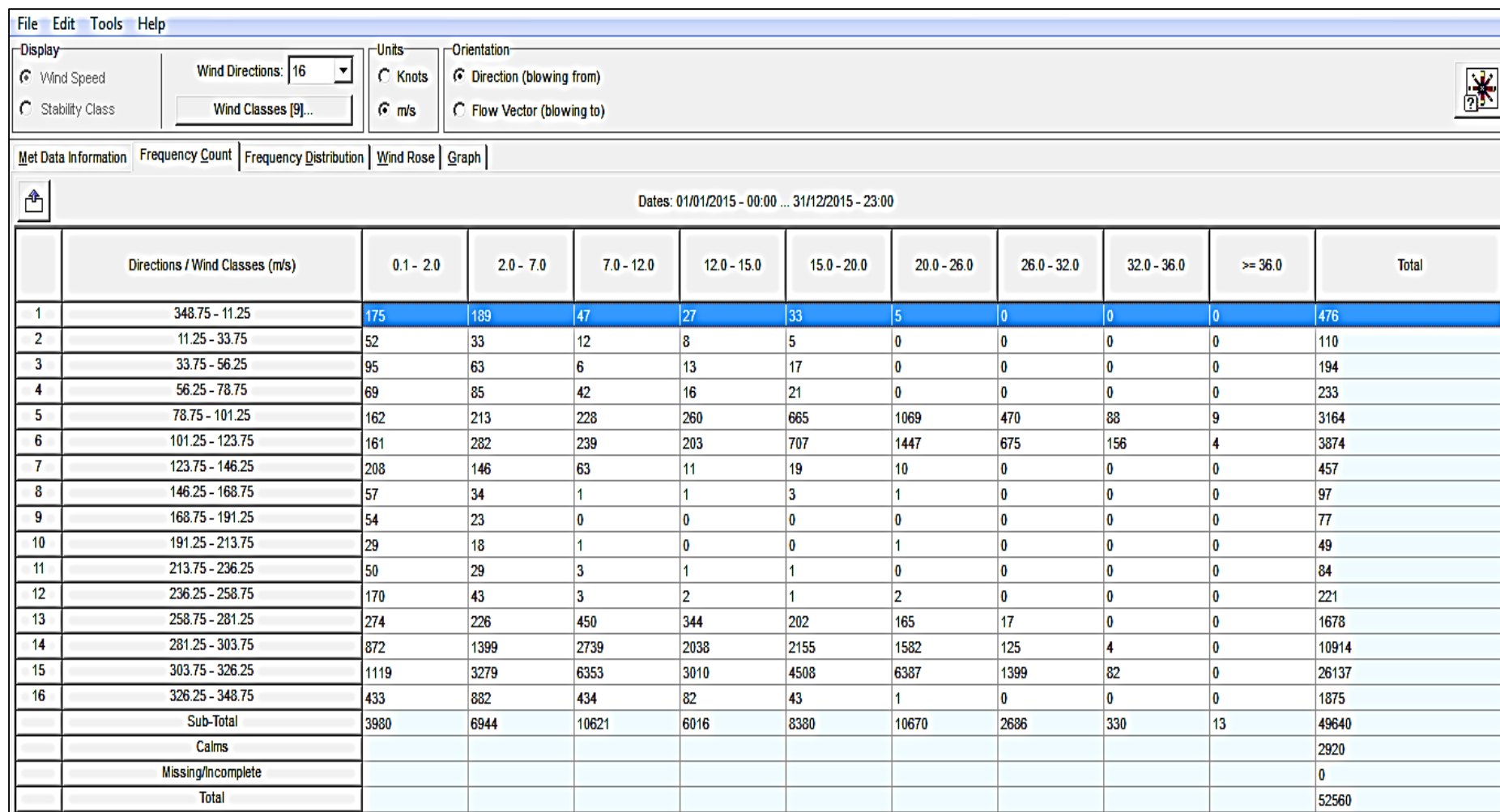
Fuente: WindoGrapher. Elaboración Propia

Figura N° 45 Distribución de Frecuencia

Sector	Sector Midpoint	Frequency (%) vs. 'Dir 3m'
Synthesized 16 m		
1	0°	1.083
2	22.5°	0.289
3	45°	0.474
4	67.5°	0.481
5	90°	6.162
6	112.5°	7.458
7	135°	1.077
8	157.5°	0.213
9	180°	0.190
10	202.5°	0.200
11	225°	0.251
12	247.5°	0.559
13	270°	3.807
14	292.5°	21.988
15	315°	51.505
16	337.5°	4.262
All		100.000

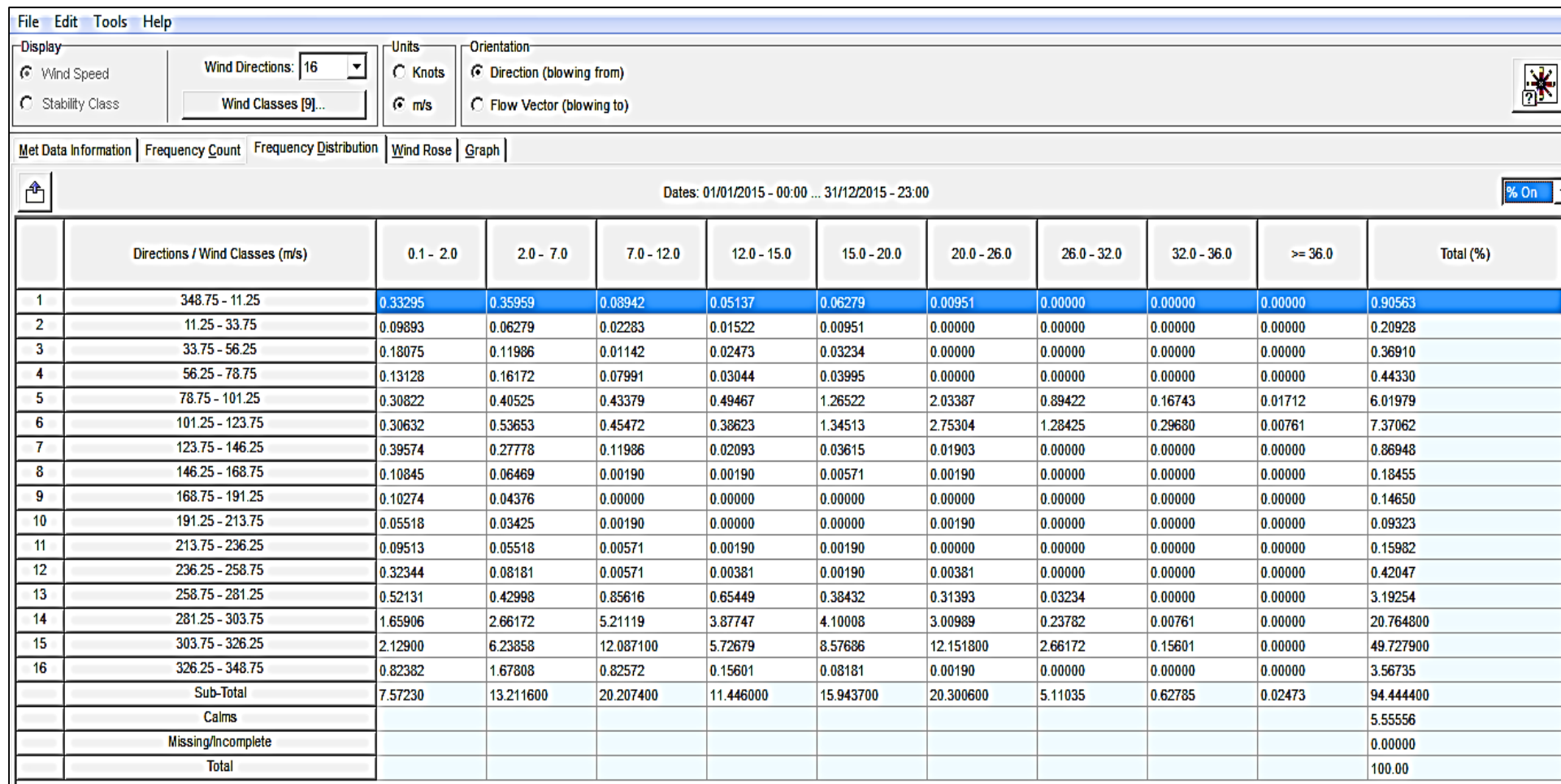
Fuente: WindoGrapher. Elaboración Propia

Figura N° 46 Distribución de Frecuencias



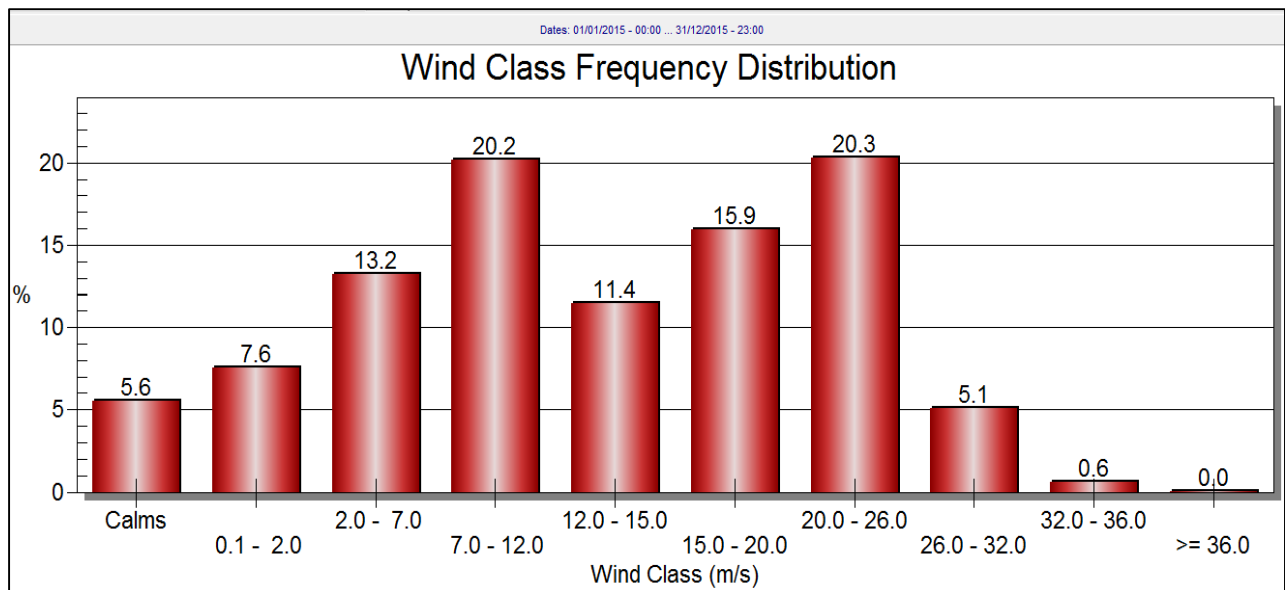
Fuente: WindoGrapher. Elaboración Propia

Figura N° 47 Distribución de Frecuencias



Fuente: WindoGrapher. Elaboración Propia

Gráfico N° 10 Distribución de Frecuencias de Clases de Viento



Fuente: WindoGrapher. Elaboración Propia

Estas distribuciones sirven para estimar la producción energética del aerogenerador, al igual que los histogramas, ajustándose a partir de la serie temporal de datos de viento.

En definitiva, el objetivo de la campaña de medidas de viento es caracterizar el recurso eólico disponible en la zona determinada en la que se está interesado en proyectar un parque eólico.

Esta campaña debe planificarse teniendo en cuenta las características del terreno y las variaciones temporales del viento. En cualquier caso, es recomendable medir, al menos, durante un año para considerar estas posibles variaciones.

A partir de la información del software, se crea una tabla que muestra las probabilidades de velocidad de viento que habrá en intervalos de 1 m/s , y la cantidad de horas al año que habrá de ese intervalo:

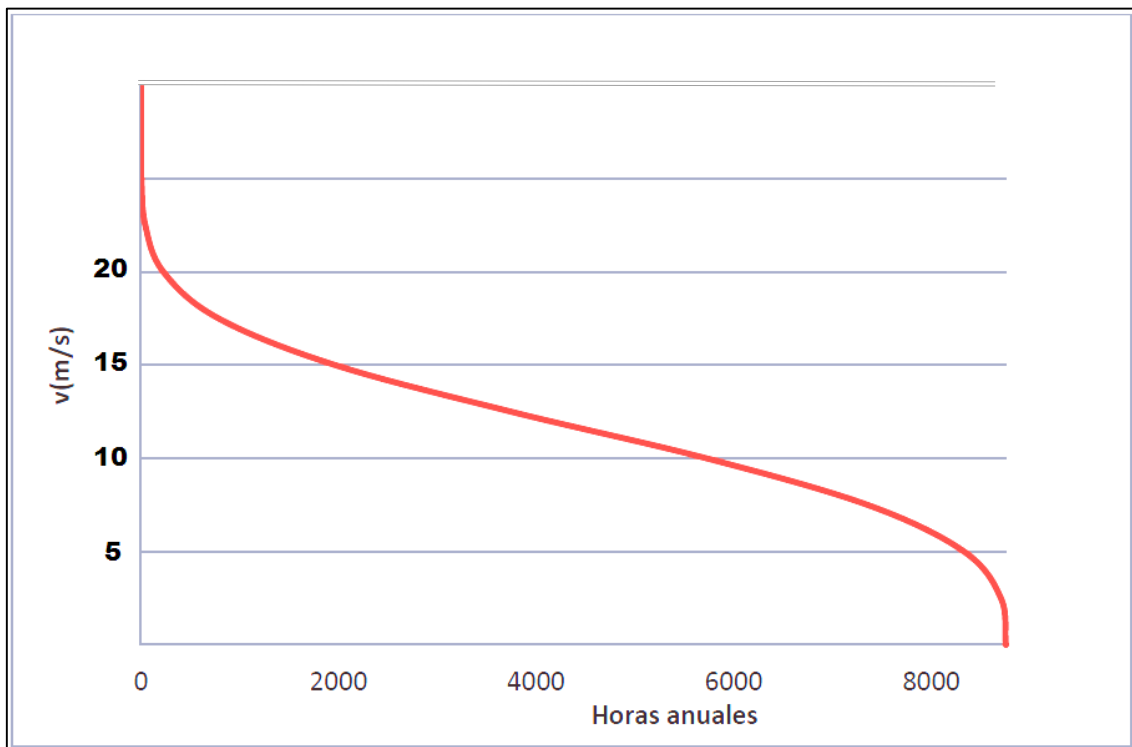
Velocidad Mínima (m/s)	Velocidad Máxima (m/s)	Periodos Diez minútales	Horas	Frecuencia (%)
0	1	2920	486,67	5,56
1	2	0	0,00	0,00
2	3	3980	663,33	7,57
3	4	5	0,83	0,01
4	5	2286	381,00	4,35
5	6	2115	352,50	4,02
6	7	3	0,50	0,01
7	8	2535	422,50	4,82
8	9	3394	565,67	6,46
9	10	0	0,00	0,00
10	11	3609	601,50	6,87
11	12	0	0,00	0,00
12	13	3618	603,00	6,88
13	14	3101	516,83	5,90
14	15	0	0,00	0,00
15	16	2915	485,83	5,55
16	17	0	0,00	0,00
17	18	2773	462,17	5,28
18	19	2780	463,33	5,29
19	20	1	0,17	0,00
20	21	2826	471,00	5,38
21	22	3086	514,33	5,87
22	23	0	0,00	0,00
23	24	2892	482,00	5,50
24	25	0	0,00	0,00
25	26	2634	439,00	5,01
26	27	2058	343,00	3,92
27	28	0	0,00	0,00
28	29	1436	239,33	2,73
29	30	779	129,83	1,48
30	31	0	0,00	0,00
31	32	471	78,50	0,90
32	33	0	0,00	0,00
33	34	208	34,67	0,40
34	35	103	17,17	0,20
35	36	0	0,00	0,00
36	37	19	3,17	0,04
37	38	12	2,00	0,02
38	39	0	0,00	0,00
39	40	1	0,17	0,00
Total Anual		52560	8760	100

Tabla N° 7 Distribución de Probabilidad

3.7.1.5.3.- Recurso Eólico del Emplazamiento

Tras realizar todos los cálculos necesarios para realizar la correcta estimación del recurso eólico, estos son los datos promedios pertenecientes al emplazamiento a la altura del eje de rotación de los aerogeneradores una vez montados:

Gráfico N° 11 *Curva de Duración del Viento en el emplazamiento de la instalación*



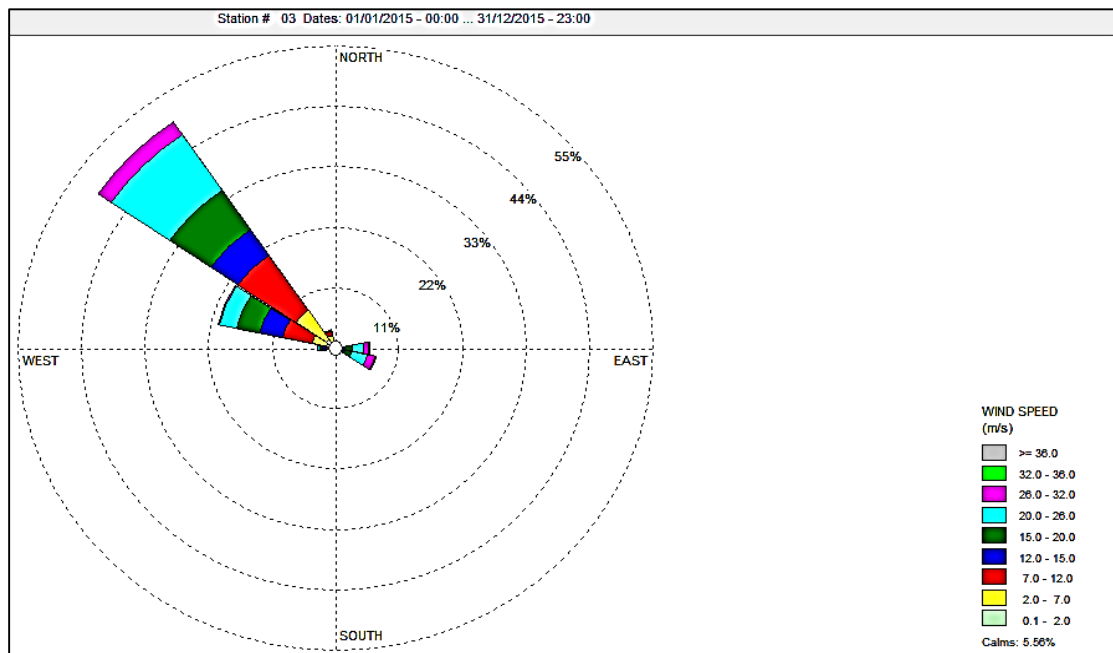
Fuente: *Elaboración Propia*

Como vemos en la Gráfica N° 11, no se esperan un régimen de viento constante. Pero existen vientos superiores a 30 m/s al menos 200 horas. Pero, si se puede esperar que el viento sople a más de 2 m/s al menos unas 7000 horas anuales, y a más de 11 m/s que es la potencia nominal de aerogenerador se tendrían alrededor de unas 4000 horas, que hace de este un lugar propicio para la instalación de sistemas de generación eólicos.

3.7.1.5.4.- La Rosa de los Vientos

Del gráfico se puede observar que el viento predominante es al Noroeste (NO), con un 55,43% del tiempo total. Esto indica que los aerogeneradores deben estar ubicados de tal manera que no tengan obstáculos en la dirección Noroeste.

Figura N° 47 Rosa de Velocidad 16 metros



Fuente: WLRPLOT. Elaboración Propia

Figura N° 48 Rosa de Frecuencia 16 metros

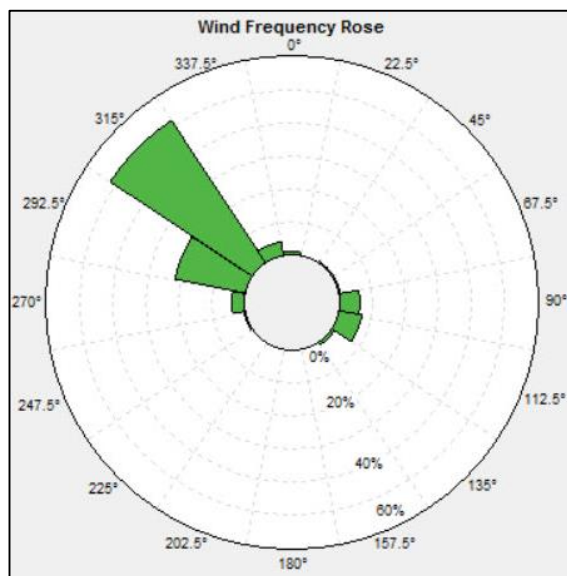
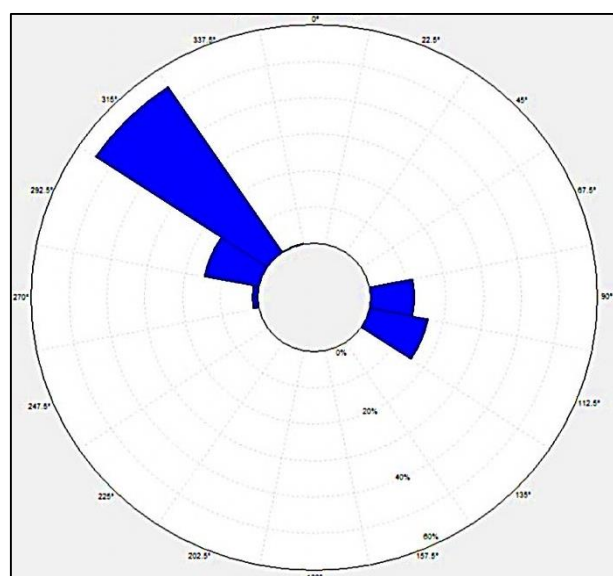


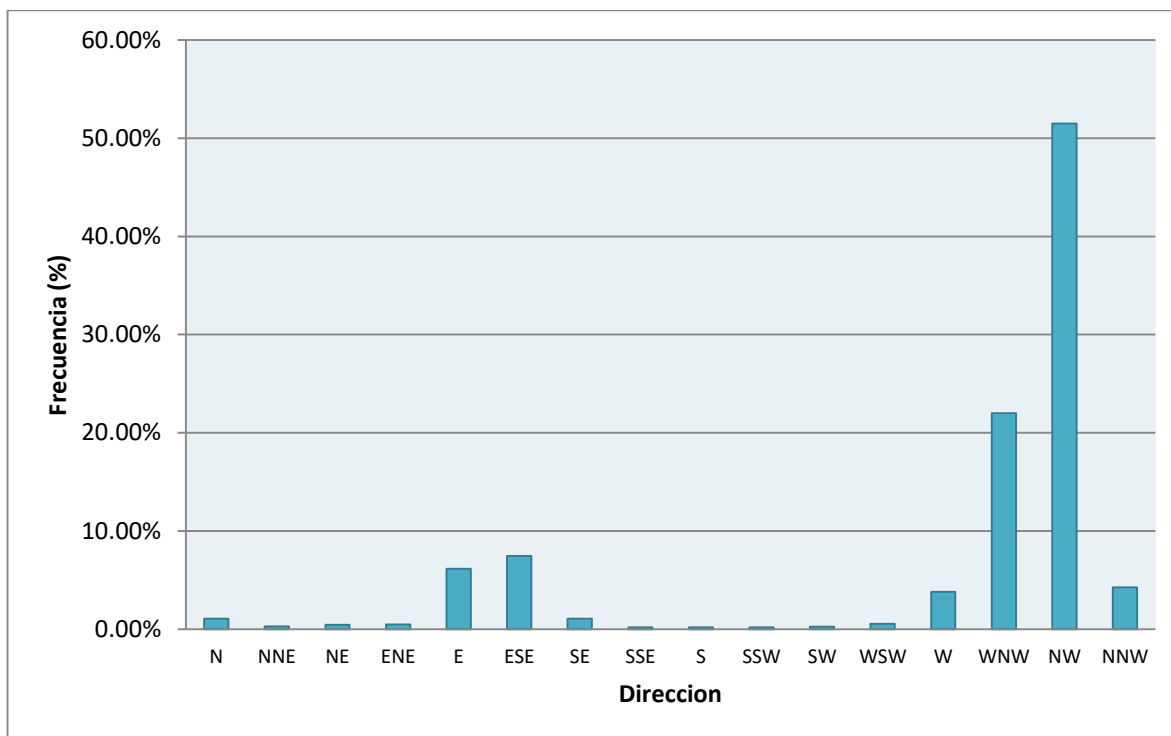
Figura N° 49 Rosa de Energía 16 metros



Fuente: WLRPLOT. Elaboración Propia

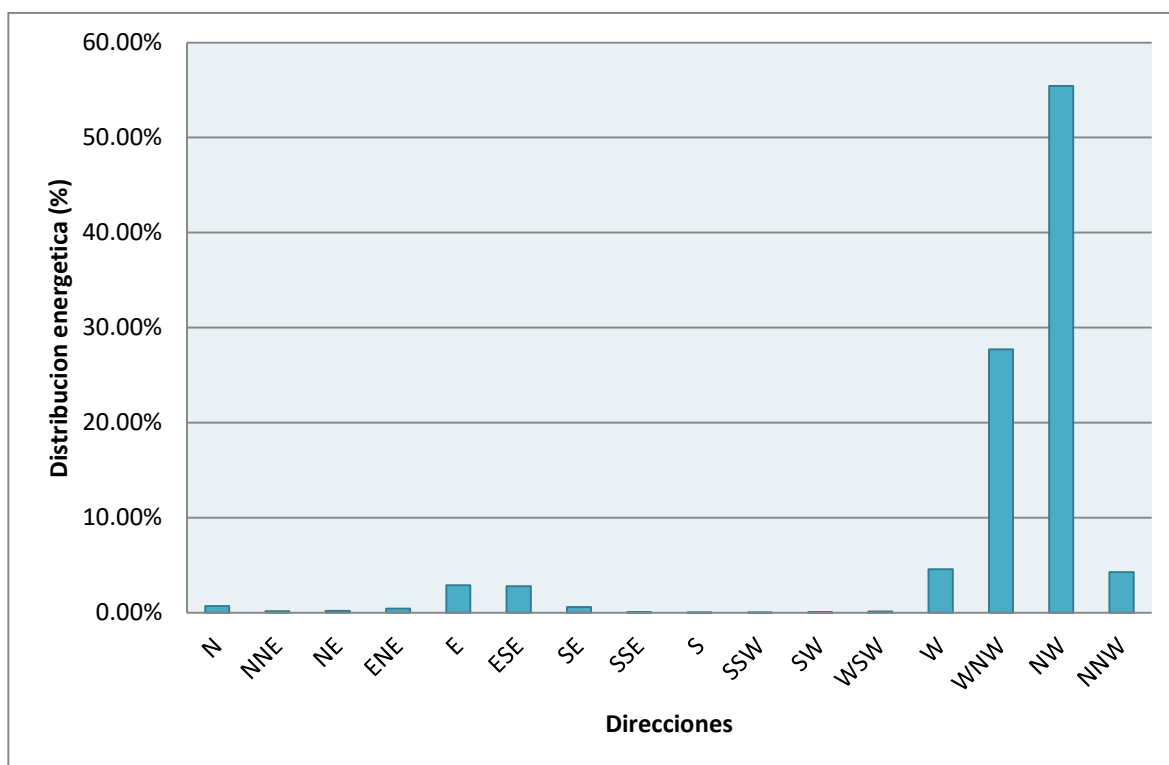
3.7.1.5.5.- Distribución direccional de la frecuencia, velocidad y viento

Gráfico N° 12 Frecuencia direccional del viento a 16 m



Fuente: Elaboración Propia

Gráfico N° 13 Distribución energética a 16 m



Fuente: Elaboración Propia

De las gráficas N° 12 y N° 13 podemos observar que la mayor parte del tiempo el viento está soplando desde la dirección NW, seguido desde la dirección WNW. Es importante resaltar que la rosa de los vientos y distribución de frecuencias a las alturas 16 m (Figs. N° 28 y N° 29), nos muestra la distribución relativa de las direcciones del viento más no el nivel real de la velocidad media del viento.

Cabe resaltar que la información recolectada gracias a la estación meteorológica de la zona ha sido de vital importancia para la rosa de vientos ya que se ha podido recolectar aproximadamente 52560 datos (velocidades del viento cada 10 min) y con dicha información se ha hecho un cálculo de proyección a las diferentes alturas que se colocaran los aerogeneradores y que se verá más adelante.

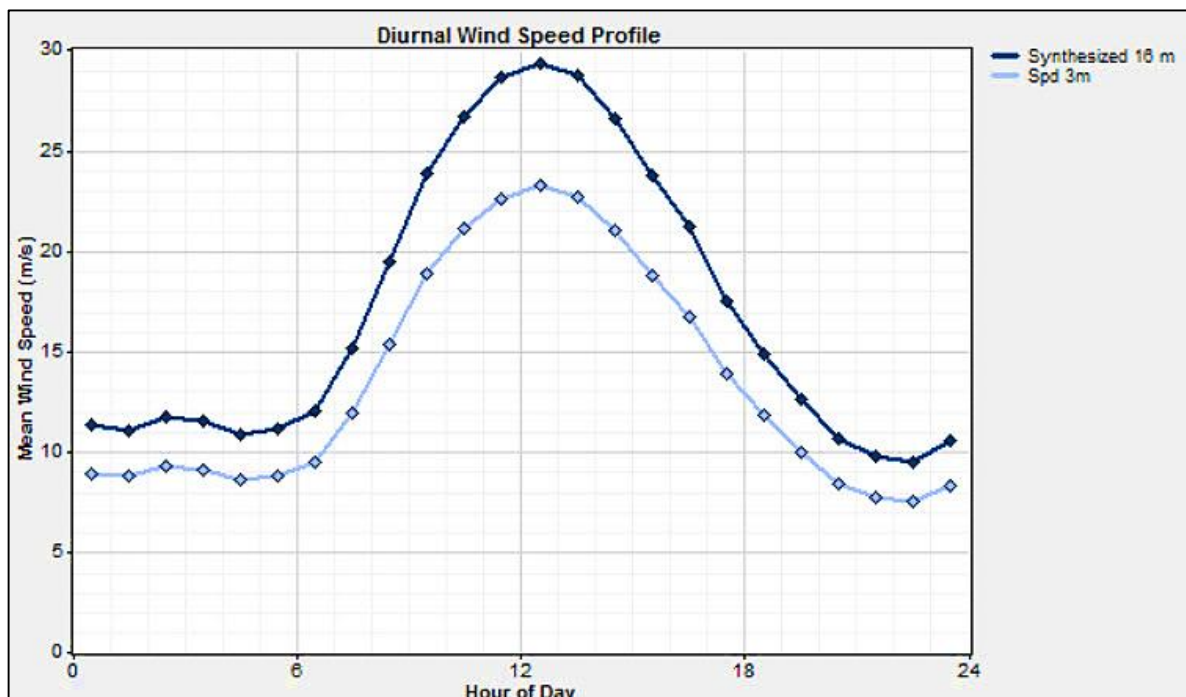
Tabla N° 8 Distribución direccional de f (%), Energía (%) y Cantidad de Ocurrencias

Dirección	Grados	Ocurrencias	F (%)	Energía a 16 m
N	0	569	1,08%	0,70%
NNE	22,5	152	0,29%	0,17%
NE	45	249	0,47%	0,20%
ENE	67,5	253	0,48%	0,41%
E	90	3239	6,16%	2,88%
ESE	112,5	3920	7,46%	2,78%
SE	135	566	1,08%	0,59%
SSE	157,5	112	0,21%	0,06%
S	180	100	0,19%	0,03%
SSW	202,5	105	0,20%	0,03%
SW	225	132	0,25%	0,06%
WSW	247,5	294	0,56%	0,11%
W	270	2001	3,81%	4,57%
WNW	292,5	11557	21,99%	27,72%
NW	315	27071	51,50%	55,43%
NNW	337,5	2240	4,26%	4,28%
Total		52560	100%	100%

Fuente: Elaboración Propia

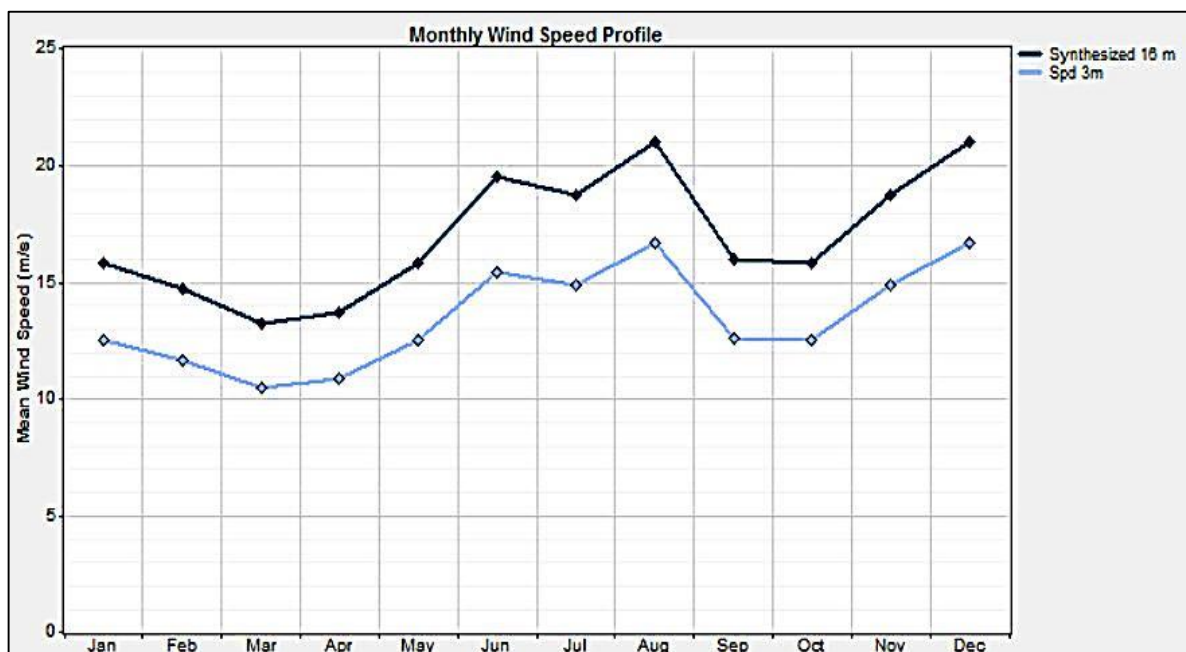
3.7.1.5.6.- Variación horaria de la velocidad del viento

Gráfico N° 14 Perfil Diario



Fuente: Elaboración Propia

Gráfico N° 15 Perfil Mensual



Fuente: Elaboración Propia

3.7.2.- Interpretación de los datos

3.7.2.1.- Elección de los componentes de la MiniCentral Eólica

La energía eólica se está volviendo más popular en la actualidad, al haber demostrado la viabilidad industrial, y nació como búsqueda de una diversificación en el abanico de generación eléctrica ante un crecimiento de la demanda y una situación geopolítica cada vez más complicada en el ámbito de los combustibles tradicionales.

La elección se realizará según la demanda de potencia requerida en el proyecto de la Minicentral eólica.

3.7.2.1.1.- Selección del tipo del Aerogenerador

Para la realización de este proyecto, como se ha mencionado en capítulos anteriores, se ha hecho uso del potente software de energía eólica **WindoGrapher**. Por ello, y para no tener que cambiar de software, este proyecto se apoyará en el catálogo de modelos de aerogeneradores de este programa.

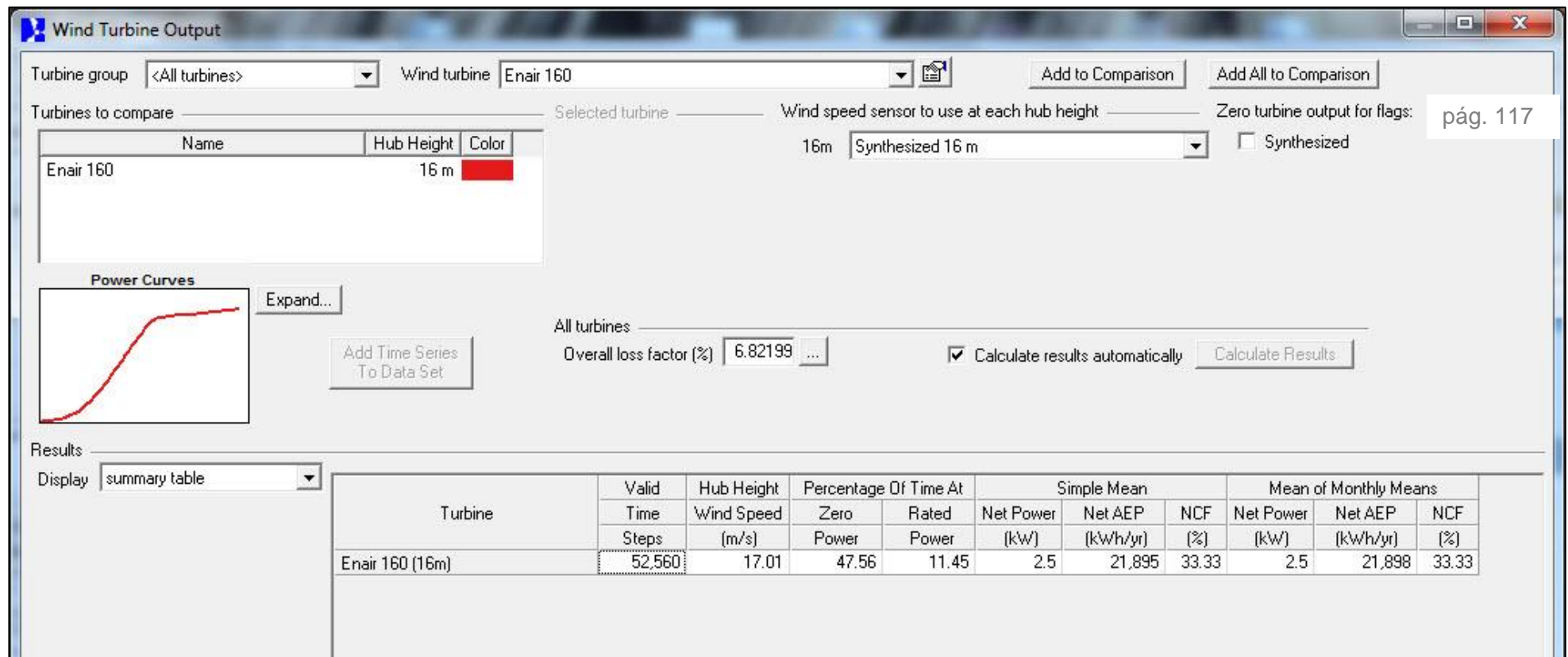
En el apartado de Anexos, se muestran la lista de los diferentes modelos de aerogenerador con los que puede trabajar WindoGrapher. Además, se dan los parámetros de la potencia nominal, clase de viento según la norma IEC, diámetro del rotor de los distintos modelos de aerogeneradores.

► CRITERIOS TÉCNICOS

Aplicando los diferentes criterios técnicos citados en el apartado anterior, la velocidad anual que cuenta Cirato es de 4.43 m/s y además presenta una distribución de vientos que no es factible para la instalación de un parque eólico a grande escala, pero eso no lo hace que sea viable para la instalación de miniaerogeneradores.

Por tanto, la lista de modelos de aerogeneradores se reduce a 1 aerogenerador que se muestran en la imagen. Se introduce también el criterio de que el aerogenerador seleccionado, tendrá que tener la mínima altura de buje que ofrece el fabricante.

Tabla N° 9 Balance de Producción de Energía 2016



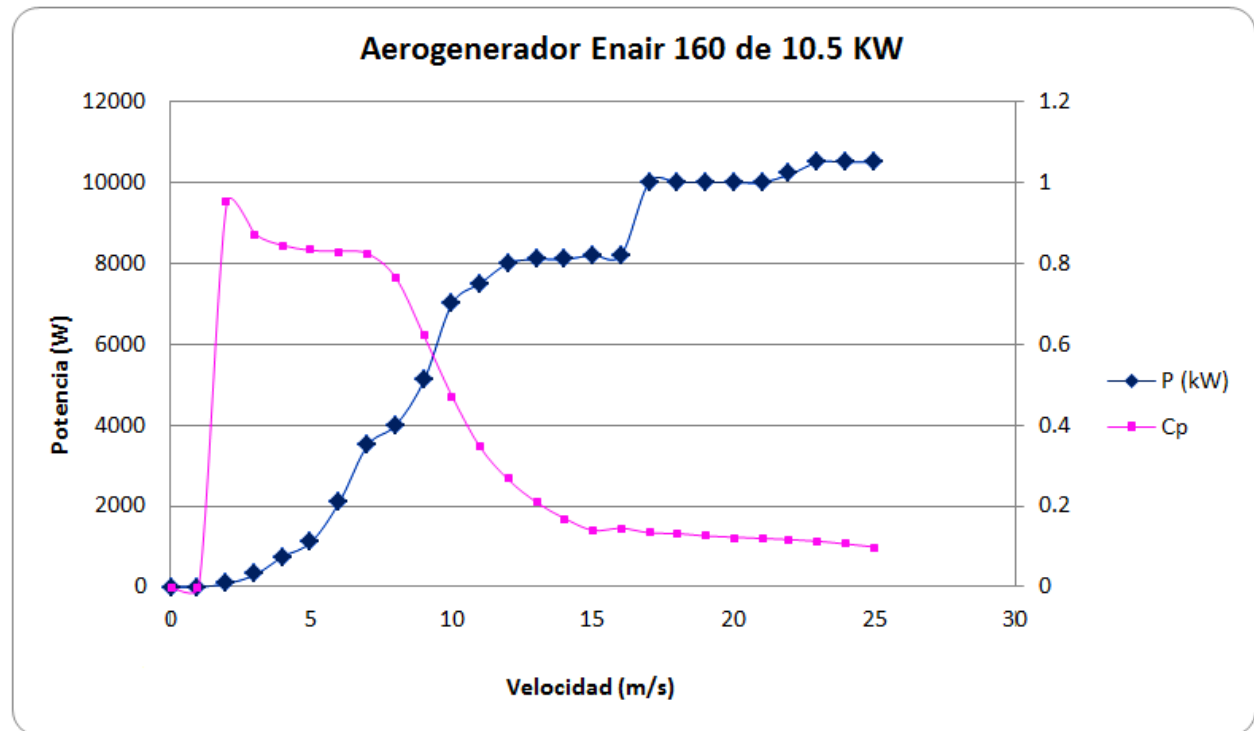
Fuente: WindoGrapher

Tabla N° 10 Curva de potencia del aerogenerador Enair 160

Aerogenerador ENAIR 160 10.5 KW		
Curva de Potencia y Coeficiente		
Diámetro = 6.1 m Altura de Buje = 16 m		
Densidad del Aire = 1.009 kg/m ³		
V (m/s)	P (kW)	Cp
0	0	0
1	0	0
2	80	0,949
3	300	0,872
4	750	0,844
5	1110	0,832
6	2100	0,83
7	3500	0,824
8	4000	0,764
9	5100	0,621
10	7000	0,471
11	7500	0,345
12	8000	0,265
13	8100	0,209
14	8100	0,169
15	8200	0,14
16	8200	0,145
17	10000	0,134
18	10000	0,132
19	10000	0,126
20	10000	0,123
21	10000	0,12
22	10200	0,117
23	10500	0,113
24	10500	0,106
25	10500	0,099

Fuente: Fabricante

Gráfico N° 16 Curva de potencia del aerogenerador Enair 160



A continuación, se ha realizado un pequeño estudio del porque la selección del **ENAIR 160**; atendiendo a varios aspectos del emplazamiento elegido:

➤ **AEROGENERADOR ENAIR 160**

El aerogenerador Enair 160, es el más potente de su gama, capaz de extraer una potencia de hasta 12 KW con rotor de más de 6m de diámetro, el cual permite aprovechar un amplio rango de velocidades de viento. Este modelo que actualmente está en proceso de certificación y ha soportado, vientos de más de 40 *m/s*.

El aerogenerador de eólica Enair 160, está diseñado para cubrir las demandas energéticas de cualquier vivienda habitual, incluso con viento bajo. Además, su eficiencia de generación y diseño nos permite crear grupos de aerogeneradores para abastecer instalaciones trifásicas de gran potencia con un alto rendimiento. Su producción está certificada situándose en más de 70 *kWh/día*, con medias de 9 a 10 *m/s*. En este modelo la máxima generación energética detectada ha sido de 96 *kWh/día* en una media de 11 *m/s*.

Además de su gran eficiencia esta mini eólica se caracteriza por su ausencia total de ruido y gran robustez. Fabricada por las normativas más exigentes de calidad, aplicando la última tecnología de industrias propias como aeroespacial.

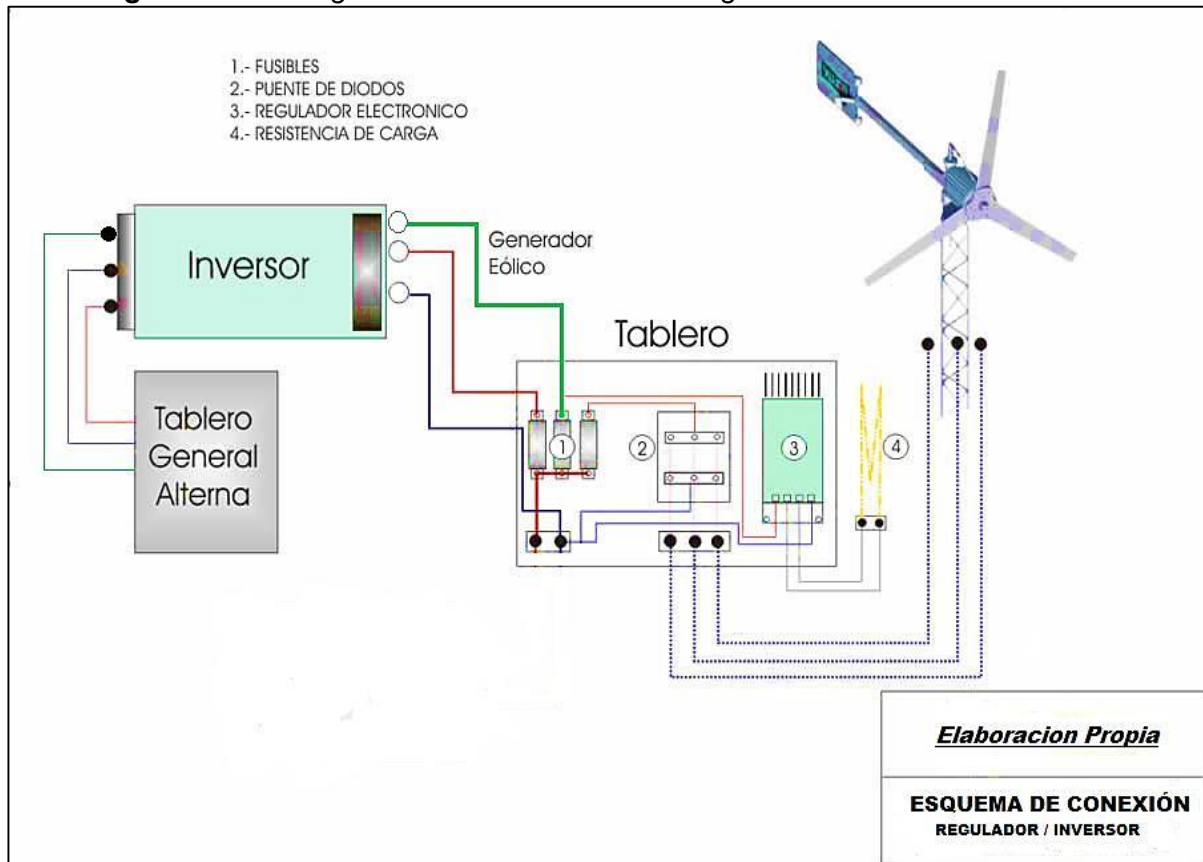
Los criterios para seleccionar dicho modelo de aerogenerador se muestran en adelante. Para la selección del aerogenerador, en primer lugar, hay que fijarse en la curva de potencia de este y la velocidad del viento anual de la Central, por lo que la velocidad de arranque resulta ser la óptima para el análisis de viento descrito anteriormente.

Número de hélices	3
Material hélices	Fibra de vidrio con resinas epoxi
Generador	200 RPM 24 polos imanes de neodimio
Potencia	10500 W
Potencia nominal	7500 W
Voltaje	48, 220
Clase de Viento	IEC / NVN I - A
Sentido de giro	Horario
Área Barrida	116,8 m ²
Peso	375 Kg
Aplicaciones	Conexiones Aisladas a Baterías, Conexión a la red eléctrica
Viento para arrancar	2 m/s
Velocidad nominal	11 m/s
Velocidad regulación del paso variable	14 m/s
Temperatura de trabajo	De -65° a +60°
Rango de generación eficiente	De 2 a 40 m/s
Supervivencia	60 m/s
Tipo	Rotor horizontal a barlovento
Orientación	Timón de Orientación
Control de potencia	Sistema de paso variable pasivo, centrífugo
Transmisión	Directa
Freno	Eléctrico por conmutación de fases
Regulador de carga:	Regulador de carga de baterías configurable para 7 tipos diferentes y con filtros PWM de micro impulsos y derivación a las resistencias de frenado progresivamente.
Inversor	Compatible con la mayoría de inversores eólicos del mercado. Inversores recomendados SMA y Aurora powerOne, ambos con eficiencias situadas entre 98-95% y microprocesador - MPPT.
Ruido	Reducido al mínimo: debido al diseño de las palas y las bajas revoluciones de trabajo. Diseño totalmente sellado, con cataforesis en elementos de metal, más pintura
Protección anti-corrosión	Resistente a UV y tratamientos de anti oxidación y cataforesis en todas las piezas, más pinturas epoxi de aislamiento salino.
Vida útil	más de 25 años
Torre	16, 20 y 24 m, abatible, atirantada o de celosía

Tabla N° 11 Información Técnica del Enair 160

3.7.2.1.2.- Regulador Eólico Enair

Figura N° 50 Diagrama de Instalación del Aerogenerador a la red eléctrica



Fuente: Elaboración Propia

De cada aerogenerador ENAIR saldrán tres cables de energía que proporcionan un voltaje y frecuencia variable conectados al **controlador** o llamado también **regulador eólico**. Este equipo tiene las siguientes características:

CARACTERÍSTICAS

- Control de carga de viento avanzada a DC y disipación a resistencia.
- Regulador para sistemas de 12, 24 y 48 V_{dc} .
- La carga en cuatro etapas: inicial, absorción, flotación y ecualización, permite maximizar el rendimiento del sistema y aumenta la duración de las baterías.
- Display LDC multifunción con información detallada.



Figura N° 52 Regulador Enair

- Todas las funciones principales se pueden ajustar con los interruptores DIP.
- El regulador en una instalación a 48 V_{dc} puede soportar a un aerogenerador de 6kW.

MODELO	R-ENAIR-120C
ELECTRICOS	
Clasificación del voltaje del sistema	48/120/220V
Control de carga de intensidad	120 A
Control de carga de disipación	120 A (carga de derivación)
Precisión	48/120 V : $\leq 0.1\% \pm 50$ mV
	220 V : $\leq 0.1\% \pm 100$ mV
Mínima tensión de continua para operar	9 VDC
Máxima tensión de continua para operar	68 VDC
Máximo 3 fases de entrada en alterna	230 VAC
Consumo en stand by	6 mA
Consumo en funcionamiento	50 mA
Apagado por alta temperatura	90°C desconecta la carga / derivación de la carga 70°C reconecta la carga / carga / derivación de la carga
Potencia de pulso	7000W
Respuesta	< 5 nanosegundos
Protegido contra polarización inversa	Si
Protegido de sobre descargas	Si
Protegido de sobrecargas	Si
Protege de cortocircuitos de aerogenerador	Si
Contra corrientes invertida nocturna	Si
Protege de sobre tensión del aerogenerador	Si
FÍSICAS	
Clase de protección (según CEI 60529)	IP20
Dimensiones	D x W x H (mm) 345 x 258 x 170
Peso Neto (kg)	8.4
Terminales de alimentación Calificación	Calificación 120 A
ENTORNO OPERATIVO	
Temperatura ambiente	-40°C - + 45°C
Temperatura de almacenamiento	-55°C - + 85°C
Humedad	100% (INC)
Diseño	Cubierta ventilada (de acero con recubrimiento en polvo)

Tabla N° 12 Características del Regulador Eólico ENAIR 120A

3.7.2.1.3.- Inversor Enair

Del regulador rólico se conectará la salida DC al **inversor eólico**

GCI 10 K-LV-W con las siguientes características:

- Salida trifásica
- Eficiencia máxima superior al 97,5%
- Amplia banda de tensión de entrada (300V-800V)
- Entradas MPPT diseñadas con preciso algoritmo MPPT
- Tecnología de inversor controlado por PWM
- Diseño compacto y ligero para una instalación sencilla por una única persona
- IP65, diseño atractivo
- Interface RS485 WIFI GPRS
- Numerosas funciones de protección.



Figura N° 52 Inversor
Eólico

La tensión generada por un aerogenerador presenta una amplitud y frecuencia variable en función de la velocidad de giro de las palas, que a su vez depende de la velocidad del viento. Por ello, la corriente generada en el aerogenerador debe ser acondicionada antes de ser inyectada a la red eléctrica.

MODELO	GCI 10 K - LV - W
ENTRADA (CC)	
Máxima tensión de entrada	600 V
Tensión de entrada para la puesta en marcha	40 v
Rango de tensión MPP	30-540 V
Corriente máxima de entrada	36 A
SALIDA (CA)	
Potencia nominal	10 KW
Potencia máxima	11 KW
Tensión nominal de red Rango de tensión	380V/400V
Rango de tensión	313-470 V (Ajustable)
Número de fases	Trifásica
Corriente nominal salida	25.0A/25.0A/24.0A
Factor de potencia de salida	>0.99
Corriente de inyección (DC)	<50 mA
Frecuencia nominal	60 Hz
EFICIENCIA	
Max. Eficiencia	>97.2%
Euro. Eficiencia	>96.5%
MPPT. Eficiencia	>99.9%
PROTECCIÓN	
Protección contra polaridad inversa (CC)	Si
Cortocircuito (CA)	Si
Sobrecorriente de salida (CA)	Si
Sobre voltaje de salida-varistor (CA)	Si
Monitorización de toma a tierra	Si
Monitorización de red	Si
Protección de temperatura	Si
DATOS GENERALES	
Tamaño	430W+600H+220D (mm)
Peso	30 kg
Consumo en estado de reposo	<6W (sin viento)
Rango de temperatura de trabajo	-25°C – 60°C
Grado de protección	IP65
Rango de frecuencia (Hz)	47-52 or 57-62 (ajustable)
Refrigeración	Natural
Max. altitud de trabajo sin pérdidas	2000m
Vida útil	>20 años
Humedad del entorno de trabajo	0 -95%
OTRAS CARACTERÍSTICAS	
Display	LCD, 2 x 20Z.
Interface	● / ○ / ○
Garantía	5-10 Años

Tabla N° 13 Características del Inversor Eólico GCI 10K - 120°

3.7.2.2.- Diseño de la Minicentral Eólica

Un parque eólico está formado por un conjunto de aerogeneradores que transforman la energía del viento en energía eléctrica de baja tensión la cual se vierte a la red eléctrica general mediante un conjunto de infraestructuras eléctricas que previamente la transforman a la tensión adecuada y la transportan hasta el punto de interconexión con la red. Igualmente, es necesario para la implantación de un parque eólico un conjunto de obras civiles que hacen posible la instalación y funcionamiento de los aerogeneradores.

La Minicentral eólica de 94,5 kW de potencia nominal, estará integrado por 9 aerogeneradores tripala de velocidad variable y paso variable, de 10,5 kW de potencia nominal unitaria, convenientemente distribuidos en el área dedicada del emplazamiento

Cada aerogenerador produce energía mediante un generador de imanes permanentes acoplado con una tensión de salida de $220 V_{ac}$ la cual se eleva a 0,38 kV en el inversor trifásico.

La conexión de la red eléctrica de transporte de los aerogeneradores se efectuará a través de una línea eléctrica subterránea, que partiendo de cada uno de ellos llevará hasta el inversor para luego realizar la conexión con el sistema de distribución de dicho lugar.

3.7.2.2.1.- Orografía del Emplazamiento

La orografía es un parámetro que el mismo programa WindoGrapher puede calcular con las coordenadas que se le introduzcan para el área del proyecto seleccionado.

Con tal motivo se ha colocado las coordenadas, tomando como un polígono donde se hará el emplazamiento.

La topografía se ha digitalizado tiene un perímetro de 251 metros y un área de 2234 m^2 . Los puntos del polígono se detallarán en la imagen y tabla:

Figura N° 53 Lugar del emplazamiento



Fuente: Elaboración Propia

Tabla N° 14 Coordenadas UTM del polígono

MiniCentral Eólica Cirato		
Polígono	$X_{UTM} (m)$	$Y_{UTM} (m)$
A	706880	9266444
B	706913	9266405
C	706949	9266356
D	706932	9266344
E	706906	9266366
F	706885	9266411

Fuente: Elaboración Propia

3.7.2.2.2.- Simulación del campo de vientos

Con el objeto de evaluar el efecto que la orografía y la rugosidad superficial local sobre el comportamiento del viento en la zona de Cirato, se ha realizado una simulación del campo de viento mediante el modelo del programa WRPLOT.

El modelo utilizado WRPLOT a partir de una serie de datos de entrada como son la serie temporal de viento, la topografía, la rugosidad y los posibles obstáculos, obtiene la velocidad geostrófica, velocidad del viento sin perturbar en la atmósfera libre, para finalmente calcular la velocidad del viento en una coordenada determinada sin más que asumir la igualdad de velocidades geostróficas (hipótesis razonable pues las velocidades geostróficas varían con grandes distancias) y aplicar los modelos de orografía, rugosidad y obstáculos previamente definidos por sus parámetros de entrada.

- Se han tomado como datos de entrada al modelo de simulación WRPLOT los siguientes: Serie temporal de velocidades medias diarias y de velocidades correspondiente a la estación Cirato con un total de **52560 observaciones** en intervalos de tiempo de 10 minutos en el periodo **01/01/2017 – 31/12/2017**.
- Rugosidad: se ha modelizado según se indica en el apartado 1.3.3.
- Topografía digitalizada a escala 1:25.000 con un total de 126.101 puntos digitalizados.

A continuación, se adjunta la representación del modelo y el mapa de la dirección predominante del viento a las alturas de buje estudiadas: 16 m. En ellos puede observarse que, de forma general, la zona de mayor predominancia de dirección es el NorOeste (NW).

Figura N° 54 Rosa de los vientos sobre el sitio de estudio



Fuente: WRPLOT

Las coordenadas UTM de los aerogeneradores son:

Tabla N° 15 Coordenadas UTM de los 9 aerogeneradores

MiniCentral Eólica Cirato		
Aerogenerador	$X_{UTM} (m)$	$Y_{UTM} (m)$
A1	706874	9266454
A2	706884	9266437
A3	706894	9266422
A4	706899	9266405
A5	706907	9266390
A6	706917	9266381
A7	706926	9266369
A8	706932	9266357
A9	706939	9266343

Fuente: Elaboración Propia

3.7.2.2.3.- Distribución de los Aerogeneradores

Un aerogenerador siempre va a crear un abrigo en la dirección a favor del viento. Por tanto, lo ideal sería separar las turbinas lo máximo posible en la dirección de viento dominante.

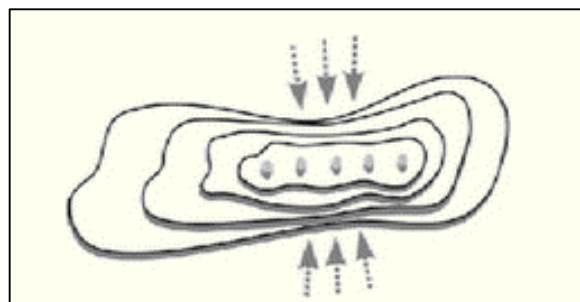
El principal dato de la distribución de los aerogeneradores nos lo va a dar la rosa de los vientos, ya que, observaremos la dirección predominante del viento para intentar hacer que las posibles filas de nuestro parque estén de manera perpendicular a dicha dirección.

Como norma general, la separación entre aerogeneradores en un parque eólico es de 5 a 9 veces el diámetro del rotor en la dirección predominante del viento (distancia entre filas de aerogeneradores), y de 3 a 5 veces el diámetro del rotor en la dirección perpendicular a la dirección predominante del viento (distancia entre aerogeneradores de la misma fila).

En nuestro caso los aerogeneradores se dispondrán sobre una elevación en una sola fila, por lo que decidiremos tomar la distancia de 7 veces el diámetro del rotor (6,1 m) en la dirección predominante del viento, lo que equivale a 42,7 metros.

Esto da lugar a la colocación de 9 aerogeneradores dispuestos en una única fila, perpendiculares a la dirección predominante del viento.

Figura N° 55 Parque eólico dispuesto en una sola fila sobre una elevación



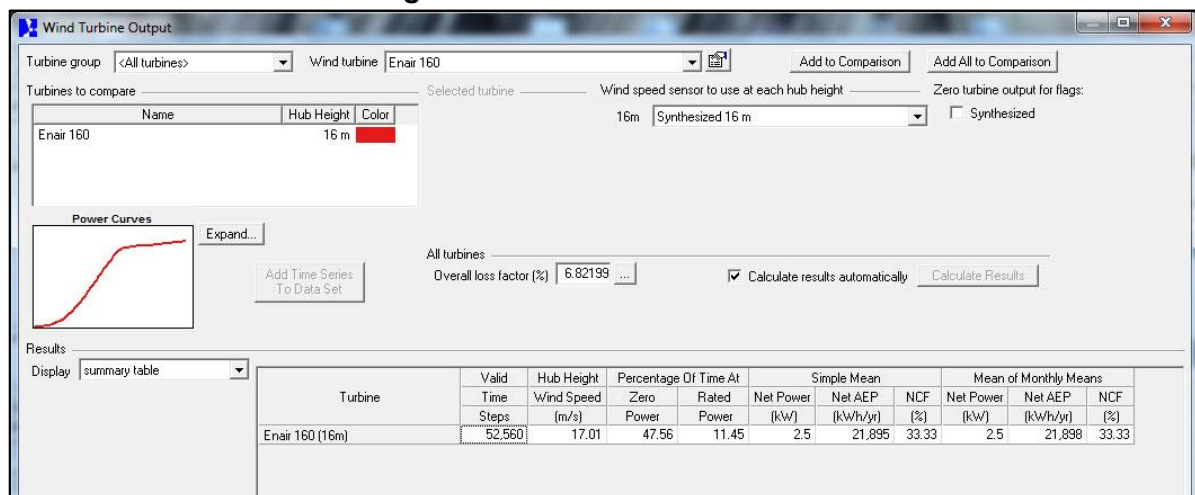
Fuente: Elaboración Propia

3.7.2.2.4.- Evaluación de la energía media anual producida

La estimación de la energía media anual producida se ha realizado con el programa WindoGrapher a partir de las siguientes hipótesis:

- ▶ Parámetros de Weibull (A y C) conforme a la simulación del apartado anterior.
- ▶ Productividad de aerogeneradores del 100 %.
- ▶ Pérdidas de producción por efecto estela (programa WindoGrapher).
- ▶ Altura de buje de los aerogeneradores: 12,16,24,26,31,46,57,67y83 m.
- ▶ Curva de potencia del siguiente aerogenerador:

Figura N° 56 Tabla Resumen



Fuente: WLRPLOT. Elaboración Propia

Este es el resultado que nos arroja el Software WindoGrapher con respecto al Aerogenerador (A_2) con una Producción de Energía Anual de 21898 kWh.

Para poder entender los demás parámetros que nos da el software se traducirán para un mayor entendimiento:

- ✓ **Valid time steps o Pasos de tiempo valido:** La media de todos los valores.
- ✓ **Hub height o Altura de Buje:** Altura del piso hasta la punta del buje del aerogenerador.
- ✓ **Wind Speed:** Velocidad de Viento.
- ✓ **Time at Zero Power o Tiempo a potencia cero:** Proporción de tiempo la turbina produce energía insignificante.
- ✓ **Time at Rated Power o Tiempo a la potencia nominal:** Proporción de tiempo que la turbina produce en o por encima de su potencia nominal.
- ✓ Simple mean o promedio simple.
- ✓ **Net o Neto:** Después de contabilizar las pérdidas.
- ✓ **AEP:** Producción Anual de Energía:
- ✓ Net capacity factor o Factor de capacidad neta.
- ✓ **The Mean of Monthly Means:** La media de las medias mensuales.

A continuación, se presenta los resultados del Aerogenerador (A_2) ENAIR 160:

Gráfico N° 17 Energía Neta



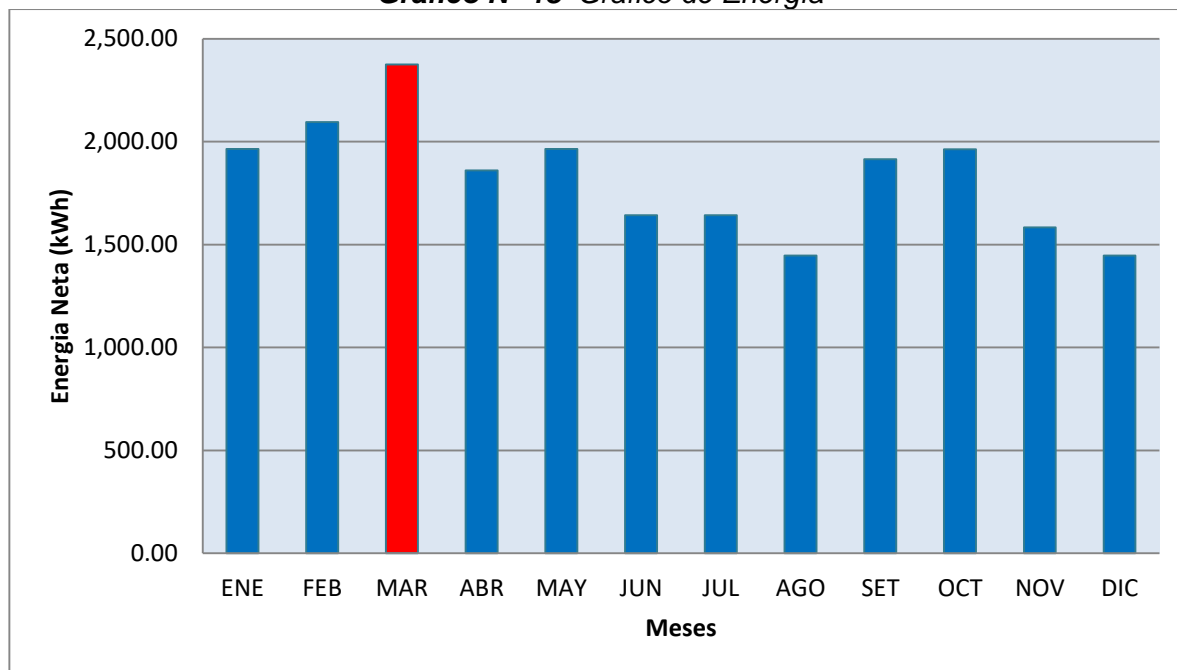
Fuente: WindoGrapher. *Elaboración Propia*

Tabla N° 16 Energía Neta Mensual

MES	Energía Neta (kWh)
	Enair 160 (16m)
Enero	1963,77
Febrero	2094,80
Marzo	2374,43
Abril	1860,57
Mayo	1964,20
Junio	1642,26
Julio	1643,34
Agosto	1446,41
Septiembre	1915,16
Octubre	1963,48
Noviembre	1582,83
Diciembre	1446,41
TOTAL	21895,19

Fuente: WindoGrapher. *Elaboración Propia*

Gráfico N° 18 Gráfico de Energía



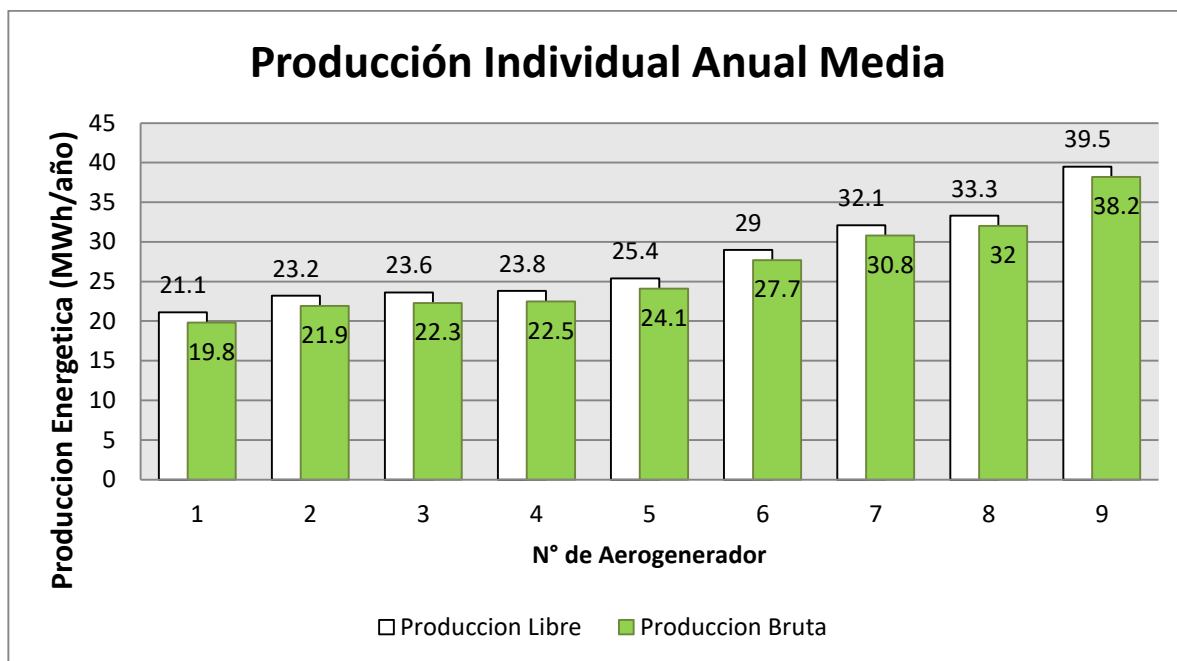
Fuente: Elaboración Propia

Tabla N° 17 Producción Energética media anual estimada

MINICENTRAL EÓLICA CIRATO						
PRODUCCIÓN ENERGÉTICA MEDIA ANUAL ESTIMADA						
AEROGENERADOR ENAIR 160 10.5 KW						
Aero	Xutm	Yutm	Altura de Buje (m)	Producción Libre (MWh/año)	Producción Bruta (MWh/año)	Horas Equivalentes
1	706873,95	9266454,13	12	21,1	19,8	7743
2	706884,03	9266436,88	16	23,2	21,9	7756
3	706894,11	9266422,1	24	23,6	22,3	7759
4	706898,96	9266404,88	26	23,8	22,5	7785
5	706906,89	9266390,1	31	25,4	24,1	7803
6	706916,99	9266381,15	46	29	27,7	7821
7	706925,86	9266369,14	57	32,1	30,8	7867
8	706931,96	9266357,13	68	33,3	32	7881
9	706938,97	9266342,97	83	39,5	38,2	7929
TOTAL				251	239,3	7816

Fuente: Elaboración Propia

Gráfico N° 19 Producción Individual Anual Media para cada Aerogenerador



Fuente: Elaboración Propia

A simple vista, se puede apreciar que para el año en el que están tomados los datos eólicos, la central eólica formado por 9 aerogeneradores del modelo Enair 160 – 10,5 KW con diferentes alturas de buje generaría 239,3 *MWh/año* de energía bruta.

3.7.2.3.- Dimensionamiento de Cables

En este apartado se determinan las secciones de los conductores que canalizaran la energía generada en cada uno de los aerogeneradores. Para estos cálculos se hizo uso del Programa “CEPERMATIC” que tiene un novedoso criterio para dimensionar los conductores tomando en cuenta la corriente, caída de tensión y las pérdidas de energía.

Figura N° 57 Software CEPERMATIC



Fuente: Ceper

Los cables positivos y negativos de cada serie de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo con la normativa vigente. Color negro para el negativo y color rojo para el positivo.

- **International**

IEC 60228; IEC 60332-1; IEC 60502-1; IEC 60811-1-1; IEC 60811-1-2; IEC 60811-

1-3; IEC 60811-1-4; IEC 60811-3-1; IEC 60811-3-2.

- **Nacionales**

NTP-IEC 60228; NTPIEC 60502-1.

La conexión de los aerogeneradores a la barra del sistema de distribución se realizará mediante 9 circuitos en 0,38 kV constituidos de la siguiente manera:

3.7.2.3.1.- Línea Eléctrica

Para la determinación reglamentaria de la sección de un cable, se tendrán en cuenta los 3 criterios siguientes:

- I. **Criterio de Intensidad Máxima Admisible:** La temperatura del conductor del cable, trabajando a plena carga y en régimen permanente no deberá superar en ningún momento la temperatura máxima admisible que se utilizan para el aislamiento.
- II. **Criterio de la Caída de Tensión:** La circulación de corrientes a través de los conductores ocasiona una pérdida de potencia entre las tensiones de origen y extremo de la canalización. Esta caída de tensión debe ser menor a los límites marcados por el reglamento en cada parte de la instalación.
- III. **Criterio de la Intensidad de Cortocircuito:** La temperatura que puede alcanzar el conductor del cable como consecuencia de un cortocircuito o sobre intensidad de corta duración no deberá sobrepasar la temperatura máxima admisible por cada uno de los materiales utilizados en el aislamiento del cable. Este criterio, no es determinante en instalaciones de baja tensión, ya que las protecciones de sobre intensidad limitan la duración del cortocircuito a tiempos muy breves y además las impedancias de los cables hasta el punto de cortocircuito limitan la intensidad de cortocircuito

3.7.2.3.2.- Hipótesis del dimensionamiento de los cables

Se toman las siguientes hipótesis:

- ▶ En el caso de instalaciones enterradas, los valores de la carga máxima admisible contemplan una profundidad de 90 cm, el terreno de referencia está a 25 °C de temperatura y presenta una resistividad térmica de $1,5 \text{ K} \cdot \text{m}/\text{W}$.
- ▶ La temperatura máxima de servicio del conductor será de 90 °C según la tabla que provee el fabricante.
- ▶ La temperatura máxima en cortocircuito será de 250 °C.
- ▶ En la documentación del fabricante del aerogenerador se puede consultar la curva de capacidad de la máquina. Con los valores de potencia activa y reactiva máximas podemos calcular el $\cos \phi$ mínimo de funcionamiento, que nos dará la condición de funcionamiento a máxima corriente de la máquina, con la cual calcularemos las secciones de cable.

En este sentido, para el modelo ENAIR 160 podemos ver que la máxima potencia activa exportada son 12 kW y en ese punto la máxima potencia reactiva generada son aproximadamente 5,81 kVAr, con el $\cos \phi = 0.9$.

$$P = S \cdot \cos \phi$$

$$Q = S \cdot \sin \phi$$

$$Q = P \cdot \tan[\arccos(0.9)] = 5,81 \text{ Kvar}$$

3.7.2.3.3.- Dimensionamiento de los cables de energía

En primer lugar, se calculará la corriente máxima del cable deberá transportar teniendo en cuenta la potencia a transmitir y la tensión de trabajo nominal.

A partir de la corriente máxima admisible, se hallará la sección del cable y se verificará si es adecuada para soportar la corriente de cortocircuito.

Finalmente, se calculará la caída de tensión para comprobar que está dentro del rango permitido.

- **Tramo N° 1**

Debido a que los 9 aerogeneradores están a diferentes distancias de la sala de control donde se va a realizar la conversión se procederá a realizar la salida de cada generador hasta la cabina de control y protecciones. La tensión en el tramo es $T=220\text{ V}_{ac}$ trifásica, las longitudes del tramo a calcular por cada aerogenerador son de:

A_1 : 175 metros; A_2 : 156 metros; A_3 : 138 metros; A_4 : 120 metros; A_5 : 103 metros; A_6 : 91 metros; A_7 : 78 metros; A_8 : 64 metros; A_9 : 50 metros.

Consideramos un factor de potencia: 1, ya que este caso será el más desfavorable a la hora de calcular la caída máxima de tensión.

Tomando la potencia máxima que puede producir nuestro

generador de 12 KW, podemos calcular la intensidad máxima que podría circular por los conductores aplicando la expresión siguiente:

► **Por intensidad máxima admisible**

Ecuación 6

$$I_{ac} = \frac{P}{\sqrt{3} \times U \times \cos \phi} = \frac{12000}{1.73 \times 220 \times 1} = 31,53 \text{ Amp}$$

P = Potencia Máxima del Aerogenerador (W).

I_{ac} = Corriente de línea, en Amperios.

cos φ = Factor de potencia.

Teniendo en cuenta esta norma, hay que dimensionar los cables para que la intensidad circulante sea 1,25 veces la obtenida en la expresión anterior, por ello, obteniendo un valor para la intensidad circulante de:

Ecuación 7

$$I_N = I_{ac} \times 1,25 = 31,53 \times 1,25 = 39,4 \text{ Amp.}$$

► **Por intensidad de cortocircuito admisible**

Ecuación 8

$$I_{cc} = S \frac{C}{\sqrt{t}}$$

I_{cc} = Corriente de cortocircuito admisible, en Amperios.

S = Sección del conductor en mm².

T = Tiempo de duración del cortocircuito, en segundos.

C = Coeficiente que depende de la naturaleza del conductor (Cu) y de sus temperaturas al inicio y final del cortocircuito.

► Por caída de tensión en el cable

La caída de tensión (en V) en un cable se obtiene de forma aproximada por la siguiente fórmula:

Ecuación 9

$$S = \frac{\sqrt{3} P L I_N \cos \phi}{U \Delta U}$$

P = Potencia Máxima del Aerogenerador.

ΔU = Caída de tensión entre líneas en un circuito monofásico, en porcentaje.

L = Longitud del conductor (m).

I_N = Corriente de línea, en Amperios.

$\cos \phi$ = Factor de potencia.

S = Área de sección transversal del conductor, en mm².

A efectos de dimensionamiento se fijará el siguiente criterio:

- ✓ Caída de tensión máxima desde la salida del aerogenerador hasta el regulador será: 1,5% por recomendación del fabricante.

Una vez calculada la sección que soporte tanto la intensidad admisible como la de cortocircuito, se verificará si la caída de tensión para cada tramo de cable es inferior al 5%. En caso contrario la sección vendrá fijada por el criterio 3, caída de tensión.

RESULTADOS DEL DIMENSIONAMIENTO DE CABLE

Tabla N° 18 Cálculo por Intensidad Máxima Admisible en régimen permanente y por Intensidad de Cortocircuito

												Dimensionamiento por intensidad Admisible		Dimensionamiento por Intensidad Cortocircuito	
Aero	LINEA	P (kW)	V	Fdp cos(ø)	h (%)	In (A)	C1	C2	C3	C4	C5	Ict (A)	NCF	Icc (kA)	tp (s)
					(a)	(b)	(c)			(d)	(e)	(f)	(g)		
	CABLES DE POTENCIA DE BAJA TENSION														
A1	Generador a Regulador	12	220	0,9	1	31,5	1	1	0,99	0,82	1	38,8	1	9,9	1
A2	Generador a Regulador	12	220	0,9	1	31,5	1	1	0,99	0,82	1	38,8	1	9,9	1
A3	Generador a Regulador	12	220	0,9	1	31,5	1	1	0,99	0,82	1	38,8	1	9,9	1
A4	Generador a Regulador	12	220	0,9	1	31,5	1	1	0,99	0,82	1	38,8	1	9,9	1
A5	Generador a Regulador	12	220	0,9	1	31,5	1	1	0,99	0,82	1	38,8	1	9,9	1
A6	Generador a Regulador	12	220	0,9	1	31,5	1	1	0,99	0,82	1	38,8	1	9,9	1
A7	Generador a Regulador	12	220	0,9	1	31,5	1	1	0,99	0,82	1	38,8	1	9,9	1
A8	Generador a Regulador	12	220	0,9	1	31,5	1	1	0,99	0,82	1	38,8	1	9,9	1
A9	Generador a Regulador	12	220	0,9	1	31,5	1	1	0,99	0,82	1	38,8	1	9,9	1

OBSERVACIONES

- (a) En este tipo de cargas no aplica el rendimiento.
- (b) Se considera el valor de la intensidad nominal calculada
- (c) C1: Coeficiente corrector por temperatura: 1,00 para 25°C de temperatura del terreno.
C2: Coeficiente corrector por resistividad térmica del terreno: 1,00 para 1,5 K.m/W.
C3: Coeficiente corrector por profundidad bajo tierra: 0,99 para 1,10 m bajo tierra, 1,00 para 1 m bajo tierra, 1,01 para 0,9 m bajo tierra
C4: Coeficiente corrector por ternas de cable agrupados bajo tierra: 0,82 dos ternas por zanja, 0,73 tres ternas p/z, 0,68 si cuatro ternas p/z.
C5: Coeficiente corrector por líneas constituidas por varios cables en paralelo: 0,9 (cuando aplique).
- (d) Intensidad corregida total: Intensidad nominal modificada por los coeficientes correctores de dimensionamiento térmico.
- (e) Número de conductores por fase.
- (f) Valores máximos de intensidad de cortocircuito.
- (g) Tiempo de actuación de las protecciones:

Fuente: Elaboración Propia

Tabla N° 19 Validación de la Sección Mínima calculada por la Máxima Intensidad y atendiendo al criterio de Caída de Tensión

Aero	LINEA	P (kW)	V	Fdp Cos(φ)	In	I F.S	Distancia (m)	Smin (mm ²)	Sección real (mm ²)	Calibre AWG	I Adm	Caída de Tensión (V)	Caída de Tensión (%)	Disposición
					(a)	(b)		(c)	(d)	(e)	(f)	(g)	(h)	(i)
A1	Generador a Regulador	12	220	0.9	31,5	39,4	175	46,08	50	1/0	222	4,06	1,85%	3(1x50)mm ² Cu
A2	Generador a Regulador	12	220	0.9	31,5	39,4	156	41,08	50	1/1	222	3,73	1,69%	3(1x50)mm ² Cu
A3	Generador a Regulador	12	220	0.9	31,5	39,4	138	36,34	50	1/2	222	3,3	1,50%	3(1x50)mm ² Cu
A4	Generador a Regulador	12	220	0.9	31,5	39,4	120	31,6	35	2	187	4,09	1,86%	3(1x35)mm ² Cu
A5	Generador a Regulador	12	220	0.9	31,5	39,4	103	27,12	35	2	187	3,51	1,60%	3(1x35)mm ² Cu
A6	Generador a Regulador	12	220	0.9	31,5	39,4	91	23,96	25	3	156	4,35	1,98%	3(1x35)mm ² Cu
A7	Generador a Regulador	12	220	0.9	31,5	39,4	78	20,54	25	3	156	3,73	1,69%	3(1x25)mm ² Cu
A8	Generador a Regulador	12	220	0.9	31,5	39,4	64	16,85	25	3	156	2,87	1,30%	3(1x25)mm ² Cu
A9	Generador a Regulador	12	220	0.9	31,5	39,4	50	13,17	16	6	121	2,39	1,09%	3(1x25)mm ² Cu

OBSERVACIONES

- (a) Intensidad Nominal
- (b) Intensidad Nominal multiplicada por el Factor de Seguridad de 25%
- (c) Sección obtenida a partir de la fórmula que implica la In, la distancia y la potencia.
- (d) Sección mínima normalizada, obtenida a partir de la capacidad de corriente permisible de los conductores.
- (e) Numero del calibre del cable escogido.
- (f) Capacidad de corriente a soportar el cable enterrado a 20°C
- (g) A efectos de cálculo de la caída de tensión, se ha considerado un factor de potencia de 0,90.
- (h) Límite de caída de tensión en régimen permanente: 2%.
Caída máxima línea 1,86 %
Caída mínima línea 1,09 %
- (i) Sección final del conductor a transportar la energía.

Fuente: Elaboración Propia

- **Tramo N° 2**

El tramo 2 comprende la salida del cable del Regulador Eólico hacia el Inversor Trifásico. Ambos equipos estarán en la misma cabina por lo que la distancia no sobrepasará los 2 metros de distancia para evitar pérdidas ya que este tramo estará en Tensión Continua. Por lo que la disposición del cableado y la determinación de la sección de los conductores se tomarán en cuenta en el costo total del dimensionamiento de los cables a instalar. El mismo proveedor se encargará de realizarlo.

- **Tramo N° 3**

Finalmente, el último tramo corresponde a la Salida de 380 V_{ac} en trifásico proveniente del Inversor.

► **Por intensidad máxima admisible**

$$I_{ac} = \frac{P}{\sqrt{3} \times U \times \cos \phi} = \frac{12000}{1,73 \times 380 \times 1} = 18,25 \text{ Amp}$$

P = Potencia Máxima del Aerogenerador (W).

I_{ac} = Corriente de línea, en Amperios.

$\cos \phi$ = Factor de potencia.

U = Tensión nominal entre líneas, en Voltios.

Teniendo en cuenta esta norma, hay que dimensionar los cables para que la intensidad circulante sea 1,25 veces la obtenida en la expresión anterior, por ello, obteniendo un valor para la intensidad circulante de:

$$I_N = I_{ac} \times 1,25 = 18,25 \times 1,25 = 22,82 \text{ Amp}$$

► Por intensidad de cortocircuito admisible

La corriente de cortocircuito es necesaria para determinar las sollicitaciones térmicas y mecánicas que van a estar sometida la instalación y por tanto los cables.

La corriente simétrica de cortocircuito tripolar, en valor eficaz puede ser calculada en base a la siguiente formula:

$$I_{cc} = S \frac{C}{\sqrt{t}}$$

I_{cc} = Corriente de cortocircuito admisible, en Amperios.

S = Sección del conductor en mm²

T = Tiempo de duración del cortocircuito, en segundos.

C = Coeficiente que depende de la naturaleza del conductor

En la tabla N° 20 se presentan las secciones mínimas necesarias para cada tramo de cable para soportar la intensidad de cortocircuito.

► Por caída de tensión en el cable

La caída de tensión (en V) en un cable se obtiene de forma aproximada por la siguiente fórmula:

$$S = \frac{\sqrt{3} p_x L_x I_N \cos \phi}{U_x \Delta U}$$

P = Potencia Máxima del Aerogenerador.

ΔU = Caída de tensión entre líneas, en porcentaje.

L = Longitud del conductor (m).

I_N = Corriente de línea, en Amperios

$\cos \phi$ = Factor de potencia

s = Área de sección transversal del conductor, en mm²

A efectos de dimensionamiento se fijará el siguiente criterio:

- ✓ Caída de tensión máxima desde la salida del inversor hasta la barra será: 2% por recomendación del fabricante.

Una vez calculada la sección que soporte tanto la intensidad admisible como la de cortocircuito, se verificará si la caída de tensión para cada tramo de cable es inferior al 2%.

RESULTADOS DEL DIMENSIONAMIENTO DE CABLES

Tabla N° 20 Cálculo por Intensidad Máxima Admisible en régimen permanente y por Intensidad de Cortocircuito

AERO	LINEA	P (kW)	V	Fdp cos(φ)	Dimensionamiento por		Dimensionamiento por		Dimensionamiento por	
					intensidad Admisible		Intensidad Cortocircuito		Intensidad Cortocircuito	
					h (%)	In (A)	I F.S	NCF	Icc (kA)	tp (s)
					(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)
A1	Inversor a Barra	12	380	1	1	18,25	22,81	1	9,9	1
A2	Inversor a Barra	12	380	1	1	18,25	22,81	1	9,9	1
A3	Inversor a Barra	12	380	1	1	18,25	22,81	1	9,9	1
A4	Inversor a Barra	12	380	1	1	18,25	22,81	1	9,9	1
A5	Inversor a Barra	12	380	1	1	18,25	22,81	1	9,9	1
A6	Inversor a Barra	12	380	1	1	18,25	22,81	1	9,9	1
A7	Inversor a Barra	12	380	1	1	18,25	22,81	1	9,9	1
A8	Inversor a Barra	12	380	1	1	18,25	22,81	1	9,9	1
A9	Inversor a Barra	12	380	1	1	18,25	22,81	1	9,9	1

OBSERVACIONES

- (a) En este tipo de cargas no aplica el rendimiento.
- (b) Se considera el valor de la intensidad nominal calculada
- (c) Intensidad Nominal multiplicada por el Factor de Seguridad de 25%
- (d) Número de conductores por fase.
- (f) Valores máximos de intensidad de cortocircuito.
- (g) Tiempo de actuación de las protecciones:

Fuente: Elaboración Propia

Tabla N° 21 Validación de la Sección Mínima calculada por la Máxima Intensidad y atendiendo el criterio de Caída de Tensión

AERO	LINEA	P (kW)	V	Fdp cos(φ)	In	I F.S	Distancia (m)	Smin (mm ²)	Sección real (mm ²)	Calibre AWG	I Adm	Caída de Tensión (V)	Caída de Tensión (%)	Disposición
					(a)	(b)		(c)	(d)			(g)	(h)	(i)
A1	Inversor a Barra	12	380	1	18,25	22,81	10	0,88	6	14	222	2,83	0,74%	3(1x6)mm ² Cu
A2	Inversor a Barra	12	380	1	18,25	22,81	10,9	0,96	6	14	222	3,08	0,81%	3(1x6)mm ² Cu
A3	Inversor a Barra	12	380	1	18,25	22,81	11,8	1,04	6	14	222	3,33	0,88%	3(1x6)mm ² Cu
A4	Inversor a Barra	12	380	1	18,25	22,81	12,7	1,12	6	14	187	3,59	0,94%	3(1x6)mm ² Cu
A5	Inversor a Barra	12	380	1	18,25	22,81	13,6	1,2	6	12	187	2,4	0,63%	3(1x6)mm ² Cu
A6	Inversor a Barra	12	380	1	18,25	22,81	14,5	1,27	6	12	156	2,56	0,67%	3(1x6)mm ² Cu
A7	Inversor a Barra	12	380	1	18,25	22,81	15,4	1,36	6	12	156	2,72	0,72%	3(1x6)mm ² Cu
A8	Inversor a Barra	12	380	1	18,25	22,81	16,3	1,44	6	12	156	2,88	0,76%	3(1x6)mm ² Cu
A9	Inversor a Barra	12	380	1	18,25	22,81	17,2	1,52	6	12	121	3,04	0,80%	3(1x6)mm ² Cu

OBSERVACIONES

- (a) Intensidad Nominal
- (b) Intensidad Nominal multiplicada por el Factor de Seguridad de 25%
- (c) Sección obtenida a partir de la fórmula que implica la In, la distancia y la potencia.
- (d) Sección mínima normalizada, obtenida a partir de la capacidad de corriente permisible de los conductores.
- (e) Numero del calibre del cable escogido.
- (f) Capacidad de corriente a soportar el cable enterrado a 20°C
- (g) A efectos de cálculo de la caída de tensión, se ha considerado un factor de potencia de 0,90.
- (h) Límite de caída de tensión en régimen permanente: 2%.
Caída máxima línea 0,94 %
Caída mínima línea 0,63 %
- (i) Sección final del conductor a transportar la energía.

Fuente: Elaboración Propia

Los cables de cada aerogenerador irán enterrados por una zanja de 1 m. de profundidad desde cada aerogenerador hasta el módulo de casa de fuerza o sala de control donde se ubica la cabina.

Tabla N° 22 Conductores seleccionados para el Tramo 1

Aerogenerador	# de Cables	Dimensión de Cables
A1	4	3(1x50)mm ² NYY 1x25mm ² NYY (T)
A2	4	3(1x50)mm ² NYY 1x25mm ² NYY (T)
A3	4	3(1x50)mm ² NYY 1x25mm ² NYY (T)
A4	4	3(1x35)mm ² NYY 1x25mm ² NYY (T)
A5	4	3(1x35)mm ² NYY 1x25mm ² NYY (T)
A6	4	3(1x35)mm ² NYY 1x25mm ² NYY (T)
A7	4	3(1x25)mm ² NYY 1x6mm ² NYY (T)
A8	4	3(1x25)mm ² NYY 1x6mm ² NYY (T)
A9	4	3(1x25)mm ² NYY 1x6mm ² NYY (T)

Fuente: Elaboración Propia

Tabla N° 23 Conductores seleccionados para el Tramo 3

Inversor	# de Cables	Dimensión de Cables
Inv. 1	4	3(1x6)mm ² NYY 1x4mm ² NYY (T)
Inv. 2	4	3(1x6)mm ² NYY 1x4mm ² NYY (T)
Inv. 3	4	3(1x6)mm ² NYY 1x4mm ² NYY (T)
Inv. 4	4	3(1x6)mm ² NYY 1x4mm ² NYY (T)
Inv. 5	4	3(1x6)mm ² NYY 1x4mm ² NYY (T)
Inv. 6	4	3(1x6)mm ² NYY 1x4mm ² NYY (T)
Inv. 7	4	3(1x6)mm ² NYY 1x4mm ² NYY (T)
Inv. 8	4	3(1x6)mm ² NYY 1x4mm ² NYY (T)
Inv. 9	4	3(1x6)mm ² NYY 1x4mm ² NYY (T)

Fuente: Elaboración Propia

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LOS RESULTADOS

4.1.- RESULTADOS EN TABLAS Y GRÁFICOS

4.1.1.- Producción anual esperada

En el presente capítulo se realizará el cálculo de la energía eléctrica producida anualmente para la MiniCentral Eólica. Ésta vendrá condicionada por la velocidad del viento en el emplazamiento.

4.1.1.1.- Potencia Nominal de la MiniCentral

La Minicentral Eólica consta de 9 aerogeneradores ENAIR 160 de 10,5 KW de potencia nominal cada uno, dispuestos en una fila, viene determinada por la siguiente expresión:

Ecuación 10

$$P_{np} = P_n \times N = 10,5 \text{ KW} \times 9 = 94,5 \text{ KW}$$

Dónde:

- P_{np} : Potencia nominal de la minicentral.
- P_n : Potencia nominal del aerogenerador.
- N : Número de aerogeneradores.

4.1.1.2.- Potencia Máxima

Es la potencia dada por los 9 aerogeneradores, en condiciones de Rendimiento total (R_{total}), calculado en el apartado 4.1.5.

Ecuación 11

$$P_{max.} = P_{np} \times R_{total} = 94,5 \text{ KW} \times 0,932 = 88,07 \text{ KW}$$

4.1.1.3.- Potencia Media de la Minicentral

La potencia media de la minicentral no es más que multiplicar la potencia media de cada aerogenerador, calculada en el posterior apartado 4.1.4, por el número de aerogeneradores del parque.

Ecuación 12

$$P_{med} = P_{ma} \times N = 4,06 \text{ KW} \times 9 = 36,54 \text{ KW}$$

4.1.1.4.- Energía Anual de la MiniCentral

Es la energía que nos dará todas las máquinas de la central en un año, con las condiciones de viento del lugar y teniendo en cuenta todos los tipos de pérdidas.

Se obtiene del producto de las horas equivalentes eólicas, calculadas en el apartado 4.1.6 y la potencia nominal del parque eólico.

Ecuación 13

$$E_{ap} = H_{ee} \times P_{np} = 4166 \text{ h} \times 94,5 \text{ Kw} = 393,7 \text{ MWh}$$

4.1.1.5.- Ratio de producción

También llamado Factor de utilización, es la relación existente entre la energía producida y la máxima energía posible de generar en el parque. Nos indica la eficiencia total del parque teniendo en cuenta tanto los diferentes rendimientos como la adecuación de los aerogeneradores a las condiciones de viento de la zona.

Ecuación 14

$$RP = \frac{E_{ap}}{P_{np} \times h/año} = \frac{393700 \text{ KWh/año}}{94,5\text{KW} \times 8760 \text{ h/año}} = 0,475$$

4.1.1.6.- Cuadro resumen

Tabla N° 24 Resumen de los cálculos de la potencia instalada

CÁLCULO DE LA POTENCIA INSTALADA		
POTENCIA NOMINAL DE LA CENTRAL	P_{np}	94,5 KW
POTENCIA MAXIMA	$P_{max.}$	88,07 KW
POTENCIA MEDIA DE LA CENTRAL	P_{med}	36,54 KW
ENERGÍA ANUAL DEL PARQUE	E_{ap}	393,7 MWh/año
RATIO DE PRODUCCIÓN	RP	0,475
TENSIÓN	V_{ac}	380

Fuente: Elaboración Propia

4.1.2.- Producción prevista

La producción será dependiente de varios factores, que son:

- Número y potencia de los aerogeneradores a instalar.
- Régimen de vientos del emplazamiento.
- Curva de potencia del aerogenerador.
- Rendimientos de utilización, eléctricos y disposición.

4.1.2.1.- Número y potencia de los Aerogeneradores

La MiniCentral eólica contará con 9 aerogeneradores ENAIR 160 de 10,5 KW de potencia nominal, todos dispuestos en una fila única.

Por tanto, la potencia nominal de la minicentral (P_{np}) tiene un valor de 94,5 KW.

4.1.2.2.- Régimen de viento del emplazamiento

Para la medición de vientos en nuestro emplazamiento se contó con datos de velocidad a una altura de 3 m, las mismas que fueron descritas en el capítulo anterior, pero para la central eólica que es necesario contar con datos a unas alturas más elevada, es por ello que con los datos brindados por la estación meteorológica se hizo una proyección de velocidades de viento a las alturas de 12, 24, 26, 31, 46,

57, 68, 83, en un lapso de 12 meses y como se va a apreciar más adelante en los anexos del calculo que se proyectó en el Software WindoGrapher mediante la ecuación exponencial y logarítmica, en la que nos detalla la velocidad media de cada altura.

Tabla N° 25 Velocidades del viento proyectadas a la altura de buje

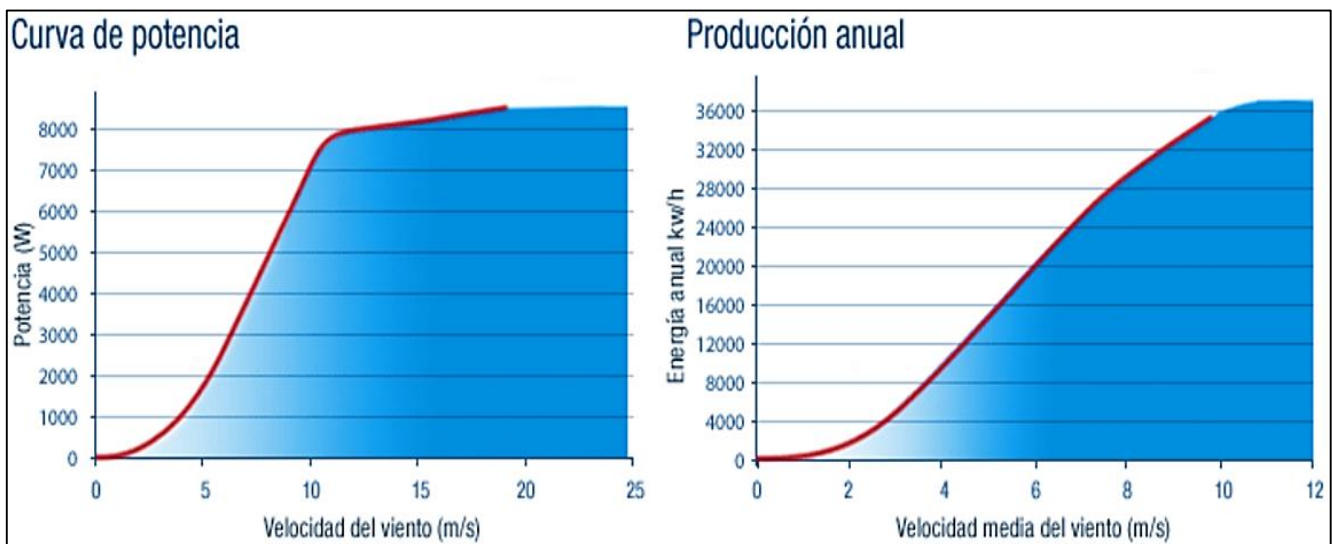
Aero	Altura de Buje (m)	Velocidad Media (m/s)
1	12	2,5
2	16	2,5
3	24	2,8
4	26	2,9
5	31	3,4
6	46	3,8
7	57	4,7
8	68	5,1
9	83	5,7

Fuente: WindoGrapher. Elaboración Propia

4.1.2.3.- Curva del Aerogenerador

Los datos del fabricante del aerogenerador ENAIR 160, nos proporcionan la siguiente figura, teniendo en cuenta todos los factores previstos anteriormente.

Figura N° 58 Curva de Potencia del aerogenerador ENAIR 160



Fuente: Fabricante Enair

4.1.2.4.- Potencia media de cada aerogenerador

La potencia media de nuestros aerogeneradores, en las condiciones de viento estudiadas en los puntos de instalación es el resultado de multiplicar la curva de frecuencias de viento por la curva de potencia del aerogenerador.

Tabla N° 26 Potencia media de cada aerogenerador ENAIR 160

Aero	Altura de Buje (m)	Potencia media (KW)
1	12	2,5
2	16	2,7
3	24	3,2
4	26	3,3
5	31	3,7
6	46	4,5
7	57	4,9
8	68	5,6
9	83	6,1
Promedio		4,06

Fuente: WindoGrapher. Elaboración Propia

4.1.2.5.- Rendimientos

El rendimiento total (R_{total}), es el producto del: factor de utilización (F_u), factor estela o sombra (F_s), y el rendimiento eléctrico (R_e); descritos a continuación:

✓ FACTOR DE UTILIZACIÓN

Es la definición de disponibilidad de los aerogeneradores. Una forma de ajustar el factor de disponibilidad o de utilización es calculando el cociente entre las horas de producción (T_p) con respecto al número de horas de viento (T_v), descontando las horas en las que la red está fuera de servicio (T_{fr}) y en las que se produce una parada justificada (T_{pj}).

$$F_u = \frac{T_p}{T_v - T_{fr} - T_{pj}}$$

Para este caso usaremos un factor de estándar utilizado en la mayoría de las instalaciones eólicas pequeñas: **0,98**.

✓ **FACTOR ESTELA O SOMBRA**

El factor se caracteriza la pérdida de potencia/energía del viento que recibe un aerogenerador provocada por la estela o sombra de aerogeneradores situados aguas arriba.

La distancia que hemos considerado es de 18,3 metros (3 veces el diámetro del rotor) a favor de los vientos predominantes, y de 24,4 metros (4 veces el diámetro del rotor) en la perpendicular a los vientos predominantes.

Con todo ello utilizaremos un factor de estela estándar para mini aerogeneradores que es de **0,97**.

✓ **RENDIMIENTO ELÉCTRICO**

Es el rendimiento que nos proporcionan todos los equipos eléctricos, generador, convertidores, cables de potencia. El estipulado está en 0,98 según indica el fabricante.

Ecuación 15

$$R_{total} = F_u \times F_s \times R_e = 0,98 \times 0,97 \times 0,98 = 0,932$$

4.1.2.6.- Resultados

HORAS EQUIVALENTES EÓLICAS

Es el número de horas que, a producción nominal de la planta, nos da la energía que podremos producir en un año en esta planta.

A nosotros nos da como parámetro el porcentaje de tiempo que estuvo el aerogenerador en Rated Power o Potencia Nominal que

es 47,56% que vendría hacer 4166 h.

ENERGÍA ANUAL DEL PARQUE (NOMINAL)

Es la energía que nos darán todas las máquinas en un año, con las condiciones de viento del lugar:

Ecuación 16

$$E_{ap} = P_{np} \times H_{ee} = 94.5 \text{ KW} \times 4166 = 393.7 \text{ MWh/año}$$

4.1.2.7.- Cuadro de resultados de la Minicentral

Tabla N° 27 Resumen de Factores y Rendimientos de la Minicentral eólica

ENAIR 160			
DATOS	FÓRMULA	VALOR	UNIDAD
HORAS DEL AÑO (H)		8760	H
NÚMERO DE AEROGENERADORES (N)		9	
POTENCIA NOMINAL AEROGENERADOR (P_n)		10.5	KW
POTENCIA NOMINAL DE LA CENTRAL (P_{np})	$P_{np} = P_n \times N$	94.5	KW
POTENCIA MEDIA AEROGENERADOR (P_{ma})		4.01	KW
POTENCIA MEDIA DE LA CENTRAL (P_{med})	$P_{med} = P_{ma} \times N$	36.54	KW
FACTOR DE UTILIZACIÓN (F_u)		0.98	
ESTELA O SOMBRA (F_s)		0.97	
RENDIMIENTO ELÉCTRICO (R_e)		0.98	
RENDIMIENTO TOTAL (R_{total})	$R_{total} = F_u \times F_s \times R_e$	0.932	
ENERGÍA ANUAL AEROGENERADOR (E_{ag})	$E_{ag} = P_{np} \times H_{ee}$	43.7	MWh/año
ENERGÍA ANUAL DE LA CENTRAL (E_{ap})	$E_{ap} = P_{np} \times H_{ee}$	393.7	MWh/año
RATIO DE PRODUCCIÓN (RP)	$RP = \frac{E_{ap}}{P_{np} \times h/\text{año}}$	0.475	
HORAS EQUIVALENTES EÓLICAS (H_{ee})		4166	H

Fuente: Elaboración Propia

4.1.3.- Impacto Ambiental

La generación de electricidad a partir del viento no produce gases tóxicos ni contribuye al efecto invernadero. Pero algunos de sus efectos requieren atención.

Los parques eólicos, al igual que cualquier obra humana, afectan el entorno, y sus efectos negativos son resentidos por el suelo, la flora y la fauna del lugar donde se instalan. No obstante, estos problemas pueden manejarse y minimizarse a través de una adecuada planeación, que debe considerar que las zonas naturales protegidas o aquellas áreas donde la fragilidad ecológica del territorio sea alta, estén prohibidas para el desarrollo de estos complejos.

4.1.3.1.- Sobre la MiniCentral Eólica

Las instalaciones de conexión a red tienen un impacto medioambiental que podemos considerar prácticamente nulo. Si analizamos diferentes factores, como son el ruido, emisiones gaseosas a la atmósfera, destrucción de flora y fauna, residuos tóxicos y peligrosos vertidos al sistema de saneamiento, veremos que su impacto, solo se limitará a la fabricación, pero no al funcionamiento.

4.1.3.2.- Emisiones de CO_2

El uso de un sistema eólico no solo representa un ahorro en dinero, sino una reducción en emisiones al utilizar un menor volumen de combustible diésel; factor muy importante, si consideramos que en la actualidad la atmosfera se encuentra drásticamente afectada por la influencia del hombre.

La instalación de la MiniCentral aportará energía eléctrica al sistema

con 393,700 kWh anuales que, en teoría podrían dejar de ser generados por alguna central térmica distribuidora o motor de combustión interna, lo que ayudaría a reducir los gases CO_2 .

Para hacernos una idea en lo que estas cifras representan se presentan los resultados del cálculo de los Kg de CO_2 que se dejarían de emitir gracias a la energía eólica: Según el dato hecho público por www.wwf.es en su observatorio de marzo de 2009, por cada kilovatio generado en España se emitieron 233 gramos de CO_2 . Lo que equivale a un Factor de emisión de $CO_2, kg/kWh$, de 0,23 kg/kWh . Por lo tanto:

Tabla N° 28 Emisiones CO_2

Factor de emisiones de CO_2 (KG/KWH)	CO_2 Evitados (KG/AÑO)	CO_2 Evitados (KG/20 AÑOS)
0,23	90,551	1,811,020

Fuente: Elaboración Propia

Se puede observar de la Tabla N° 29 que existe un ahorro significativo de emisiones contaminantes con el uso del sistema de generación eléctrica apoyado con los Aerogeneradores, sobre todo en la reducción de 1811 Toneladas de CO_2 liberados a la atmósfera, uno de los gases causantes del efecto Invernadero en el planeta.

4.1.4.- Evaluación Técnica – Económica del Proyecto

Para la evaluación técnica y económica del proyecto se ha considerado la energía anual de la central y su tiempo de operación (Horas/año) así como también el tiempo de funcionamiento del grupo electrógeno para así poder analizar cuanto se está ahorrando con respecto al costo del combustible y la reducción de emisiones de CO_2 .

4.1.4.1.- Grupo Electrónico de Emergencia

Actualmente la Presa Cirato cuando existe alguna falla o corte del suministro eléctrico por la línea de 10 kVA existe un grupo electrónico de respaldo instalado:

Tabla N° 29 Características Técnicas del Grupo Electrónico

<p>GRUPO ELECTRÓNICO 200 KVA (Trifásico)</p>		
GENERADOR	MARCA	ASEA
	Tipo	Sin escobillas, Autorregulado, Autoexcitado
	Potencia Stan by	160 kW
	Potencia Máxima	175,5 kW
	Factor de Potencia	0.8
	Velocidad	1500 R.P.M
	Voltaje	380 Vca
	Frecuencia	60 Hz
MOTOR	Marca	ASEA
	Potencia Continua	170 kW
	Velocidad	1500 R.P.M
	Cilindros	6
	Relación de Compresión	16:01
	Sistema de Admisión	Turbocargado
	Sistema de Combustión	Inyección Directa
	Consumo de Combustible	40,2 (100%)

Fuente: Elaboración Propia

Según los reportes anuales de las fallas ocurridas en la línea de 10 kV de la Presa Cirato entre los años 2000 a 2017 han ocurrido un

promedio de 11 desconexiones por año. Cada desconexión lleva un tiempo de duración dependiendo la falla. La falla de mayor duración se llevó en el 2011 con una duración de 2 semanas por un desborde de 3 postes a causa de un derrumbamiento por las lluvias. Ante esta falla el grupo electrógeno estuvo funcionando al 100% de su carga asumiendo todo el requerimiento de energía, esto solo es una falla en un año ya que las demás fueron de corta duración entre 2 a 5 horas, así que sumaremos el tiempo de duración de todas las fallas y el tiempo que tuvo que ser desconectada la línea de transmisión por motivos de mantenimiento en ese año para tener una idea de cuánto es el tiempo de funcionamiento del grupo electrógeno de emergencia:

Ecuación 17

$$Tiempo_{anual} = Horas_{falla} + Horas_{Mantt.} = 354 + 8 = 362 \text{ horas}$$

Entonces el grupo electrógeno tuvo un total de 362 horas anuales. Sabiendo este dato se calcula el total de combustible y las emisiones de CO_2 que este tipo de generador produce: Para efectos del cálculo se tomara como 180 kW la potencia a entregar.

Ecuación 18

$$E_{Diesel} = 180kW \times \frac{362h}{1año} = 65160 \text{ kWh}$$

Para poder generar esta cantidad de energía eléctrica, el grupo electrógeno modelo ASEA debe consumir la siguiente cantidad de combustible al año:

Ecuación 19

$$V_{Diesel} = \frac{\left(\frac{E_{Eléctrica}}{\eta_{motor} \times \eta_{generador}} \times \frac{3600kJ}{1kWh} \right)}{(PC_{Diesel} \times \rho_{Diesel})} \times \frac{1000l}{1m^3}$$

Eficiencia del motor diésel Turbocargado = 0.33

$$V_{Diesel} = \frac{\left(\frac{65160kWh}{0,33 \times 0,91} \times \frac{3600kJ}{1kWh} \right)}{\left(42567 \frac{kJ}{kg} \times 852,06 \frac{kg}{m^3} \right)} \times \frac{1000l}{1m^3}$$

$$V_{Diésel} = 21537 \frac{l}{año}$$

4.1.4.2.- Costo de operación del Grupo Electrónico

Los Costos de Operación del funcionamiento de un grupo electrógeno están sujetos a 2 factores, el primero es el consumo de combustible por parte del motor y el segundo engloba todos los aspectos referidos al mantenimiento del motor diésel y generador eléctrico.

Estos precios se pueden dividir en Porcentajes Típicos referidos al Costo de Operación Total de un grupo electrógeno diésel:

Tabla N° 30 Porcentajes de Costos de Mantenimiento

	Total (%)
Combustible	80-85
Aceite para Lubricación	4-6
Mantenimientos Programados	5-7
Repuestos	2-4
Overhauls	5

Fuente: Elaboración Propia

a) COSTO DEL COMBUSTIBLE

El costo de combustible anual con el Sistema de Generación con el Grupo Electrónico se calcula de la siguiente manera:

Ecuación 20

$$\text{Combustible Consumido} = 21537 \frac{l}{\text{año}}$$

$$\text{Costo del Combustible} = 21537 \frac{l}{\text{año}} \times \frac{1 \text{ barril}}{160l} \times \frac{175,91 \text{ Dólares}}{\text{barril}}$$

$$\text{Costo del Combustible} = 23678.6 \frac{\$}{\text{año}}$$

De la Tabla N° 31 podemos observar que el Costo de Combustible representa el 80% de los Costos de Operación, de esta manera podemos calcular los Totales.

Ecuación 21

$$\text{Costo de Operación} = \frac{\text{Costo del Combustible}}{0,8}$$

$$\text{Costo de Operación} = \frac{23678.6 \frac{\$}{\text{año}}}{0,8}$$

$$\text{Costo de Operación} = 29598 \frac{\$}{\text{año}}$$

b) COSTO DE MANTENIMIENTO

El 20% del Costo de Operación Total representa los Costos en Lubricantes, Mantenimientos Programados, Repuestos y Overhauls

Ecuación 22

$$\text{Costo de Mantenimiento} = 20\% \times \text{Costo del Combustible}$$

$$\text{Costo de Mantenimiento} = \frac{20}{100} \times 29598 \frac{\$}{\text{año}}$$

$$\text{Costo de Mantenimiento} = 5918 \frac{\$}{\text{año}}$$

Con estos datos obtenidos ponemos concluir que anualmente para tener en funcionamiento el Grupo Diésel ante cualquier emergencia tiene un costo de operación de **US\$. 29598 dólares.**

4.1.4.3.- Reducción de Emisiones de CO_2

Tomando como referencia los Factores de Emisión del AP 42 publicados en la página web de La Agencia de Protección del Medio Ambiente de los Estados Unidos de Norteamérica para motores gasolineros y diésel industriales, podemos obtener un aproximado de la cantidad en masa de las emisiones contaminantes de estos equipos en base al consumo de combustible usando grupo electrógeno Diésel.

El ejemplo de cálculo será explicado a continuación para el obtener la reducción de emisiones de los Óxidos Nitrosos (NO_x) Se consumiría anualmente un total de 87453 litros de combustible Diésel, esto llevado a unidades de energía obtendríamos el siguiente resultado:

Ecuación 23

$$\text{Energía Consumida} = V_{\text{Diésel}} \times \rho_{\text{Diésel}} \times PC_{\text{Inf}}$$

$$\begin{aligned} &\text{Energía Consumida} \\ &= 21537l \times \frac{1m^3}{1000l} \times 852.06 \frac{kg}{m^3} \times 42567 \frac{kJ}{kg} \times \frac{1BTU}{1.055506kJ} \times \frac{1MM}{1000000} \end{aligned}$$

$$\text{Energía Consumida} = 740.1 \text{ MMBTU}$$

Conociendo estos valores, podemos multiplicarlos por el Factor de Emisión para los Óxidos Nitrosos (NO_x), publicado en el AP 42, el cual es de 4.41 $lb/MMBT$. De esta manera hallamos la

masa de Óxidos Nitrosos emitida en kg al consumir combustible Diésel en un período de un año.

Ecuación 24

$$\text{Emisiones de } NO_x = \text{Energía Consumida} \times \text{Factor de Emisión}_{NO_x}$$

$$\text{Emisiones de } NO_x = 740,1 \text{ MMBTU} \times 4.41 \frac{\text{lb}}{\text{MMBTU}} \times \frac{1 \text{ kg}}{2,20462 \text{ lb}}$$

$$\text{Emisiones de } NO_x = 1480.5 \text{ kg}$$

De igual manera se calcula para los demás factores de emisión obteniendo la sgte. Tabla de resultados:

Tabla N° 31 Reducción en Emisiones basados en los Factores publicados en el AP 42

Agente Contaminador	Combustible Diésel Factor de Emisión (lb/MMBTU) Entrada de Combustible	Reducción en Emisiones (lb)	Reducción en Emisiones (kg)
NO_x	4.41	3264	1480.5
CO	0.95	703.3	319
so _x	0.29	214.7	97.4
Material Particulado ≤ 10µm	0.31	230	104.1
CO ₂	164	121376.6	55055.5
Aldehídos	0.07	51.8	23.5
Escape	0.35	259.04	117.5
Evaporativo (Canister)	0	0	0
Carter	0.01	75	3.4
Reaprovisionamiento de Combustible	0	0	0

Fuente: Elaboración Propia

Se puede observar de la Tabla que existe un ahorro significativo de emisiones contaminantes con el uso del sistema de generación eléctrica apoyado con los Aerogeneradores, sobre todo en la reducción de 55 Toneladas de CO₂ liberados a la

atmósfera, uno de los gases causantes del efecto Invernadero en el planeta.

4.1.5.- MiniCentral eólica - Venta a la red

De acuerdo con el marco legislativo del Decreto N° 1002, del 02 de mayo, Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables por el que se regula el procedimiento para la autorización de las instalaciones de producción de electricidad a partir de energía eólica, se realiza el presente estudio de viabilidad económica financiera.

4.1.5.1.- Datos de partida

4.1.5.1.1.- Producción

Se estima una producción neta total de 393,7 *MWh/año*. Esta producción corresponde a un funcionamiento aproximadamente de 4166 *h/año* equivalentes a potencia nominal (94,5 kW).

4.1.5.1.2.- Vida útil

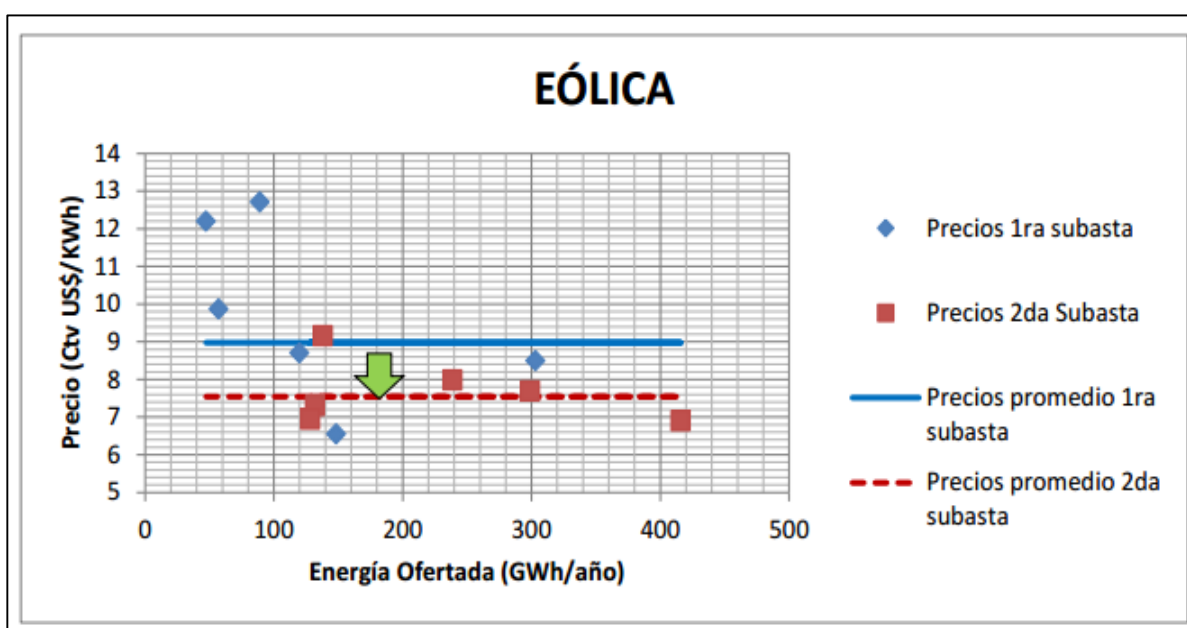
Se considera una vida útil de 20 años, empezando a funcionar en el año 2017 y funcionando todos los años excepto el primero, un total de 2,895 horas equivalentes a potencia nominal. El primer año se considera una producción del 60% debido a posibles problemas que puedan aparecer en la puesta en marcha de la Minicentral.

4.1.5.1.3.- Precio de venta

El precio promedio resultante de las ofertas adjudicadas en todas las subastas resulta igual a 7,46 Ctv *US\$/kWh*. Cabe destacar que en los precios hay un alto nivel de dispersión y han resultado menores que

los fijados por Osinergmin lo que indica que la decisión para no publicar los precios máximos establecidos por Osinergmin ha obligado a los postores a establecer precios de acuerdo con sus propias expectativas, permitiendo que a través de la subasta se descubran los precios de mercado para las distintas tecnologías RER, aspecto que deberá tomarse en cuenta para futuras convocatorias.

Gráfico N° 20 Regulación Tarifaria (OSINERGMIN)



Fuente: OSINERGMIN

4.1.5.2.- Costes e ingresos de la MiniCentral

4.1.5.2.1.- Costes de la Minicentral

Los costes de la Minicentral Eólica lo vamos a dividir en dos grandes grupos. Por un lado, los costes de inversión; y por otro, los costes de explotación.

4.1.5.2.2.- Costes de la Inversión

Corresponden a los gastos antes y durante la instalación del parque eólico, los cuales se describen a continuación.

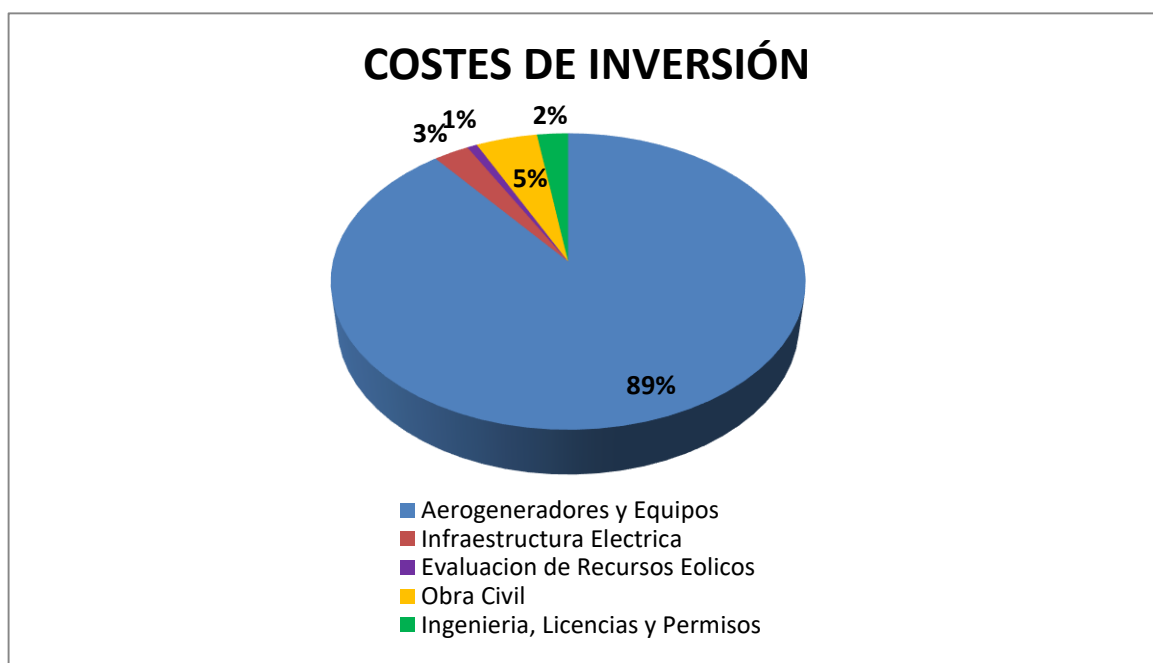
a) **COSTE UNITARIO DEL AEROGENERADOR Y EQUIPOS**

El coste del aerogenerador ENAIR 160 con todos sus componentes y elementos es de **US\$. 30879,02**, y partiendo de esto se puede decir que el coste de los 9 aerogeneradores para la MiniCentral Eólica es de: **US\$.277911,18**.

b) **EVALUACIÓN DE LOS RECURSOS EÓLICOS**

Coste de la fase de medición, que comprende la elección de una zona para realizar la medida, el montaje de la torre meteorológica toma de datos de esa torre y a continuación con esos datos hacer un estudio de los recursos eólicos de la zona.

Grafico N° 21 Porcentaje de los Costes de Inversión



Fuente: Elaboración Propia

Partiendo de que el coste de los aerogeneradores es de un 89,3% sobre el total, el cual corresponde a 277911,18 dólares, obtenemos que:

Tabla N° 32 Costes de Inversión

CONCEPTO	%	\$
Aerogeneradores y Equipos	89,3%	277911,18
Infraestructura Eléctrica	2,8%	8569,13
Evaluación de Recursos Eólicos	0,8%	2427,31
Obra Civil	4,8%	14854,76
Ingeniería, Licencias y Permisos	2,4%	7492,44
TOTAL	100%	311254,82

Fuente: Elaboración Propia

Como se aprecia, el coste de inversión de la Minicentral asciende a los **US\$. 311254,82 dólares.**

4.1.5.2.3.- Costes de explotación

Corresponden a los gastos, una vez ya instalado el parque y puesto en marcha. Se emplean en la producción de energía eléctrica, es decir, los gastos ocasionados para mantener y explotar el parque de forma segura y fiable.

Grafico N° 22 Porcentaje de los Costes de explotación



Fuente: Elaboración Propia

Según el libro Sistemas Eólicos de Producción de Energía Eléctrica, al que hacemos referencia en todo este estudio de viabilidad económica, los costes de explotación suponen,

aproximadamente, el 3,5% de la inversión cada año. Partiendo de este dato, obtenemos los costes de explotación anuales = $0,035 \times 311254,82 = 10823,92$.

Tabla N° 33 Costes de explotación

CONCEPTO	%	\$
Operaciones y Mantenimiento	57%	6209,53
Terrenos (alquiler)	16%	1743,03
Seguros e Impuestos	14%	1525,15
Gestión y Administración	13%	1416,21
TOTAL	100%	10893,92

Fuente: Elaboración Propia

Los costes de explotación/año ascienden a los **US\$. 10893,92 dólares.**

Hay que señalar que las previsiones de los costes pueden suponer un gran cambio si se realiza una mala planificación del parque, este error supondría un nuevo dimensionamiento de nuestro aerogenerador y, teniendo en cuenta el precio de cada parte del aerogenerador, supondría un aumento importante en los costes de inversión anteriormente previstos.

Tabla N° 34 Porcentaje de costes de los componentes del aerogenerador

COMPONENTE	COSTE (%)
Generador	15
Cojinetes	2
Palas del rotor	10
Cola de Orientación	4
Torre	12
Cimentación	5

Fuente: Elaboración Propia

4.1.5.2.4.- Ingresos

Los ingresos que se producen en un parque eólico son los derivados de la venta de energía. Esta actividad, en general, tiene un régimen diferente al de la venta de energías tradicionales, si estas energías recibiesen un precio por kWh similar al de cualquier central convencional, no serían rentables a nivel económico por lo que, ningún empresario invertiría en algo por lo que saliera perdiendo. El primer escenario establece el precio de venta para la tecnología eólica considerada para abastecer la Presa Cirato en la reducción del consumo energético sin venderle al sistema. Dicho precio se evaluará con el precio diario del MWh publicado por el COES para la estimación del precio medio de la energía del mercado diario (precio del POOL energético) que se establece en torno a los 3 Ctsv. *US\$/kWh*, considerando una evolución anual del precio del 0,5%, el precio de venta de la electricidad durante los siguientes 20 años para este escenario.

El segundo escenario establece el precio de venta para la creación de la Central Eólica vertiendo toda la energía al Sistema Interconectado Nacional. Dicho precio se ha estimado en torno a los 7,4783 Ctsv. *US\$/kWh*. Considerando el precio de venta de la electricidad durante los siguientes 20 años.

De las Tablas N° 45 y N° 46 podemos observar que el Sistema 2 logra obtener mayores ingresos anuales con el Precio del kWh con el contrato RER (basado en 20 años).

Tabla N° 37 Ingresos de la MiniCentral Eólica

INGRESOS		
Precio fijo. Tarifa Regulada 2012	(c\$/kWh)	
	7,4783	20 primeros años
	6,5341	A partir de 20 años
Ingresos por venta a precio fijo	c\$/kWh	
Precio/kWh (Precio Fijo)	7,4783	20 primeros años
	Energía (kWh/año)	\$/año
Total ingresos por venta a precio fijo	393700	29442,07

Fuente: Elaboración Propia

Como se puede apreciar el costo por kWh se encuentra por debajo del precio normal (8 centavos de dólar), por lo cual puede ser aceptado en el COES (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional), y ser acoplado al sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) mediante la subestación de Carhuaquero, por lo que la venta de energía eléctrica sería factible.

4.1.6.- Análisis de rentabilidad del proyecto

El análisis de rentabilidad del proyecto generada por la Minicentral Eólica de 94,5 kW de potencia nominal se muestra en la siguiente tabla no se tomará en cuenta el gasto para el personal a instalar ni del proyectista. Solo se tomará en cuenta el gasto de los equipos.

4.1.6.1.- Valor Actual Neto (VAN)

Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una

inversión. La fórmula empleada para el cálculo del Valor Actual Neto (VAN) es:

Ecuación 25

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+r)^n}$$

Siendo:

I = Valor de desembolso inicial de inversión.

Q_n = Flujos de caja, es decir, ingresos menos costes de explotación.

N = Número de periodos considerado (20 años).

r = Tipo de interés.

Si el proyecto no tiene riesgo, se tomará como referencia el tipo de la renta fija, de tal manera que con el VAN se estimará si la inversión es mejor que invertir en algo seguro sin riesgo específico. Cuando el VAN toma el valor igual a cero, “ r ” pasa a llamarse TIR. La TIR es la rentabilidad que nos está proporcionando el proyecto.

Tabla N° 38 Interpretación del VAN

VALOR	SIGNIFICADO	DECISIÓN A TOMAR
$VAN > 0$	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida (r)	El proyecto puede aceptarse
$VAN < 0$	La inversión produciría pérdidas por encima de la rentabilidad exigida (r)	El proyecto debe rechazarse
$VAN = 0$	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas	Dado que el proyecto no entrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida (r), la decisión debería basarse en otros criterios, como la obtención de un mejor posicionamiento en el mercado u otros factores.

Fuente: Elaboración Propia

4.1.6.1.1.- Resumen de costos e inversión del proyecto

Tabla N° 39 Presupuesto de inversión para el aerogenerador ENAIR

Concepto	Precio	%
1. Aerogeneradores y equipos	277911,18	89,30
2. Infraestructura eléctrica	8569,13	2,80
3. Evaluación de recursos eólicos	2427,31	0,80
4. Obra Civil	14854,76	4,80
5. Ingeniería, licencias y permisos	7492,44	2,40
Total del Presupuesto	311254,82 \$ (100%)	

Fuente: Elaboración Propia

4.1.6.1.2.- Resumen de costos de explotación del proyecto

Tabla N° 40 Presupuesto de operación y mantenimiento para el aerogenerador ENAIR

Concepto	Precio	%
1. Operaciones y Mantenimiento	6209,53	57
2. Terrenos (Alquiler)	1743,03	16
3. Seguros e Impuestos	1525,15	14
4. Gestión y Administración	1416,21	13
Total del Presupuesto	10893,92 \$ (100%)	

Fuente: Elaboración Propia

4.1.6.1.3.- Resumen de costos del ahorro del Grupo Diésel

Tabla N° 41 Presupuesto de operación y mantenimiento del Grupo Diésel

Concepto	Precio	%
1. Combustible	23678,6	80
2. Mantenimiento	5918	20
Total del Ahorro	29596,6 \$ (100%)	

Fuente: Elaboración Propia

El valor actual neto es muy importante para la valoración de inversiones en activos fijos, a pesar de sus limitaciones en considerar circunstancias imprevistas o excepcionales de mercado. Si su valor es mayor a cero, el proyecto es rentable, considerándose el valor mínimo de rendimiento para la inversión. De acuerdo con las tasas de interés vigentes a nivel internacional, se consideran entre el 6% y 9%

asociadas a préstamos de largo plazo (10 años), por lo que para nuestro proyecto tomaremos una tasa de interés del 8%, teniendo en cuenta que dicho % es considerado para los parques eólicos en Perú.

A continuación, se va a estimar el coste unitario de producción de electricidad de nuestro aerogenerador en cuestión:

Energía producida anualmente: 393700 kWh

Inversión: $I = 311254,82 \$$

Ingresos: $29442,07 + 29596,6 = 59038,67 \$$

$OM_0 = 10893,92 \$$

El valor presente de todos los costes de explotación OMT y de todos los costes financieros FT se calcula:

Ecuación 26

$$OMT = OM_0 x \left(\frac{1+z}{r-z} \right) x \left[1 - \left(\frac{1+z}{1+r} \right)^n \right]$$

$$= 10893,92 x \left(\frac{1+0,03}{0,06+0,03} \right) x \left[1 - \left(\frac{1+0,03}{1+0,06} \right)^{20} \right]$$

$OMT = 54463,7 \$$

$$FT = i x I \left[1 - \frac{1}{(1+r)^2} \right] x \frac{1}{r} = 0,06 x 311254,82 x \left[1 - \frac{1}{(1+0,03)^2} \right] x \frac{1}{0,06}$$

$FT = 17867,3 \$$

Con lo cual, el coste unitario de producción del kWh eléctrico en unidades monetarias constantes (unidades del año cero) se calcula como sigue:

Ecuación 27

$$Coste = \frac{I + OMT + FT}{n x E} = \frac{311254,82 + 54463,7 + 17867,3}{20 x 393700} = 0,049 \$/kWh$$

4.1.6.2.- Cálculo del VAN

Con el fin de averiguar si la inversión realizada producirá ganancias o pérdidas, se calcula los Flujos Netos de Efectivos por cada periodo:

Tabla N° 42 *Flujos Netos de Efectivos*

AÑO DE OPERACIÓN	INGRESOS TOTALES	EGRESOS TOTALES	FLUJO NETO DE EFECTIVO
1	59,038.67	10,892.92	48,145.75
2	56,823.10	10,493.10	46,330.00
3	61,092.45	11,892.92	49,199.53
4	40,546.78	13,419.20	27,127.58
5	62,971.56	9,287.12	53,684.44
6	57,653.00	10,180.32	47,472.68
7	58,038.17	12,892.92	45,145.25
8	59,457.09	10,000.00	49,457.09
9	58,501.24	10,867.45	47,633.79
10	57,982.71	10,142.02	47,840.69
11	57,464.18	10,352.82	47,111.36
12	49,678.78	10,892.92	38,785.86
13	55,759.29	6,350.17	49,409.12
14	32,586.64	8,583.35	24,003.29
15	38,259.00	6,892.92	31,366.08
16	43,931.36	5,272.00	38,659.36
17	59,038.67	4,982.31	54,056.36
18	20,142.89	6,861.43	13,281.46
19	46,498.56	6,423.00	40,075.56
20	41,789.73	4,987.23	36,802.50

Fuente: *Elaboración Propia*

Tener en cuenta que del año 1 al 20 son Flujos Netos Proyectados, es decir para cada año se ha previsto de diferentes acontecimientos: Fallas mecánicas, mantenimientos correctivos, etc. Con el fin de poder tener años con distintos ingresos y tener un cálculo más exacto.

Se realizará el cálculo del VAN con 2 métodos:

1. Se calculará con la fórmula para cada periodo del año.
2. Haremos uso del Programa Microsoft Excel.

1. POR FÓRMULA:

DATOS	VALORES
Número de periodos	20
Tipo de periodo	Anual
Tasa de descuento (i)	8%

Tabla N° 43 Periodos Anuales – Método N°1

DETALLE	PERIODOS ANUALES													
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
FLUJO NETO DE EFECTIVO PROYECTADO	-US\$ 311,254.82	US\$ 48,145.75	US\$ 46,330.00	US\$ 49,199.53	US\$ 27,127.58	US\$ 53,684.44	US\$ 47,472.68	US\$ 45,145.25	US\$ 49,457.09	US\$ 47,633.79	US\$ 47,840.69	US\$ 47,111.36	US\$ 38,785.86	US\$ 49,457.09

$$VAN = -I + \sum \frac{Q_n}{(1 + i)^n}$$

$$VAN = -311254,82 + \sum \left[\frac{48145,75}{(1 + 0,08)^1} + \frac{46330}{(1 + 0,08)^2} + \frac{49199,53}{(1 + 0,08)^3} + \frac{27127,58}{(1 + 0,08)^4} + \frac{53684,44}{(1 + 0,08)^5} + \frac{47472,68}{(1 + 0,08)^6} + \frac{45145,25}{(1 + 0,08)^7} + \frac{49457,09}{(1 + 0,08)^8} + \frac{47633,79}{(1 + 0,08)^9} + \frac{24003,29}{(1 + 0,08)^{10}} + \frac{31366,08}{(1 + 0,08)^{11}} + \frac{38659,36}{(1 + 0,08)^{12}} + \frac{54056,36}{(1 + 0,08)^{13}} + \frac{13281,46}{(1 + 0,08)^{14}} + \frac{47111,36}{(1 + 0,08)^{15}} + \frac{38785,86}{(1 + 0,08)^{16}} + \frac{49457,09}{(1 + 0,08)^{17}} + \frac{49457,09}{(1 + 0,08)^{18}} + \frac{49457,09}{(1 + 0,08)^{19}} + \frac{49457,09}{(1 + 0,08)^{20}} \right]$$

$$VAN = \text{US\$ } 115,778.60$$

2. USANDO LA FÓRMULA VNA DE EXCEL:

DATOS	VALORES
Número de periodos	20
Tipo de periodo	Anual
Tasa de descuento (i)	8%

Tabla N° 44 Periodos Anuales – Método N°2

DETALLE	PERIODOS ANUALES													
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
FLUJO NETO DE EFECTIVO PROYECTADO	-US\$ 311,254.82	US\$ 48,145.75	US\$ 46,330.00	US\$ 49,199.53	US\$ 27,127.58	US\$ 53,684.44	US\$ 47,472.68	US\$ 45,145.25	US\$ 49,457.09	US\$ 47,633.79	US\$ 47,840.69	US\$ 47,111.36	US\$ 38,785.86	US\$ 49,409.12

No.	FNE	(1+i) ⁿ	FNE(1+i) ⁿ
0	-US\$ 311,254.82		- US\$ 311,254.82
1	US\$ 48,145.75	1.08	US\$ 44,579.40
2	US\$ 46,330.00	1.17	US\$ 39,720.51
3	US\$ 49,199.53	1.26	US\$ 39,056.17
4	US\$ 27,127.58	1.36	US\$ 19,939.58
5	US\$ 53,684.44	1.47	US\$ 36,536.73
6	US\$ 47,472.68	1.59	US\$ 29,915.84
7	US\$ 45,145.25	1.71	US\$ 26,341.82
8	US\$ 49,457.09	1.85	US\$ 26,720.13
9	US\$47,633.79	2.00	US\$ 23,828.75
10	US\$ 47,840.69	2.16	US\$ 22,159.50
11	US\$ 47,111.36	2.33	US\$ 20,205.25
12	US\$ 38,785.86	2.52	US\$ 15,402.40
13	US\$ 49,409.12	2.72	US\$ 18,167.63
14	US\$ 24,003.29	2.94	US\$ 8,172.19
15	US\$ 31,366.08	3.17	US\$ 9,887.90

4.1.6.3.- Tasa Interna de Retorno (TIR)

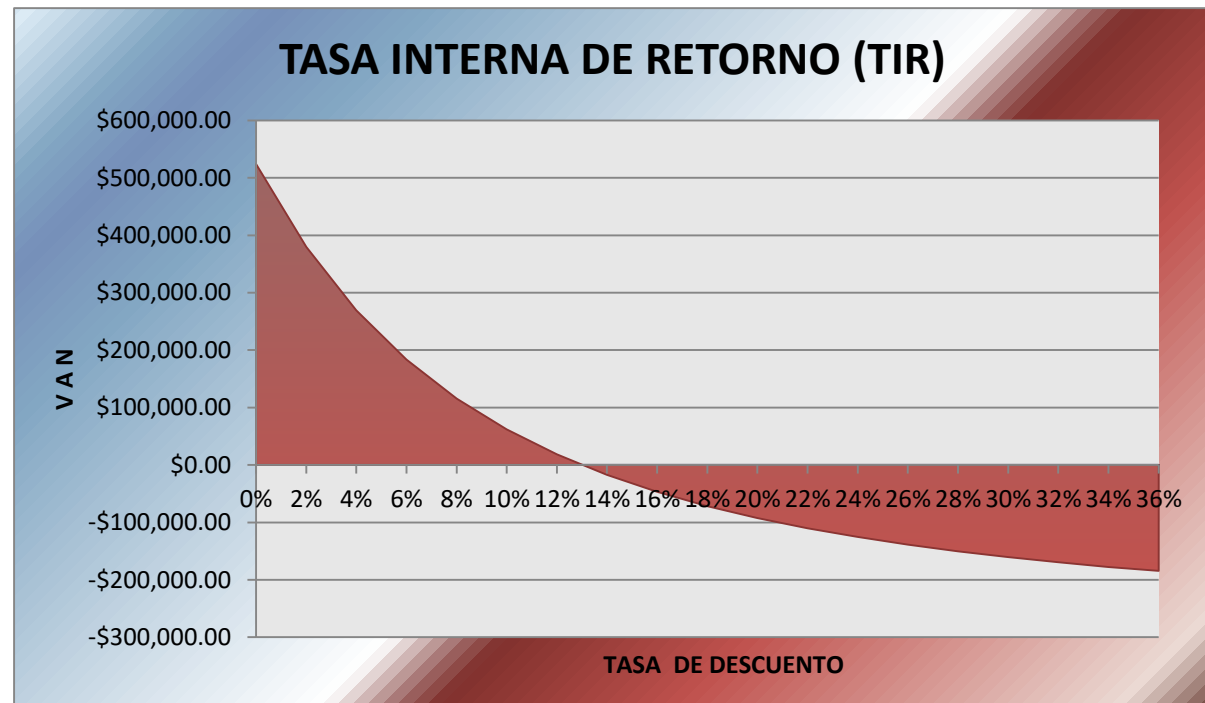
La TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, si la inversión no tiene riesgo. Si la tasa de rendimiento del proyecto (TIR) supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, se rechaza:

TASA DE DESCUENTO	VAN
0%	US\$ 524,332.93
2%	US\$ 379,801.71
4%	US\$ 269,219.96
6%	US\$ 183,369.83
8%	US\$ 115,778.60
10%	US\$ 61,844.19
12%	US\$ 18,254.45
14%	- US\$ 17,402.95
16%	- US\$ 46,905.51
18%	- US\$ 71,577.84
20%	- US\$ 92,417.96
22%	- US\$ 110,185.86
24%	- US\$ 125,466.29
26%	- US\$ 138,713.61
28%	- US\$ 150,284.32
30%	- US\$160,460.66
32%	- US\$ 169,468.10
34%	- US\$ 177,488.24
36%	- US\$ 184,668.57

4TIR=	12.98%
--------------	---------------

Figura N° 45 Tasa Interna de Retorno (TIR)

Gráfico N° 23 Tasa Interna de Retorno



4.1.6.4.- Amortización

El período de amortización es el valor más importante a la hora de evaluar la viabilidad económica del parque, ya que dependiendo de este dato algunos empresarios optan por llevar a cabo el proyecto eólico, o, por el contrario, desestiman hacer la inversión.

$$\text{Plazo de amortización} = \frac{\text{Costes de inversión}}{\text{Ingresos anuales} - \text{Costes de explotación}}$$

$$\text{Plazo de amortización} = \frac{\$ 313254,82}{59038,67 \frac{\$}{\text{año}} - \$ 10893,92} = 6,5 \text{ años}$$

Con lo que se estima que la inversión de la MiniCentral eólica estará totalmente amortizada en un periodo de 6,5 años.

Considerando que la vida útil de un parque de las características de este proyecto está por encima de los 20 años, podemos afirmar que a partir del sexto año la inversión estaría totalmente amortizada y a partir de ahí hasta el final de la vida útil del parque, que como mínimo está estimada en 14 años más; todos los ingresos, menos los gastos de explotación serán beneficio industrial. Por tanto, invirtiendo en este tipo de energía, no sólo estamos ganando dinero, sino que, además, también estamos intentando frenar el cambio climático, con lo que conlleva, debido a la importante reducción de las emisiones de dióxido de carbono que estamos transmitiendo a la atmósfera.

A fin de cuenta, no sólo está ganando el empresario que ha realizado el parque, sino que hemos ganado todos ya que nuestra atmósfera será un poco más limpia.

4.1.6.5.- Conclusiones

La rentabilidad del proyecto se resume en la tabla siguiente:

Tabla N° 46 *Flujos Netos de Efectivos*

	VAN (\$)	TIR (%)	AMORTIZACIÓN (Años)
SEGUNDO ESCENARIO	115788,6	12,98	6,5

Fuente: *Elaboración Propia*

A la vista de los resultados mostrados en el apartado anterior se puede concluir que el proyecto es viable desde el punto de vista económico para el segundo escenario.

En el segundo escenario estudiado el valor actual neto es positivo y el valor de la tasa interna del proyecto es superior a la tasa de descuento considerada (8%), por lo que el proyecto reportará beneficios a partir del sexto año de vida útil.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1.- CONCLUSIONES

- a) El estudio del presente trabajo determina que, mediante el análisis de los indicadores financieros (VAN y TIR) de poder escoger el mejor uso para la MiniCentral Eólica entre reemplazar el Grupo Electrógeno de Emergencia o como venta de energía, se determino que la segunda opción es la mas viable técnica y económicamente presentado un costo total de inversión de **US\$. 311,254.82 Dólares**, con lo que se estima que la inversión de la MiniCentral eólica estará totalmente amortizada en un periodo de 6,5 años.
- b) Se determino la evaluación del potencial eólico en la zona de estudio mediante el uso de los 2 potentes programas: WindroGrapher y WRPLOT, donde se obtiene generar al año 393,700 kWh.
- c) Los Aerogeneradores Enair 160 de 10,5 kW de potencia nominal fueron seleccionados para trabajar directamente conectados a la red del SIN (Sistema Interconectado Nacional), debido a que tienen un gran diámetro de rotor generan mayor cantidad de energía eléctricas a velocidades bajas del viento, esto se vio reflejado al calcular y comprar la energía eléctrica (kWh) en el Software.
- d) Con el arreglo de 9 Aerogeneradores Enair 160 de 10,5 kW *c/u* se logra generar al año 393,700 kWh de energía eléctrica, esto quiere decir que se dejara de emitir a la atmosfera 90 Toneladas de CO_2 .
- e) El potencial de aprovechamiento energético en la zona de estudio es practicamente inagotable por lo que es técnicamente factible por contar con los recursos eólicos disponibles.

5.2.- RECOMENDACIONES

- a) Los aerogeneradores siempre deben de estar en buenas condiciones en la limpieza de las palas, no deben de presentar rastros de polvo u otro elemento que cause un incremento en las pérdidas de potencia.
- b) Que dicha investigación no solo quede en un estudio técnico económico, sino hacer todo lo posible para insertarlo dentro de los mecanismos de desarrollo y complementación institucional, para obtener así un mayor conocimiento de estos recursos renovables que en los últimos años se están volviendo indispensables para el desarrollo sostenible.
- c) Si bien el estudio se realizo con una proyección de 12 a 90 metros de altura, se es recomendable que para un análisis más riguroso se implementen veletas y anemómetros a diferentes alturas.
- d) Sera recomendable difundir y apoyar la investigación sobre la evaluación de validez técnico económico del proyecto, basándose en tecnologías apropiadas (utilización de Software para una mayor precisión.
- e) Los sistemas eólicos se convierten en la primera alternativa de solución a problemas de energía eléctrica para comunidades alejadas de las redes de distribución eléctrica y además se pueden conseguir casi en su totalidad mediante energías alternativas.
- f) El análisis relacionado con la aplicación de sistemas eólicos para la generación de energía eléctrica requiere de estudios detallados, principalmente en lo que se refiere a los recursos disponibles (viento). Por lo que es necesario incentivar la realización de estudios de determinación de potenciales energéticos en diversas zonas del departamento de Lambayeque.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Ministerio de Energía y Minas situación actual de la Energías Renovables en el Perú (Plataforma GVEP Perú). Oficina de planeamiento, Inversiones y Cooperación Internacional. Ing. Guillermo A. Tardillo H, Tarapoto, junio 2008.
2. El estado actual del uso de la energía eólica en el Perú Manfred Horn, Universidad Nacional de Ingeniería – Lima – Perú.
3. Samsonov V., ENERGÍA EÓLICA Y DISEÑO DE AEROGENERADORES, Separata del Curso Tópicos Selectos de Ingeniería Mecánica A (MEC 375), Pontificia Universidad Católica del Perú – Lima, 2002 - 1.
4. GIPE, P.(2000) “Energía Eólica Practica” 1ra Edición: Progensa. Sevilla - España.
5. “Diseño de un Sistema de Calefacción Alimentado por un Aerogenerador” Tesis Para Optar El Título Profesional de: Ingeniero Mecánico Electricista. Autor: Luis Gonzales (PUCP).
6. “Estudio de Evaluación del Recurso Eólico y Proyecto de Ingeniería Básica de un Parque Eólico en Tierras de España”, Tesis realizada por Natala Córtez Sanz.
7. “Atlas de Energía Eólica del Perú” publicación del Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología (SENAMHI) en convenio con la Dirección Ejecutiva de Proyectos del Ministerio de Energía y Minas (DEP-MEM) en 2003.
8. Datos de velocidad de viento SENAMHI PERÚ.
9. N.T.E. EM.090 Instalaciones Con Energía Eólica.
10. CNE - Sección 350.

WEBGRAFÍA

1. [http:// www.balner.com/](http://www.balner.com/)
2. <http://www.proviento.com.pe/>
3. <http://deltavolt.pe/atlas/eolico>
4. <http://www.senamhi.gob.pe/sinoptica.php>
5. www.conergy.com
6. <http://www.windpower.org/>
7. <http://dger.minem.gob.pe/atlaseolico/PeruViento.html>
8. <http://www.bergey.com/>
9. <http://www.provenenergy.co.uk/>
10. <http://www.enair.es/energia/minieolica>
11. www.indeco.com
12. <http://www.schneider-electric.com.pe/sites/peru/es/productos-servicios/distribucion-electrica/distribucion-electrica.page>
13. www.bornay.com
14. <https://eosweb.larc.nasa.gov/>
15. <http://www.pveducation.org/>
16. <http://www.amdee.org/>
17. <http://www.accion.com/es/energias-renovables/energia-eolica/>
18. https://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_e%C3%B3lica

ANEXOS

1. Ficha Técnica Del Inversor.
2. Ficha Técnica Del Aerogenerador.
3. Cotización Del Aerogenerador y Equipos.
4. Detalle del Montaje de los Equipos Eólicos.
5. Diagrama Unifilar.
6. Canalización Subterránea.
7. Alineación.
8. Cables NYY Unipolar 0.6/1 kV.
9. SOFTWARE WRPLOT ViewTM

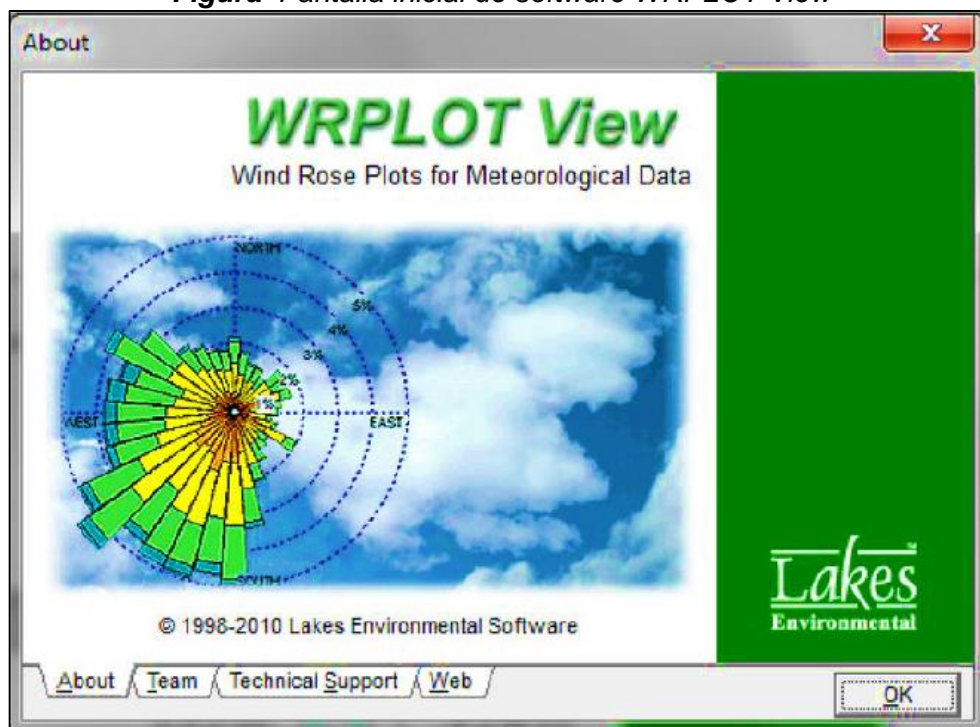
ANEXO - SOFTWARE WRPLOT View™

WRPLOT es un programa de libre distribución para Windows que representa rosas de los vientos. Reconoce algunos de los formatos de archivos de datos meteorológicos más populares e incluye también una función para generar archivos.sam que permite importar datos desde Excel. Antes de instalar, es preciso registrarse en <http://www.weblakes.com> y obtener un código de activación (gratuito).

El proceso para importar datos desde Excel es:

Se abre el programa y se da click en ok.

Figura Pantalla inicial de software WRPLOT View



Fuente: Elaboración Propia

Luego, en la pestaña **Tools** se da click a **Import from Excel**, se selecciona el archivo. Se abrirá el archivo de Excel y en la parte superior a la izquierda se observa 2 pestañas: **Data Fields** y **Station Information**. Se debe indicar al programa en que columna están los datos correspondientes a Year, Month, Day, Hour, Wind Direction, Wind Speed y Hourly Precipitation. Se debe tener cuidado de indicar en

que formato están los datos (m/s, Knots, Km/h, mm, inches) en la pestaña **Unit in Excel File**.

Figura Pantalla para importar datos desde Excel

#	Data Field Name	Excel Column Name	Missing Indicator in Excel File	Unit in Excel File	Number Type
1	Year			N/A	YY. YYYY
2	Month			N/A	1 to 12
3	Day			N/A	1 to 31
4	Hour			01 to 24	00 to 23, 01 to 24

First Row to Import: 1 Set Last Row to Import: 1 Set Import

Excel File SAMSON File

	A	B	C	D	E	F
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						

Help Close

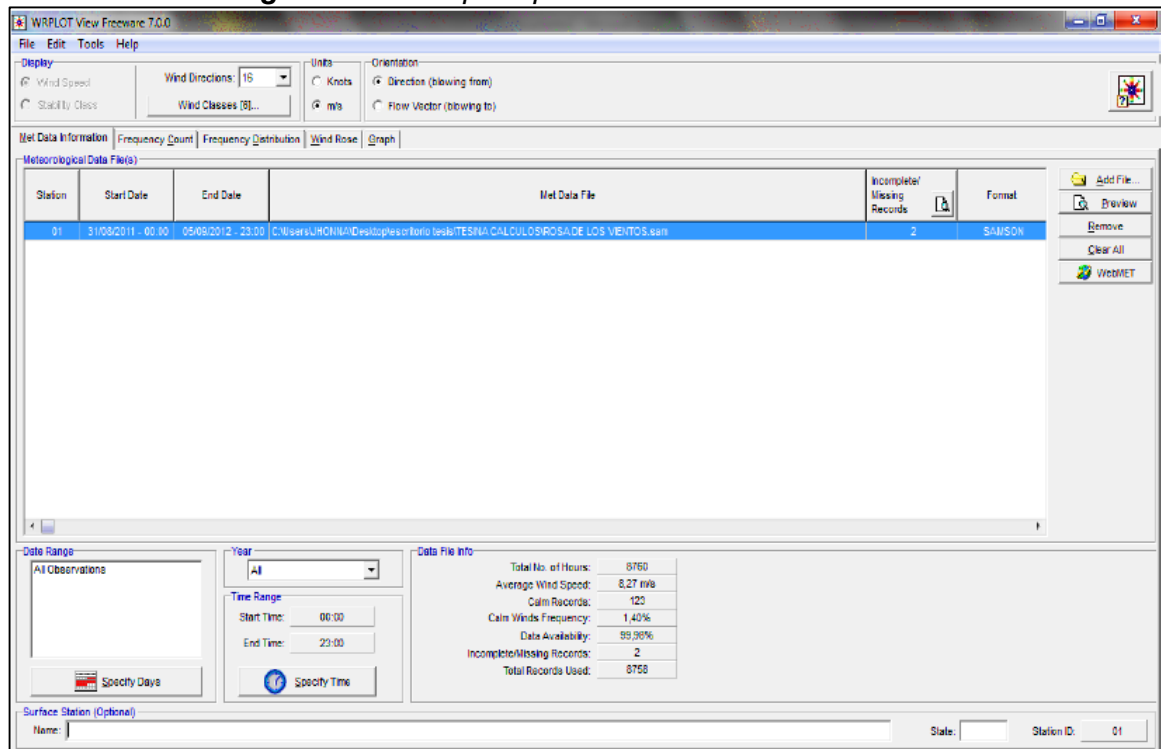
Fuente: Elaboración Propia

Ahora bien, en First Row to import y en Last Row to import, se debe indicar las filas que deben incluirse a la hora de importar el archivo, es decir, si en la primera fila esta la cabecera, se debe especificar al programa que los datos empiezan en la fila 2.

Una vez rellenados estos datos se pasa a la pestaña Station Information, en donde se pone el nombre de la estación, su ID, sus coordenadas, franja horaria y Altitud. Con esto la estación quedará memorizada para próximos análisis.

Por último, se va a la pestaña Import y automáticamente se creará un archivo.sam que ya se puede abrir desde WRPLOT, para ello se va a la pestaña **Add File** y se señala en el tipo de archivo.sam. Cuando se abra el archivo se tiene esta vista:

Figura Pantalla principal del software WRPLOT View



Fuente: Elaboración Propia

Por defecto se ubica en la pestaña **Met Data Information**, se puede elegir el número de clases de viento que queremos, indicar otra vez si los datos se quieren en Knots o m/s, si el viento se representará desde donde sopla o hacia donde sopla y cuestiones relacionadas con el calendario y la hora. También se tiene la información de la cantidad de horas importadas, también la intensidad media del viento y el número de calmas (por defectos vientos de menos de 0.5 m/s) que hay, así como su porcentaje.

En la pestaña **Wind Rose**, se tiene la Rosa de los Vientos, en la pestaña **Options** se tiene la posibilidad de hacer cambios en ella y en **Export** se puede exportar a Google Earth.

Dentro de la pestaña Wind Rose si se va a Tools se puede entrar en Precipitation Intensity y se tiene una Rosa que mostrará de donde han venido las lluvias y que intensidad han tenido.