UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA

SANTIAGO – CHILE

Estudio de Viabilidad Técnico-Económico de Instalación de Parque Eólico localizado en Arauco, Región del Biobío

VICENTE ANIBAL COLDEIRA MEDRANO

Profesor Guía: Ph.D. Alex Flores

Profesor Correferente: Ph.D. Rodrigo Barraza

MEMORIA PARA OPTAR AL TITULO DE INGENIERO CIVIL MECANICO

OCTUBRE, 2017

Agradecimientos

La ingeniería siempre fue una rama que mi padre admiró, siempre fue una rama que mi padre utilizó, el ingenio para resolver problemas siempre fue una característica inherente a su personalidad y le permitió ser quien fue y formar gran parte de mi personalidad, sin él hoy no soy quien soy, a él y a mi madre, quien es la persona que me genera el sentimiento más grande de admiración en lo constituye para mí, el universo, por constituir la persona quien soy, a mi familia a mis hermanas quienes son la representación más sincera del amor, a ellos dedico este trabajo de título que constituye el primer paso a mi formación como ingeniero integral y a generar un aporte, a provocar un cambio que contribuye a la sociedad que a mi parecer genera un equilibrio entre el desarrollo social y natural, agradezco a mis formadores quienes me enseñaron hoy en día usar herramientas para contribuir a una causa que a mi parecer es justa, a la Universidad Técnica de Dinamarca quienes me facilitaron el software WAsP para realizar este estudio, a mi equipo de trabajo de Trinergy, quienes forman parte hoy en día del grupo al que dedico mi labor día a día, agradezco a mis amigos ya que sin ellos las vías de escape se hubiesen reducido y quizás el tiempo hubiese sido más amargo, al final de cuenta, ellos son una medida tanto cualitativa como cuantitativa de la felicidad. Y sin lugar a duda, creo que cada proceso es importante, cada momento vivido es importante, y cada situación me formó como la persona que hoy por hoy soy, y al final del día, hago una evaluación técnico-económica del proceso vivido y estoy agradecido de ser quien soy.

Índice General

1. Introducción 10
1.1. Situación Energética Global 10
2. Problemática Inicial 11
3. Objetivos 11
3.1. Objetivo General 11
3.2. Objetivos Específicos 11
4. Estado del Arte 12
4.1. Marco Teórico 12
4.1.1. Recurso Del Viento: Origen 12
4.1.2. Otros patrones atmosféricos de circulación 12
4.1.3. Características claves para estimar el recurso 13
4.1.3.1. Escala Temporal 13
4.1.3.2. Escala Espacial 14
4.1.3.3. Otras características del recurso 14
4.1.4. Estimación del Potencial Eólico 14
4.1.5. Capa Límite Atmosférica 15
4.1.5.1. Turbulencia 15
4.1.5.2. Viento Estacionario (Variación con la altura) 16
4.1.6. Efectos del Terreno en las Características del Viento. 18
4.1.6.1. Terreno Plano 18
4.1.6.2. Terreno no Plano 18
4.1.7. Análisis de la Data del Viento y la Estimación del Recurso 19
4.1.8. Producción de Energía de Aerogeneradores. 19
4.1.9. Métodos Directos del Análisis de la Data, Caracterización del Recurso, y Productividad de las Turbinas 20
4.1.9.1. Uso Directo de la Data 20
4.1.9.2. Método de Bins 20
4.1.9.3. Curva de Duración de Potencial y Velocidad de la Data 21
4.1.10. Análisis estadístico de los datos de viento 22
4.1.10.1. Función Densidad de Probabilidad 22
4.1.10.2. Función de Distribución acumulada 23
4.1.10.3. Distribución de Probabilidad comunes 23

4.1.11. Velocidad Extrema de Viento 24
4.1.12. Estimación de la Producción energética de las Turbinas usando Técnicas Estáticas. 25
4.1.13. Evaluación del Recurso Regional del Viento 25
4.1.14. Medición del Viento e Instrumentación 26
4.1.14.1. Generalidades de Instrumentación 26
4.1.14.2. Sistemas de Recopilación de Datos 26
4.1.14.3. Componentes del análisis de velocidades de viento 26
4.1.15. Aerodinámica de Turbinas de Viento 27
4.1.15.1. Teoría del Momento Unidimensional y el Límite de Betz 27
4.1.15.2. Turbina de Viento de Eje Horizontal con Rotación de Estela 29
4.1.15.3. Perfil Alar y conceptos generales de aerodinámica 30
4.1.15.4. Diseño del Rotor 31
4.1.15.5. Curvas de Rendimiento 31
4.1.15.5.1. Curva de Rendimiento $Cp - \lambda$ 31
4.1.15.5.2. Curva $CQ - \lambda$ 32
4.1.15.5.3. Curva $CT - \lambda$ 33
4.2. Contexto Tecnológico 33
4.2.1. Contexto tecnológico Internacional 33
4.2.2. Situación Nacional Energía Eólica. 35
4.2.2.1. Parque Eólico las Peñas 35
4.2.2.1.1. Descripción General 35
4.2.2.1.2. Localización 36
4.2.2.1.3. Superficie 36
4.2.2.1.4. Vida útil del proyecto 36
4.2.2.1.5. Monto de Inversión 36
5. Hipótesis 36
6. Restricciones sociales, ambientales y de infraestructura. 37
6.1. Descripción del proyecto 37
6.2. Infraestructura 38
6.3. Identificación y evaluación de impactos ambientales. 40
6.3.1. Inventario ambiental 40
6.3.2. Factores afectados 43
6.3.3. Clasificación de los impactos 43
6.4. Condicionamientos Parque eólico Arauco 47
6.4.1. Ruido 47

6.4.2. Fauna....51
6.4.3. Flora....51
6.4.4. Factores de interés humano....51
7. Descripción del potencial eólico en el sitio seleccionado....52
7.1. Situación actual de la Provincia de Arauco....52
7.2. Explorador de energía eólica....52
7.3. Área de estudio....53
7.4. Resumen de la campaña de medición (Latwind)....54
7.5. Procesamiento de datos obtenidos por la empresa encargada (Latwind) y el Explorador eólico de la Universidad de Chile....55
7.5.1. Estacionalidad de la velocidad y densidad de potencia del viento....55
1.1. Densidad de potencia del viento en el sitio seleccionado....57
7.5.2. Histograma de frecuencias y curva de Weibull....58
7.5.3. Rosa de vientos....59
7.5.4. Rugosidad....60
7.5.5. Extrapolación en altura....61
8. Identificación y evaluación de turbinas eólicas....62
8.1. Clase del aerogenerador....62
8.2. Modelos Elegidos....63
8.3. Calculo de la energía producida....65
8.4. Diseño del parque....65
8.4.1. Efecto de la orografía....65
8.4.2. Evaluación de la energía media anual producida....67
9. Microlocalización óptima de turbinas eólicas....68
10. Estudio de prefactibilidad económico....70
10.1. Inversión (CAPEX)....71
10.2. Gastos operacionales (OPEX)....71
10.3. Ingresos....71
10.3.1. Ingreso por energía....71
10.3.2. Ingreso por potencia de suficiencia....72
10.3.3. Ingresos por venta de bonos de carbono....73
10.3.4. Flujo de caja....74
11. Conclusiones....77
12. Anexo....79
12.1. Anexo I....79
12.2. Anexo II....80

12.3. Anexo III 84

Índice de Figuras

Figura 1. 1: Proyección Consumo Energético En Cuadrilones De Btu [1].....10
Figura 1. 2: Matriz Energética Mundial En Trillones De Kwh [1]. 11

Figura 4. 1: Patrón De Circulación De Los Vientos Superficiales En El Mundo [3].....12
Figura 4. 2: Curva De Potencia De Un Aerogenerador.....19
Figura 4. 3: Ejemplo De Curva De Duración De Velocidad [5]. 22
Figura 4. 4: Curva De Duración De Potencia [5]. 22
Figura 4. 5: Rosa De Vientos Explorador Eólico. 27
Figura 4. 6: Modelo De Una Turbina De Viento [5].....28
Figura 4. 7: Modelo Del Tubo De Corriente Con Estela Rotacional [5] 29
Figura 4. 8: Comparación Del Coeficiente De Potencia Para Una Turbina Horizontal Con Y Sin Estela Rotacional. [5] 30
Figura 4. 9: Fuerzas Y Momentos Característicos En Un Perfil Alar [5].....30
Figura 4. 10: Curva De Rendimiento Para Una Turbina De Tres Alabes [8].....32
Figura 4. 11: Efectos De Cambio En Coeficiente De Potencia Según La Cantidad De Alabes [8] 32
Figura 4. 12: Generación Energética Mundial Mediante Ernc En Trillones De Kwh [1] 33
Figura 4. 13: Potencia Eólica Instalada En La Matriz Energética Mundial Del Año 2011 Al Año 2015 [9] 34
Figura 4. 14: Localización Geográfica Parque Eólico Las Peñas (Servicio De Evaluacion De Impacto Ambiental, 2013).....80

Figura 5.1: Principales Componentes De Un Aerogenerador Y Su Respectiva Conexión Eléctrica [12].....38
Figura 5. 2: Esquema Unifilar Eléctrico De Un Parque Eólico [13].....39
Figura 5. 3: Configuración De La Generación Y Transporte De La Energía Eléctrica De Un Parque Eólico [13].....39
Figura 5. 4: Temperaturas Y Precipitaciones En La Provincia De Arauco [14] 41
Figura 5. 5: Relación Del Área Del Proyecto Con El Sitio Prioritario "Humedal Tubul-Raqui".....42
Figura 5. 6: Niveles De Sonido Alrededor De Aerogeneradores Configuración Perpendicular A La Dirección Del Viento [18]. 48
Figura 5. 7: Niveles De Sonido Alrededor De Aerogeneradores Configuración Paralela A La Dirección Del Viento [18]. 48
Figura 5. 8: Niveles De Sonido Alrededor De Aerogeneradores Configuración Perpendicular A La Dirección Del Vientos [18].....49
Figura 5. 9: Niveles De Sonido Alrededor De Aerogeneradores Configuración Paralela A La Dirección Del Viento [18]. 49
Figura 5. 10: Niveles De Sonido Alrededor De Aerogeneradores Configuración Perpendicular A La Dirección Del Viento [18]. 50
Figura 5. 11: Niveles De Sonido Alrededor De Aerogeneradores Configuración Paralela A La Dirección Del Viento [18]. 50

Figura 6. 1: Mapa De La Provincia De Arauco, Región Del Biobío. [19]. 52
Figura 6. 2: Mapa De Velocidad De Viento Media Anual A 95 Metros [28] 53

Figura 6. 3: Ubicación Del Sitio Seleccionado Para El Desarrollo Del Parque Eólico Arauco.....54

Figura 7. 1: Densidad De Potencia Eólica Proyecto Parque Eólico Arauco 66
Figura 7. 2: Velocidad Media Del Viento Proyecto Parque Eólico Arauco. 66

Figura 8. 1: Microlocalización De Centrales De Generación Parque Eólico Arauco.....70

Figura 9. 1: Precio Promedio Resultante Por Bloque: Licitación 2015/01 [22] 72

Índice de Gráficos

Gráfico 6. 1: Variación De La Velocidad Del Viento Durante El Año 2016. 56
Gráfico 6. 2: Variación De La Densidad De Potencia Presente En El Sitio Durante El Año 2016. 56
Gráfico 6. 3: Densidad De Potencia A Distintas Velocidades Registradas En El Sitio Seleccionado Por Medio De La Empresa Encargada Latwind. 57
Gráfico 6. 4: Densidad De Potencia A Distintas Velocidades Registradas Mediante El Explorador Eólico De La Universidad De Chile. 58
Gráfico 6. 5: Histograma De Frecuencia De Velocidades Obtenidos Del Explorador Eólico. 58
Gráfico 6. 6: Función De Distribución De Probabilidad Weibull Para Predecir Las Velocidades Del Viento. 59
Gráfico 6. 7: Rosa De Vientos De La Frecuencia Dominante Del Viento A 78 [M]. 60
Gráfico 6. 8: Perfil De Velocidades A Una Altura De 200 Metros Con Los Datos Recopilados Por El Explorador Eólico. 62
Gráfico 6. 9: Perfil De Velocidades A Una Altura De 200 Metros Mediante Medición De Velocidades Por Parte De La Empresa Latwind. 62

Gráfico 7. 1: Curva De Potencia Modelos Aw132/3000, V90-1.8mw, N60-1.3mw. 65

Índice de Tablas

Tabla 4. 1: Potencia Por Región Asociada A La Cartera De Proyectos Eólicos [10].....35
Tabla 4. 2: Países Con Mayor Potencia Eólica Instalada A Fines Del 2015 [9].....79
Tabla 4. 3: Carteras De Proyectos Eólicos En Operación (Asociacion Chilena De Energias Renovables , 2017).....80

Tabla 5. 1: Factores Ambientales Afectados Por El Proyecto 43
Tabla 5. 2: Clasificación Y Valoración De Los Impactos Ambientales Generados Por El Parque Eólico Arauco [16] 45
Tabla 5. 3: Matriz De Interacciones Entre Factores Ambientales Y Actividades Pertinentes Al Proyecto Parque Eólico Arauco. 46
Tabla 5. 4: Niveles Máximos Permisibles De Presión Sonora Corregidos (Npc) En Db (A) Ds38/Mma 2012 [17]. 47
Tabla 5. 5:Especies Flora Presentes En El Área De Afección Por El Parque Eólico Arauco [12] ..83
Tabla 5. 6: Fauna Existente En El Área De Afección Del Parque Eólico Arauco [12]. 84

Tabla 6. 1: Valores Aproximados De La Longitud De Rugosidad Superficial Para Distintos Tipos De Terreno [5]. 61

Tabla 7. 1: Clase De Aerogenerador Según Norma Iec 61400-1.....63
Tabla 7. 2: Características Modelo Aerogenerador Aw132/3000. 64
Tabla 7. 3: Características Modelo Aerogenerador V90-1.8mw.....64
Tabla 7. 4: Características Modelo Aerogenerador N60-1.3mw. 64
Tabla 7. 5: Factor De Planta Parque Eólico Arauco Central N60-1.3mw.....67
Tabla 7. 6: Factor De Planta Parque Eólico Arauco Central V90-1.8mw. 68
Tabla 7. 7: Factor De Planta Parque Eólico Arauco Central Aw132/3000. 68
Tabla 7. 8: Producción Energética Media Anual Central De Generación N60-1.3mw. 85
Tabla 7. 9: Producción Energética Media Anual Central De Generación V90-1.8mw. 86
Tabla 7. 10: Producción Energética Media Anual Central De Generación Aw132/3000. 86

Tabla 9. 1: Inversión Asociada Al Parque Eólico Arauco 71
Tabla 9. 2: Gastos Operacionales Asociados Al Parque Eólico Arauco 71
Tabla 9. 3: Relación De Obtención De La Potencia Firme Asociada A La Energía Eólica [23].....73
Tabla 9. 4: Datos Particulares Del Proyecto Parque Eólico Arauco Para Su Evaluación Económica. 74
Tabla 9. 5: Indicadores Económicos Resultantes Del Flujo De Caja. 76
Tabla 9. 6: Ingresos Esperados Percibidos Por El Parque Eólico Arauco Por Los Primeros 14 Años 87
Tabla 9. 7: Ingresos Esperados Por El Parque Eólico Arauco Del Año 15 Al Año 30 87
Tabla 9. 8: Gastos O&M Asociados Al Parque Eólico Arauco En Los Primeros 10 Años De Vida.87
Tabla 9. 9: Gastos O&M Asociados Al Parque Eólico Arauco Del Año 10 Al Año 20. 88
Tabla 9. 10: Gastos O&M Asociados Al Parque Eólico Arauco Entre Los Años 20 Y 30. 88
Tabla 9. 11: Flujo De Caja Y Estado De Resultados Del Parque Eólico Arauco En Sus Primeros 10 Años. 89
Tabla 9. 12: Flujo De Caja Y Estado De Resultados Del Parque Eólico Arauco Entre Sus Años 11 Y 23. 89
Tabla 9. 13: Flujo De Caja Y Estado De Resultado Del Parque Eólico Arauco Entre Sus Años 23 Y 30. 89
Tabla 9. 14: Composición De La Matriz Energética Nacional Del Sic 90

1. Introducción

1.1. Situación Energética Global

La situación energética mundial se ha visto considerablemente afectada tanto por el crecimiento económico como por el crecimiento en la población mundial que caracteriza el panorama actual, es por esto que se observa una tendencia al alza en la demanda energética a nivel global. Es posible cuantificar dicha tendencia mediante la figura 1.1.

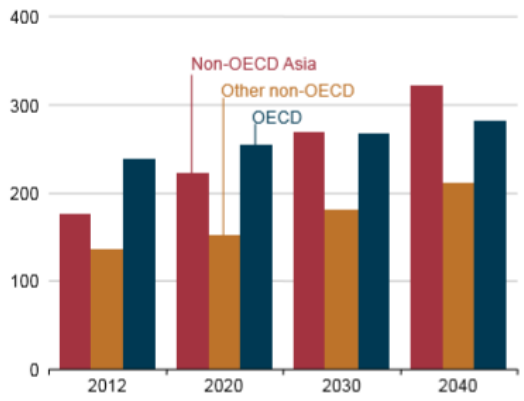
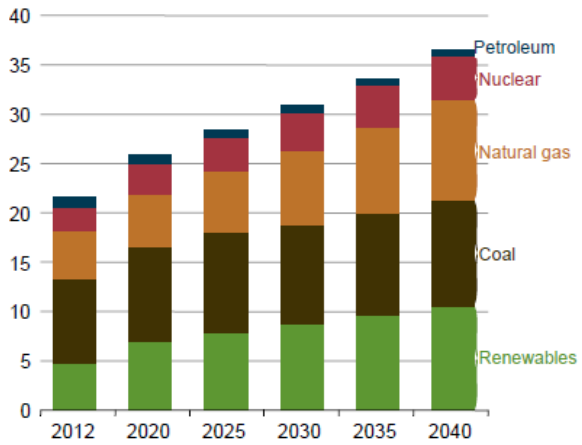


Figura 1. 1: Proyección Consumo Energético en cuadrilones de BTU [1].

Todo esto afectado también dado que las principales fuentes de producción energética son mediante recursos de combustibles fósiles u otro tipos de energías no renovables (energía nuclear), debido a esto las reservas de estos combustibles van en descenso, aun cuando se ha generado una mejora consustancial en las tecnologías que ha permitido el uso más eficiente de ellas. Es por esto que se ha buscado, suplir esta necesidad energética, mediante energías renovables no convencionales, con el fin de buscar fuentes que no emitan contaminantes a la atmosfera y disminuir la dependencia de combustibles fósiles. En consecuencia se ha



desarrollado una variada fuente de energías. En la figura 1.2 Se muestra la distribución de la matriz energética que afronta el contexto global.

El crecimiento total de fuentes energéticas renovables incrementa año a año, es por esto que se representa una tendencia mundial que se vuelca a la utilización de dichas fuentes como opción para la obtención de potencia para el suministro energético mundial.

2. Problemática Inicial

Considerando la situación energética tanto mundial como nacional, se genera una problemática inherente a la necesidad de aportar a la matriz energética, sin embargo este aporte debe ser con miras a la diversificación del sistema, con un objetivo claro, aportar mediante fuentes energéticas limpias, sustentables y renovables. En consecuencia, la compañía TRITEC-

Figura 1. 2: Matriz energética mundial en trillones de kWh [1].

Intervento, representadas por DGE (Das Grüne Emissionshaus) y TRITEC, ha visto la necesidad de realizar el desarrollo de proyectos ingenieriles con miras al mercado de Energías Renovables no Convencionales mediante su filial Trivento, conforme a esto, dicha compañía tiene la necesidad de preparar una evaluación técnico-económica de la instalación de un parque eólico situado en la localidad de Arauco, Región del Biobío.

3. Objetivos

3.1. Objetivo General

- Realizar un estudio de viabilidad técnico-económico de la instalación de un parque eólico situado en la localidad de Arauco, Región del Biobío.

3.2. Objetivos Específicos

- Definir la localización geográfica, como así los vértices que componen el polígono que circunscribe el parque eólico.
- Determinar las restricciones tanto territoriales como ambientales para el estudio de viabilidad técnico del proyecto.
- Estimar el potencial de producción de energía generada por el parque eólico en el sitio seleccionado.
- Realizar una evaluación tanto del tipo como de la cantidad de turbinas adecuada para el proyecto.
- Definir el micrositing óptimo de las turbinas en función de las restricciones territoriales, ambientales y tecnológicas.
- Desarrollar un estudio de prefactibilidad económica para evaluar la construcción del parque y su posterior operación.

4. Estado del Arte

4.1. Marco Teórico

Mediante el presente informe, se busca estimar tanto las características como el recurso energético proveniente del viento. En base a un análisis que permita en función a recursos matemáticos y estimaciones estadísticas, analizar la data y determinar conclusiones precisas tanto para anticipar parámetros extremos de velocidades, como para determinar el potencial de producción energético del sector. En consecuencia, se expone el argumento teórico que permite realizar el análisis pertinente.

4.1.1. Recurso Del Viento: Origen

La principal fuente de energía renovable contenida en la tierra es el sol. Dicho esto, las diferencia de presión originada por los gradientes de temperatura que se originan producto de la diferencia orográfica existente en el planeta tierra y la radiación solar, originan movimientos continuos de grandes masas de aire, lo que se conoce como viento, dicha circulación, es altamente influenciada también por la rotación terrestre (1670 km/hrs.) en la línea del ecuador, disminuyendo gradualmente hasta 0 en los polos. Debido a las fuerzas gravitacionales que cancelan los gradientes de presión originados en el eje vertical, los movimientos de aire, son predominantemente en el plano horizontal.

Se muestra mediante la figura 4.1, el patrón de movimiento de aire, que origina el viento a través de la superficie terrestre.

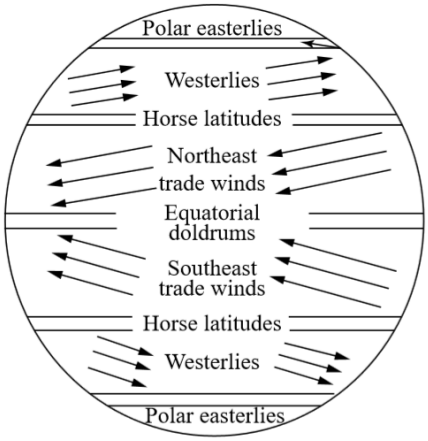


Figura 4. 1: Patrón de circulación de los vientos superficiales en el mundo [3]

4.1.2. Otros patrones atmosféricos de circulación

Otros efectos que producen lo que se conoce como viento a lo largo de la superficie terrestre, corresponde a los cambios en la composición y/o morfología del planeta, es decir las masas de tierras, océanos, valles, etc. producen una diferencia en la absorción de la radiación solar, originando diferencias de presión, originando vientos montañosos, brizas marinas, etc.

Así, se dividen en patrones secundarios y terciarios de circulación. Los patrones de circulación secundarios ocurren debido a bajas o altas de presión originadas por calentamientos o enfriamientos de la baja atmosfera. Incluye:

- Huracanes
- Monzones
- Ciclones extra tropicales

Mientras que los patrones terciarios de circulación corresponden a vientos locales, y conforman los vientos de menores escalas, los que corresponden a:

- Brisa marina y terrestre
- Vientos de valle y montaña
- Efecto Fohen
- Tormentas
- Tornados (más rápidos, y menos extensos que los huracanes).

4.1.3. Características claves para estimar el recurso

El promedio anual de la velocidad del viento suele utilizarse como una medida clave de la evaluación del potencial eólico en un emplazamiento. En la actualidad, la mayoría de los proyectos se desarrollan en lugares donde la velocidad promedio del viento a la altura del buje de la turbina es igual a 6,5 m/s o mayor. Sin embargo, la velocidad promedio del viento es una medida muy aproximada para poder realizar una evaluación precisa del recurso eólico, en consecuencia, para realizar una estimación precisa, el viento debe ser caracterizado también por la variabilidad de la velocidad, de la dirección y su respectiva densidad. Todo esto aplicado tanto a una escala temporal como espacial.

4.1.3.1. Escala Temporal

Las variaciones temporales son dividas mediante los siguientes aspectos:

- *Inter-Anual*

Tienen un efecto importante en la estimación a largo plazo de la productividad de las turbinas, por ende es crucial determinar la variabilidad a largo plazo de las información de las mediciones que entrega un lugar, se estima que se requieren treinta años de medición de datos, con el fin de determinar datos concluyentes sobre condiciones climáticas respecto a un emplazamiento, y cinco años para determinar la velocidad media anual en una localidad determinada.

- *Anual*

Esta variación está influenciada principalmente por las estaciones del año, donde, dependiendo de la región en la que se esté realizando la evaluación, se observan cambios consustanciales debido a las fluctuaciones de la radiación en términos de meses, es por esto que, es difícil determinar un patrón que identifique dicha escala. Es por esto que esta escala puede llegar a tener un alto impacto en los costos y/o ingresos asociados a la planta.

- *Diaria*

En escalas de tiempo de 12-24 horas se observan variaciones asociados a patrones diarios inherentes a la radiación solar de la superficie terrestre. Los patrones predominantes pueden llegar a tener un impacto significativo en los indicadores económicos que caracterizan a la planta.

- *Corto Plazo*

Esta fluctuación en el tiempo es utilizada principalmente para evaluar turbulencia y ráfagas, y se evalúa en periodos de 10 segundos o menos.

4.1.3.2. Escala Espacial

La escala espacial en una evaluación del potencial eólico está caracterizada principalmente por la variabilidad que presenta una planta respectiva a su superficie, donde cambia la producción estimada para cada turbina. Esto es especialmente atribuido a la complejidad del terreno donde se esté realizando la evaluación.

Por otro lado la dimensión vertical donde se evalúa el terreno corresponde a la variación de la velocidad del viento con respecto a la altura, es decir el perfil vertical de velocidad y el esfuerzo resultante de la interacción del viento con el terreno se conoce como "cizalladura del viento", esta interacción que existe entre el terreno y el aire se denomina capa limite. Se considera el perfil de velocidades positivo cuando la velocidad promedio incrementa con el incremento de la altura a la que se está midiendo, debido a que decrece la influencia del arrastre de la frontera terrestre. Conocer este parámetro es necesario para poder estimar los desgastes en las turbinas, como también perdidas en la producción de energía.

4.1.3.3. Otras características del recurso

Aunque la velocidad del viento es la característica dominante para determinar el recurso eólico, existen otras tales como la dirección del viento, la densidad, y la frecuencia de formación de hielo, todas estas también deben ser determinadas para realizar una estimación precisa del potencial.

Conocer la frecuencia de distribución de la dirección del viento, es fundamental para optimizar el lay-out de las turbinas de viento con el fin de reducir la interferencia de la estela entre ellas.

La densidad del aire determina la cantidad de energía disponible para una velocidad del viento específica, mientras más densidad exista, existe mayor cantidad de energía disponible, y más potencia eléctrica puede producir una turbina.

Una cantidad consustancial de hielo acumulado en las aspas de una turbina puede reducir significativamente el potencial de producción, los dos mecanismos de formación de hielo que afectan en este ámbito son la precipitación helada, y la formación de escarcha [4].

4.1.4. Estimación del Potencial Eólico

Es importante establecer los supuestos, en lo que se basa la determinación del potencial eólico de generación energética disponible en el sector en estudio. Dicho potencial está referido en función del flujo másico del aire, y del Área del rotor que este atraviesa.

- La densidad del potencial eólico es proporcional a la densidad del aire a condiciones estándar (a nivel del mar, y a 15°C), dicha densidad es de 1,225 kg/m^3
- El potencial del viento, es proporcional al cuadrado del diámetro del rotor de un aerogenerador de eje horizontal
- La densidad del potencial eólico es proporcional al cubo de la velocidad del viento.

En efecto, se determina una magnitud cualitativa de evaluación del recurso eólico:

$$\bar{P}/A < 100\,W/m^2 - Bajo$$

$$\bar{P}/A \approx 400\,W/m^2 - Bueno$$

$$\bar{P}/A > 700\,W/m^2 - Buenisimo$$

Donde $\bar{P}$ Es el potencial generado para la velocidad promedio en un tiempo determinado [5].

Dicha estimación, con el cual se obtiene el potencial de extracción del recurso, está basada según distintos cinco categorías, que se clasifican según:

1) **Potencial Meteorológico:** Equivalente al viento disponible en la región
2) **Emplazamiento Potencial:** Está basado en la categoría del potencial meteorológico, pero referido específicamente a lugares geográficamente disponible para la extracción de energía eólica.
3) **Potencial Técnico:** Esta determinado según el emplazamiento potencial, tomando en cuenta la tecnología disponible para la extracción del recurso.
4) **Potencial Económico:** Es el potencial técnico, restringido a su rentabilidad económica**.**
5) **Potencial de Implementación:** Esta clasificación de la estimación del recurso eólico, toma en cuenta contratos, incentivos, y especificaciones inherentes a la realización del proyecto, con el fin de evaluar la capacidad de las turbinas de generar un proyecto sostenible en un determinado periodo de tiempo.

Mediante un estudio, donde se utilizó un modelo climático, se estimó la extracción de potencia considerando el arrastre asociado a la cizalladura del viento el cual afecta la capa limite vertical de velocidad, donde se concluye que es posible extraer del recurso energético disponible en toda la superficie terrestre, un potencial de generación energética proveniente del viento que supera los 428 TW [6].

4.1.5. Capa Límite Atmosférica

4.1.5.1. Turbulencia

La energía cinética disipada se convierte en energía térmica debido a la creación y/o destrucción de pequeños remolinos o ráfagas, produciendo así la turbulencia.

La turbulencia del viento contiene componentes longitudinales, predominante según la dirección del viento $u(z,t)$, laterales, perpendicular a la velocidad media del viento $v(z,t)$, y verticales $w(z,t)$

La variabilidad de dicha turbulencia es relativamente baja en periodos de 1 hora o más, pero es alta en periodos cortos de tiempo, un minuto o menos, lo que presenta diferentes características. Estas características están descritas mediante propiedades estadísticas.

- *<u>Intensidad de la Turbulencia</u>*

Está definida por la desviación estándar de la velocidad del viento sobre la velocidad media del viento, y frecuenten mente está en un rango entre 0.1 y 0.4, donde la mayor intensidad turbulenta se encuentra en las velocidades de viento más bajas, esto ocurre debido a las condiciones del terreno y superficie, usualmente estas fluctuaciones son medidas en tiempos similares a diez minutos.

$$TI = \frac{\sigma_u}{U} \tag{4.1}$$

Donde σ_u corresponde a la desviación estándar de la velocidad del viento, y U la velocidad media del viento.

- *Función Densidad de Probabilidad de la velocidad del viento*

La velocidad del viento u siempre presenta una tendencia a estar cercana a la velocidad media del viento U, entonces, tiene igual probabilidad de estar por encima que por debajo de la media, de esta forma, se modela el comportamiento predictivo de dicha velocidad mediante una distribución normal.

- *Auto correlación*

La función de densidad de probabilidad de la velocidad del viento provee una medida de los valores de velocidades de viento más probables, la función de auto correlación, es usada para determinar la escala integral de tiempo de la turbulencia.

- *Escala Integral de Tiempo/longitud*

La escala integral de la turbulencia, provee una medida de la extensión de la región sobre la cual las velocidades están correlacionadas aproximadamente, por ejemplo el tamaño de los remolinos que llevan la energía del movimiento turbulento (escala integral de longitud), así mismo la escala integral de tiempo, provee una medida temporal sobre la cual las velocidades se mantienen correlacionadas. Al aplicar la transformada de Fourier a la función de auto correlación, obtenemos la distribución energética presente en el espectro turbulento.

- *Potencial Espectral de la Función Densidad*

Las fluctuaciones del viento, pueden ser concebidas como la resultante de una función sinusoidal. Estas variaciones sinusoidales se determinan mediante la frecuencia, amplitud y sus fases. El termino espectro es usado para describir funciones de frecuencia, debido a esto la función que caracteriza la turbulencia como una función de frecuencia es conocida como densidad espectral. Dado que el valor medio de cualquier sinusoide es cero las amplitudes se caracterizan en términos de su valor cuadrático medio. Este tipo de análisis, es originario de las aplicaciones del potencial eléctrico, donde el cuadrado del voltaje o la corriente es proporcional a la potencia. El nombre completo para la función que describe la relación entre la frecuencia y la amplitud de las variaciones sinusoidales que genera la velocidad del viento es "potencial espectral de la densidad".

4.1.5.2. Viento Estacionario (Variación con la altura)

La velocidad del viento en cualquier lugar, varia en tiempo y dirección en las cercanías respectivas a su valor medio, esto es debido a los efectos de la turbulencia, es importante destacar que la velocidad del viento se incrementa con la altura, lo que define un fenómeno denominado cizalladura

La cizalladura del viento, tiene una influencia directa en la evaluación del recurso eólico, como también en el diseño de las turbinas.

En los estudios respectivos a la energía eólica, existen dos modelos matemáticos para determinar el perfil vertical de velocidades sobre una región respectiva a un terreno plano. La primera aproximación corresponde al Perfil Logarítmico, que corresponde a la caracterización

de la capa límite del flujo en mecánica de fluidos, y el recurso atmosférico. Se basa principalmente en la combinación teórica y empírica del recurso. El segundo modelo usado comúnmente por investigaciones del recurso energético corresponde a la ley de potencia.

- *Perfil Logarítmico*

Cuando se habla de este perfil, se toma en cuenta la capa límite atmosférico, y está determinado en función de su terreno y su complejidad.

$$U(z) = \frac{U^*}{k} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \tag{4.2}$$

Esta ecuación es conocida como el perfil de velocidad logarítmico donde U^* está definido como la velocidad de fricción, $k = 0{,}4$ definida como la constante de von Karman, z_0 como la longitud de la rugosidad superficial, y z como la altura en cuestión.

- *Ley de Potencia*

Esta ley, representa un modelo simplificado para el perfil de velocidades:

$$\frac{U(z)}{U(z_r)} = \left(\frac{z}{z_r}\right)^{\alpha} \tag{4.3}$$

Donde $U(z)$ corresponde a la velocidad del viento a una altura z, $U(z_r)$ es la velocidad del viento de referencia a una altura z_r y $\propto$ es el exponente de la ley de potencia.

Este modelo, es usado para investigaciones del recurso energético, ya que se define en función de la altura y/o la complejidad del terreno, realiza una comparación del perfil de velocidad predictiva con la data actual.

En la práctica, el exponente α es altamente variable, estas variaciones, corresponden a parámetros como de elevación, temporales, estaciones del año, naturaleza del terreno, velocidad del viento, temperatura y variaciones térmicas y mecánicas.

Para determinar el exponente de la ley de potencia, se caracterizan distintos métodos,

En función de la Velocidad y la Altura, propuesta por Justus (1978), su expresión se da mediante la siguiente forma:

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088\ln(U_{ref})}{1 - 0.088ln\left(\frac{Z_{red}}{10}\right)} \tag{4.4}$$

Donde U esta dado en $\frac{m}{s}$ y z_{ref} en m.

En función de la Rugosidad Superficial, propuesta por Counihan (1975)

$$\alpha = 0{,}096log_{10}z_0 + 0{,}016(log_{10}z_0)^2 + 0{,}24 \tag{4.5}$$

Donde se toma z_0, para valores entre 0.001 m a 10 m.

La caracterización de la variación de la velocidad del viento con la elevación, o el esfuerzo de corte, en un sitio especifico, es necesaria para no sobreestimar el potencial energético disponible, así se permite obtener una predicción precisa sobre la potencia de salida, lo que es esencial para desarrollar un estudio fehaciente, y saber las altura optima del buje de la turbina.

Estudios recientes, los cuales incluyen el uso de torres altas de medición, han demostrado que no existe diferencia significativa entre la ley de potencia y logarítmica para predecir el comportamiento del viento, y que bajo ciertos supuestos establecidos, estas aproximaciones pueden entregar predicciones inexactas del viento medio a la altura del buje de un aerogenerador.

Finalmente se comprueba que las predicciones empíricas y estadística según la 1ra y 2da ley, tiene una variación desde 1% a 13%.

Es importante mencionar que la cizalladura del viento, cambia según los siguientes parámetros:

- Estabilidad Atmosférica
- Rugosidad Superficial
- Cambios en las condiciones de superficie
- Morfología del terreno

Debido a esto la extrapolación de la cizalladura del viento a la realidad, puede tener una gran incertidumbre, debido a que los modelos de esfuerzo cortante, no siempre caracterizan la realidad [7].

4.1.6. Efectos del Terreno en las Características del Viento.

La clasificación más básica, sobre un terreno, es la de terreno plano, o terreno no plano. Muchos autores definen un terreno no plano, como complejo, lo que describe una superficie donde los efectos del terreno son significativos sobre el flujo en el área considerada, mientras que un terreno plano, se caracteriza por tener pequeñas irregularidades, para calificar como terreno plano, se deben seguir las siguientes condiciones.

4.1.6.1. Terreno Plano

Para calificar como terreno plano, se deben seguir las siguientes especificaciones:

- Diferencias de elevación entre el aerogenerador y el terreno, no debe ser mayor a 60 metros en ninguna parte 11.5 km a la redonda.
- Ningún cerro o colina debe tener una relación altura, sobre ancho de la base mayor a 1/50, 4 km aguas arriba o aguas abajo del emplazamiento.
- La diferencia de elevación entre la parte más baja del rotor de la turbina, y la elevación mas baja del terreno no debe superar tres veces la diferencia de elevación máxima en el terreno, 4 kilómetros aguas arriba.

4.1.6.2. Terreno no Plano

Consiste principalmente en una gran variedad de características, que se dividen en dos sub-clasificaciones:

- Elevaciones o Depresiones Aisladas
- Terreno Montañoso

Las condiciones del flujo en el terreno montañoso, son complejos debido a que a diferencia de las elevaciones o depresiones, estos flujos son constantes. El flujo en dicho terreno (terreno montañoso), se divide en dos escalas, pequeñas y grandes, la diferencia entre ambas, esta echa mediante la capa limite atmosférica, la cual es asumida en el orden de 1 km. Esto es, una cumbre

de altura en la cual esta compone una pequeña fracción de la capa limite (10%), se asume en el orden de pequeña escala.

4.1.7. Análisis de la Data del Viento y la Estimación del Recurso

La data del viento, incluye información tanto de la velocidad del viento, como de la dirección del mismo. Con el fin de evaluar la producción potencial de energía sobre un sitio en particular, se utilizan técnicas directas y estadísticas.

4.1.8. Producción de Energía de Aerogeneradores.

Se determina la productividad de una turbina eólica (máxima energía potencial y potencia de salida) en un emplazamiento en particular, en la cual su información está determinada ya sea en series o intervalos de tiempo o mediante formato resumido

El potencial disponible del viento viene dado por:

$$P = (\frac{1}{2})\rho A U^3 \tag{4.6}$$

Es importante destacar que en la práctica, el potencial disponible por una turbina eólica, puede ser descrita por una curva de potencial de la maquina donde P_w está en función de U. Mediante la figura 4.2, se observa una curva de potencia típica, y sus velocidades características:

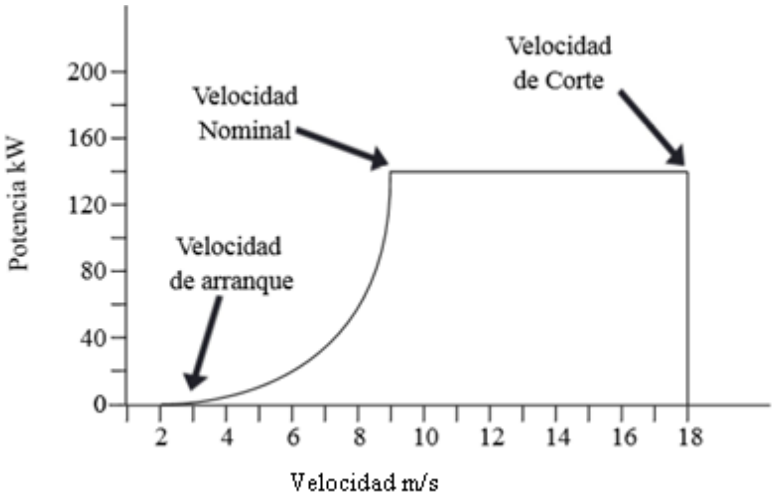


Figura 4. 2: Curva de potencia de un aerogenerador

La ilustración de la curva de potencia tiene tres importantes características según su velocidad:

- La velocidad a la que se comienza a generar potencia, velocidad de arranque (cut-in)
- La velocidad nominal (aquella en la que la potencia generada se estabiliza, es decir es estacionaria)
- La velocidad a la que se deja de generar potencia, velocidad de corte (cut-off)

4.1.9. Métodos Directos del Análisis de la Data, Caracterización del Recurso, y Productividad de las Turbinas.

4.1.9.1. Uso Directo de la Data

1) El promedio a largo plazo de la velocidad del viento ($\overline{U}$) sobre el periodo de recaudación de la data.

$$\overline{U} = \frac{1}{N}\sum_{j=1}^{N_B} m_j f_j \tag{4.7}$$

2) La desviación estándar del promedio individual de la velocidad del viento. σ_U

$$\sigma_U = \sqrt{\frac{1}{N-1}\sum_{i=1}^{N}(U_i - \overline{U})^2} \tag{4.8}$$

3) La densidad del potencial promedio del viento $\overline{P}/A$, el cual corresponde al potencial del viento disponible por unidad de área.

$$\boldsymbol{\frac{\overline{P}}{A} = (\frac{1}{2})\rho\frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N} U_i^3} \tag{4.9}$$

Asi mismo, la densidad de energía promedio por unidad de área se determina mediante:

$$\boldsymbol{\frac{\overline{E}}{A} = \left(\frac{1}{2}\right)\rho\Delta t\sum_{i=1}^{N} U_i^3 = \frac{\overline{P}}{A}N\Delta t} \tag{4.10}$$

Finalmente se determina el potencial promedio del viento $\overline{P_w}$

$$\boldsymbol{\overline{P_w} = \left(\frac{1}{N}\right)\sum_{i=1}^{N} P_w U_i} \tag{4.11}$$

Donde $\boldsymbol{P_w U_i}$ es el potencial de salida definido para un aerogenerador.

Así la energía de un aerogenerador $\boldsymbol{E_w}$es:

$$\boldsymbol{E_w = \sum_{i=1}^{N} P_w U_i\,\Delta t} \tag{4.12}$$

4.1.9.2. Método de Bins

El método de Bins provee también un camino para resumir los datos de vientos, con el fin de estimar la producción esperada del aerogenerador. Para ello, los datos deben separarse en intervalos, los cuales deben ser idealmente del mismo tamaño. Asi, para datos que están

separados en N_B bins con un ancho de clase w_j, puntos medios m_jy con f_j como las frecuencias para cada bin, de tal forma que:

$$N = \sum_{j=1}^{N_B} f_j \tag{4.13}$$

Las ecuaciones 4.7, 4.8, 4.9, 4.10 y 4.11, quedan determinadas mediante la siguiente expresión:

$$\overline{U} = \frac{1}{N}\sum_{j=1}^{N_B} m_j f_j \tag{4.14}$$

$$\sigma_U = \sqrt{\frac{1}{N-1}\left\{\sum_{j=1}^{N_B} m_j^2 f_j - N(\overline{U})^2\right\}} \tag{4.15}$$

$$\boldsymbol{\frac{\overline{P}}{A} = (\frac{1}{2})\rho\frac{1}{N}\sum_{i=1}^{N_B} m_j^3 f_j} \tag{4.16}$$

$$\overline{P_w} = \left(\frac{\mathbf{1}}{\boldsymbol{N}}\right)\sum_{j=1}^{N_B} \boldsymbol{P_w(m_j)} f_j \tag{4.17}$$

$$\boldsymbol{E_w = \sum_{i=1}^{N_B} P_w(m_j) f_j\, \Delta t} \tag{4.13}$$

4.1.9.3. Curva de Duración de Potencial y Velocidad de la Data

Esta curva, es utilizada para comprar la energía potencial que entrega el recurso para varios sitios en estudio. La curva de duración de velocidad es un gráfico con la velocidad del viento en el eje de las ordenadas y en las abscisas, el número de horas en un año para las mediciones en particular. Esta curva se representa mediante un histograma, donde el área bajo la curva, representa una medición del promedio de la velocidad del viento.

Esta curva puede ser convertida a una curva de duración de potencial, elevando al cubo la velocidad, la cual es proporcional al potencial del viento disponible para un área de giro del roto. La diferencia entre la energía potencial eólica de diferentes emplazamientos es notorio mediante esta herramienta, ya que las áreas bajo la curva son proporcionales a la energía disponible del viento. Es importante tener en consideración el arreglo de los datos en bins, los números de horas de las mediciones proporcionadas por el viento, para graficar las curvas.

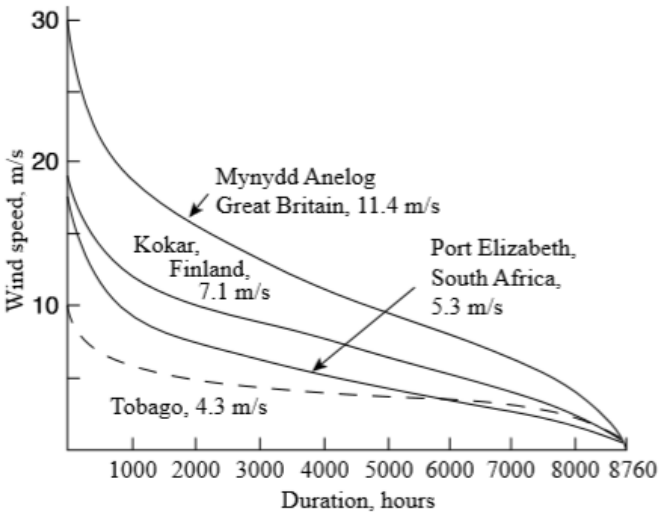


Figura 4. 3: Ejemplo de curva de duración de velocidad [5].

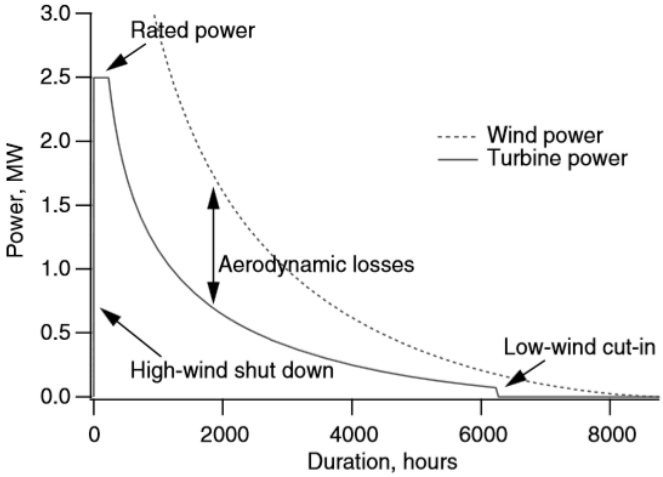


Figura 4. 4: Curva de duración de potencia [5].

4.1.10. Análisis estadístico de los datos de viento

Es posible realizar un análisis estadístico para determinar el potencial de energía eólica para un emplazamiento determinado. Si la serie de tiempo medida se encuentra disponible para la localidad de interés, el uso de distribuciones de probabilidad y herramientas estadísticas es de gran utilidad.

Para análisis estáticos, una densidad de probabilidad es un término que describe la probabilidad que ciertos valores aleatorios apliquen con certeza el comportamiento natural.

4.1.10.1. Función Densidad de Probabilidad

El comportamiento del viento, puede ser descrito por una función de densidad de probabilidad $p(U)$. Esta función de densidad puede usarse para expresar la probabilidad de encontrar la velocidad del viento entre U_a y U_b.

$$p(U_a \leq U \leq U_b) = \int_{U_a}^{U_b} p(U)dU \tag{4.14}$$

En consecuencia, si $p(U)$ es conocida, los siguientes parámetros pueden ser calculados:

Velocidad del viento promedio $\overline{U}$:

$$\overline{U} = \int_0^\infty Up(U)dU \tag{4.15}$$

Desviación estándar de la velocidad del viento σ_U:

$$\sigma_U = \sqrt{\int_0^\infty (U - \overline{U})^2 p(U)dU} \tag{4.16}$$

Densidad de potencial promedio del viento $\bar{P}/A$

$$\bar{P}/A = \sqrt{1/2\rho \int_0^\infty U^3 p(U)dU} = 1/2\ \rho\overline{U}^3 \tag{4.16}$$

4.1.10.2. Función de Distribución acumulada

Representa la fracción de tiempo o la probabilidad que la velocidad del viento se menor o igual a la velocidad medida del viento U, esto se define mediante: $F(U) = Probabilidad\ (U' \leq U)$ donde U' es una variable ficticia:

$$F(U) = \int_0^U p(U')dU' \tag{4.17}$$

Derivando la función de distribución acumulativa, se obtiene la función densidad de probabilidad:

$$p(U) = \frac{dF(U)}{dU} \tag{4.18}$$

4.1.10.3. Distribución de Probabilidad comunes

Las distribuciones de probabilidad que son comúnmente usadas para el análisis de la data del viento es la distribución de Rayleigh y Weibull. La distribución de Rayleigh usa solo un parámetro: la velocidad media del viento. La distribución de Weibull está basada en dos parámetros y debido a esto, puede ser representada mediante una amplia gama de regímenes de viento.

- *Distribución de Rayleigh*

Esta es la distribución de probabilidad más simple que representa el recurso del viento, ya que requiere solo el conocimiento de la velocidad media del viento $\overline{U}$, y la función densidad de probabilidad y la acumulativa, están dadas por:

$$p(U) = \frac{\pi}{2}\left(\frac{U}{\overline{U}^2}\right) exp\left[-\frac{\pi}{4}\left(\frac{U}{\overline{U}}\right)^2\right] \tag{4.19}$$

$$F(U) = 1 - exp\left[-\frac{\pi}{4}\left(\frac{U}{\overline{U}}\right)^2\right] \tag{4.20}$$

- *Distribución de Weibull*

Requiere el conocimiento de dos parámetros: factor de forma k, y factor de escala c. Ambos parámetros están en función de $\overline{U}$ y σ_{ij}. La función densidad de probabilidad y acumulativa están dadas por:

$$p(U) = \frac{k}{c}\left(\frac{U}{c}\right)^{k-1} exp\left[-\left(\frac{U}{c}\right)^k\right] \tag{4.21}$$

$$p(U) = 1 - exp\left[-\left(\frac{U}{c}\right)^k\right] \tag{4.22}$$

Usando la ecuación 4.21 para la distribución de Weibull, es posible determinar los promedios de la velocidad mediante:

$$\overline{U} = c\boldsymbol{\Gamma}\left(\mathbf{1} + \frac{\mathbf{1}}{\boldsymbol{k}}\right) \tag{4.23}$$

Donde $\boldsymbol{\Gamma(x)} = \int_{\mathbf{0}}^{\infty} \boldsymbol{e^{-t}t^{x-1}dt,}$ es denominada como la función gamma.

También es posible describir para la distribución de Weibull.

$$\sigma_U^2 = \overline{U}^2\left[\frac{\boldsymbol{\Gamma(1+2/k}}{\boldsymbol{\Gamma}^2(1+2/k} - 1\right] \tag{4.24}$$

4.1.11. Velocidad Extrema de Viento

Esto es el valor más alto de la velocidad del viento esperada sobre algún periodo largo de tiempo relativo. Los vientos extremos, están normalmente descrito en términos de un periodo de recurrencia. Por ejemplo, los 10 minutos de viento promedio más alto en un periodo de recurrencia de 50 años, tiene una probabilidad de ocurrencia de 1/(6x8760x50)=3.8x10^{-7}.

El modelo estadístico más usado para la estimación de la velocidad extrema del viento es la Distribución de Gumbel, y su distribución acumulativa está dada por:

$$p(U_e) = \frac{1}{\beta} exp\left(\frac{-(U_e - \mu)}{\beta}\right) exp\left(-\exp\left(\frac{-(U_e - \mu)}{\beta}\right)\right) \tag{4.25}$$

Donde U_e es la velocidad extrema del viento, $\beta = (\sigma_e\sqrt{6})/\pi$ y $\mu = \overline{U_e} - 0{,}557\beta$

$$F(U_e) = exp\left(-\exp\left(\frac{-(U_e - \mu)}{\beta}\right)\right) \tag{4.26}$$

4.1.12. Estimación de la Producción energética de las Turbinas usando Técnicas Estáticas.

Para una función de densidad de probabilidad $p(U)$ de un régimen de viento y una curva de potencia para una turbina dada $P_w(U)$, el promedio del potencial de la turbina $\overline{P_w}$, está dado por:

$$\overline{P_w} = \int_0^\infty P_w(U)p(U)dU \tag{4.27}$$

El promedio del potencial de la turbina $\overline{P_w}$, puede ser usado para calcular un parámetro de rendimiento relativo, denominado factor de capacidad CF. El factor de capacidad de un aerogenerador en un sitio dado, está definido por la razón de la energía actual producida por la turbina y la energía que produciría si es que esta funcionara a su potencia nominal (P_R):

$$CF = \overline{P_w}/P_R \tag{4.28}$$

Es posible determinar la curva de potencial de la turbina con el potencial disponible del viento y el coeficiente de potencial del rotor (C_p):

$$P_w(U) = 1/2\rho A C_p \eta U^3 \tag{4.29}$$

Donde η es la eficiencia del eje de transmisión (potencial generador/potencial rotor).

$$C_p = \frac{Potencial\ Rotor}{Potencial\ del\ Viento} = \frac{P_{rotor}}{1/2\rho A\eta U^3} \tag{4.30}$$

Asumiendo un valor constante para la eficiencia del eje de transmisión, otra expresión del potencial medio del aerogenerador está determinado mediante:

$$\overline{P_w} = 1/2\rho A C_p \eta U^3 \int_0^\infty C_p(\lambda)U^3 p(U)dU \tag{4.31}$$

4.1.13. Evaluación del Recurso Regional del Viento

Uno de los primeros pasos requeridos para realizar un estudio preciso, es la estimación del recurso eólico disponible en una región. Existen métodos para estimar el recurso del viento:

1) Folklore
2) Solo Mediciones
3) Mediciones-Predicción y Correlación
4) Base de Datos Globales

5) Atlas de Viento
6) Base de Datos del Emplazamiento
7) Modelamiento Mesoecala
8) Combinación Modelamiento Meso/Micro escala

4.1.14. Medición del Viento e Instrumentación

El uso del registro anemométrico requiere que elementos adicionales como los parámetros de sitio, sensores, y las características de los datos registrados deben ser obtenidos. Existen tres tipos de sistemas de instrumentos empleados para el registro de la velocidad del viento:

- Instrumentos usados por los servicios meteorológicos nacionales
- Instrumentos diseñados específicamente para medir y caracterizar el recurso eólico
- Instrumentos específicamente diseñados para altas tasas de muestreo para determinar ráfagas, turbulencia y flujos específicos de la turbina para analizar su respuesta

4.1.14.1. Generalidades de Instrumentación

Se utilizan los siguientes instrumentos meteorológicos para las aplicaciones del recurso eólico:

- Anemómetros, para medir la velocidad del viento
- Veletas, indican la dirección de la cual proviene el viento
- Termómetros
- Barómetros

4.1.14.2. Sistemas de Recopilación de Datos

En el desarrollo de un programa de medición del viento, se debe seleccionar el tipo de sistema de recopilación de datos capaz de mostrar, registrar y analizar los datos obtenidos de los sensores y transductores, dichos sistemas se dividen en cuatro clases:

- Contadores; Registra la cantidad de viento que detecta el sensor, es necesario conocer el tiempo total transcurrido
- Cintas Magnéticas
- Dispositivos de estado solido
- Red Telefónica Celular: Emplea la red telefónica para conectarse al equipo, sin la necesidad de realizar la descarga en el sitio

4.1.14.3. Componentes del análisis de velocidades de viento

Los datos recopilados por un monitoreo del viento pueden ser analizados de la siguiente manera:

1. Promedio de las velocidades horizontales del viento sobre intervalos de tiempo
2. Variaciones en las velocidades horizontales del viento en un periodo de tiempo
3. Velocidad media horizontal
4. Distribución del viento y su dirección

5. Persistencia, duración de la velocidad del viento dentro de un tiempo determinado
6. Determinación de los parámetros de ráfaga
7. Análisis estadístico
8. Análisis de las componentes de la velocidad
9. Variaciones diurnas, estacionales, anuales, interanuales y direccionales de los parámetros anteriores

En cuanto a las direcciones, el diagrama empleado, es una rosa de vientos, el cual es un histograma generado en un sistema de coordenadas polares. El diagrama muestra la distribución temporal de la dirección del viento, así como el azimutal, y es una herramienta útil para visualizar los datos anemométricos en un emplazamiento.

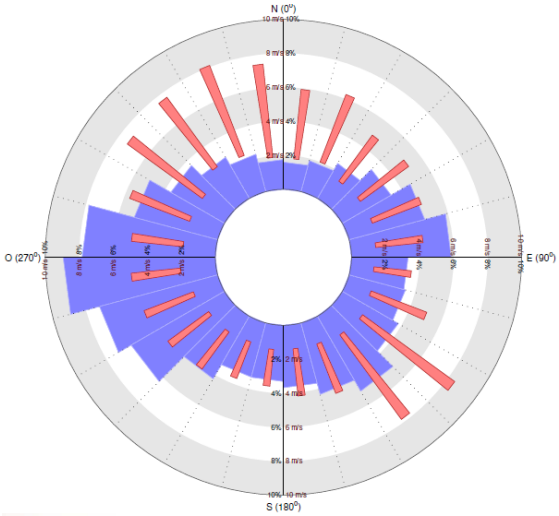


Figura 4. 5: Rosa de vientos explorador eólico.

4.1.15. Aerodinámica de Turbinas de Viento

La producción de potencia de las turbinas de vienta depende de la interacción entre el rotor y el viento. El viento puede ser considerado como una combinación del viento medio y las fluctuaciones turbulentas, sobre el flujo medio. Experimentalmente, se ha demostrado que el rendimiento de una turbina de viento, está determinado por las fuerzas aerodinámicas producidas por el viento medio. Fuerzas aerodinámicas periódicas causadas por el esfuerzo de corte del viento, viento fuera del eje, fluctuaciones aleatorias inducidas por la turbulencia del viento, son las principales fuentes de fallas por fatiga y cargas máximas experimentadas por un aerogenerador.

4.1.15.1. Teoría del Momento Unidimensional y el Límite de Betz

Un modelo sencillo, generalmente atribuido a Betz, puede ser usado para determinar el potencial de un rotor de turbina ideal, el empuje del viento en el rotor ideal, y los efectos de la

operación del rotor en el sitio especifico. Este modelo está basado en la teoría de momentum lineal.

El análisis asume un volumen de control, donde la frontera de este, están determinados por la superficie de un tubo de corriente, conformado por dos secciones. El flujo del viento, está representado por un disco actuador, que crea una discontinuidad de la presión en el tubo de corriente.

Este análisis está hecho bajo los siguientes supuestos:

- Flujo estacionario, homogéneo e incompresible
- Sin esfuerzos de fricción
- Infinito número de aspas
- Empuje uniforme sobre el disco, o área del rotor
- La presión estática aguas arriba y aguas abajo del rotor es igual a la presión ambiente

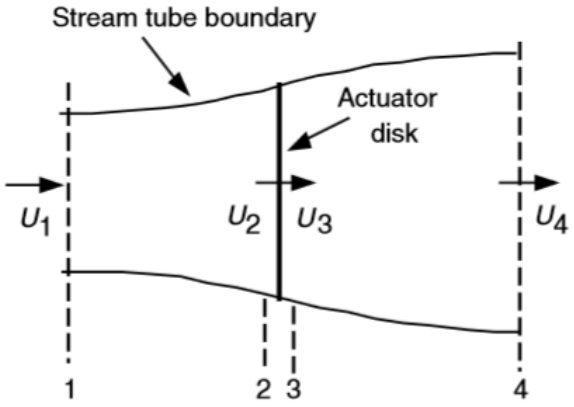


Figura 4. 6: Modelo de una turbina de viento [5].

El rendimiento del rotor de una turbina de viento, es usualmente caracterizado por su coeficiente de potencia C_p , el cual se caracteriza primordialmente por el factor de inducción, a el cual corresponde a la fracción que decrece la velocidad del viento entre la velocidad libre aguas arriba y la velocidad en el rotor, donde

$$a = \frac{U_1 - U_2}{U_1} \tag{4.32}$$

$$C_{p,max} = \frac{16}{27} \tag{4.33}$$

Similar a la potencia, el coeficiente de empuje está determinado mediante un numero adimensional

$$C_t = \frac{T}{1/2\rho U^2 A} = \frac{Fuerza\ Empuje}{Fuerza\ Dinamica} \tag{4.34}$$

Donde su máximo valor está determinado para

$$C_{T,max} = \frac{8}{9} \tag{4.35}$$

El límite de Betz $C_{p,max}$, es el máximo coeficiente de potencia teórico posible. En la práctica, tres efectos inducen la disminución del coeficiente de potencia:

- Rotación de la estela detrás del rotor
- Numero finito de alabes, asociando las perdidas
- Esfuerzos de fricción

Notar que la eficiencia de una turbina está en función del coeficiente de potencial y la eficiencia mecánica y eléctrica, así

$$\eta_{general}\frac{P_{out}}{1/2\rho AU^3} = \eta_{mec}C_p \tag{4.36}$$

Por ende:

$$\eta_{general} = 1/2\rho AU^3(\eta_{mec}C_p) \tag{4.37}$$

4.1.15.2. Turbina de Viento de Eje Horizontal con Rotación de Estela

El análisis anterior se puede extender al caso donde la rotación del rotor genera un momento angular, el cual puede ser relacionado al torque del rotor. En el caso de la rotación del rotor de la turbina, el flujo detrás de dicha rotación en la dirección opuesta al rotor, genera una reacción al torque ejercido por el flujo, tal como se observa en la figura 4.7:

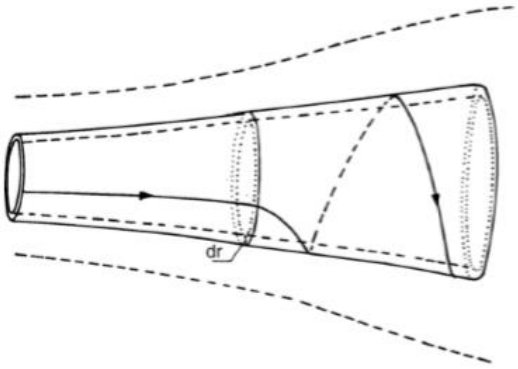


Figura 4. 7: Modelo del tubo de corriente con estela rotacional [5]

La generación de la energía cinética de rotación en la estela, resulta en una perdida en la extracción de energía por el rotor. En general la energía cinética extra en la estela de la turbina será mayor si la generación de torque es mayor, debido a esto, las turbinas eólicas de carrera lenta (velocidad de rotación baja y alto torque), experimentan mayor perdidas asociadas a la estela que las turbinas de carera rápida con un torque bajo

En consecuencia, es necesario definir la relación de velocidad en la punta de las aspas de la turbina, como el Tip Speed Ratio, λ, donde este se define como

$$\lambda = \Omega R / U \tag{4.38}$$

El resultado grafico de este analizado, queda determinado mediante una comparación cualitativa entre el Coeficiente de potencia y el Tip Speed Ratio, donde se analiza según el límite de Betz quien no incluye la estela rotacional, y el análisis tomando en consideración dicha perdida de energía asociada a la estela.

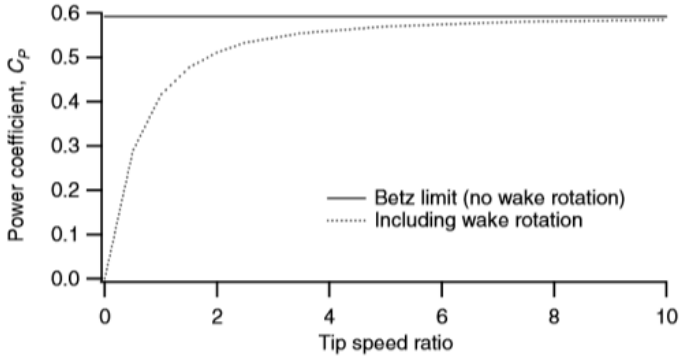


Figura 4. 8: Comparación del coeficiente de potencia para una turbina horizontal con y sin estela rotacional. [5]

4.1.15.3. Perfil Alar y conceptos generales de aerodinámica

El perfil alar es una estructura con una geometría específica que se usa para generar fuerzas mecánicas relativas al movimiento y la sustentación de un flujo. La sección transversal de las Aspas de una turbina de viento tienen la forma de un perfil alar, el ancho y el largo de un aspa están en función del rendimiento aerodinámico deseado. Después de los detalles de la producción de potencia de un aerogenerador, vienen los conceptos relacionados al perfil alar y la aerodinámica.

Terminología del perfil alar

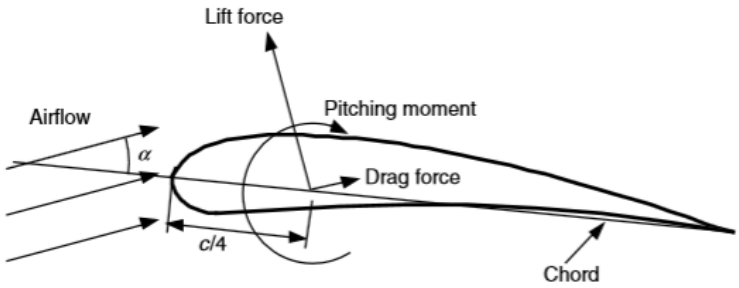


Figura 4. 9: Fuerzas y momentos característicos en un perfil alar [5]

- **Fuerza de Sustentación**: Definida perpendicular a la dirección de ataque del flujo de aire. Esta fuerza es una consecuencia de la diferencia de presión producida por el cambio de superficie sobre y bajo el perfil alar.
- **Fuerza de Arrastre**: Paralela a la dirección de ataque del flujo de aire. Se genera debido a la viscosidad relativa del aire en contacto con la superficie del perfil y a la diferencia de presión en el borde de ataque y salida del flujo de aire.

- **Pitching Moment**: Definido en el eje horizontal perpendicular a la sección transversal del perfil alar, hace relación al momento generado entre la fuerza producida por la resultante de la distribución de presión en el sentido de la fuerza de sustentación, y la reacción a esta en sentido negativo producto de la fuerza generada en el centro del perfil alar.

4.1.15.4. Diseño del Rotor

El entorno operacional complejo que experimentan las aspas de una turbina de viento, interactúa entre:

- La capa limite alrededor del perfil alar
- La producción de potencia
- El flujo alrededor de una turbina de viento necesario para usar códigos computacionales para el diseño de alabes

Este código computacional puede calcular algunos de los siguientes parámetros:

- Rendimiento general del rotor en estado estacionario
- Cargas a lo largo de los alabes debido a fluctuaciones aerodinámicas
- Flujo alrededor de una turbina de viento
- Emisiones nocivas generadas por efectos aerodinámicos

Estos requerimientos, requieren de un modelo que entrega respuestas precisas y oportunas.

4.1.15.5. Curvas de Rendimiento

Las curvas de rendimiento de un aerogenerador, puede ser determinado mediante tres componentes, potencia, torque y empuje, y estos tres varían con la velocidad. La potencia determina la cantidad de energía capturada por el rotor, el torque determina el tamaño de la caja de velocidades, y debe ser relacionado con cualquier generador unido al rotor, y el empuje tiene una gran influencia en el diseño estructural de la torre.

4.1.15.5.1. Curva de Rendimiento $C_p - \lambda$

Esta curva, entrega información sobre cómo se comporta el desarrollo del potencial de una turbina bajo ciertos parámetros de funcionamiento, dicho esto, se presenta un curva característica no dimensional.

En primer lugar, es importante destacar que el máximo valor para C_p, es 0.47, determinado por para un tip speed ratio de 7, el cual es mucho menor que el límite de Betz , la discrepancia causada en este casa, viene dada por el arrastre y la perdida característica de los alabes en la punta. En la figura 4.10 se muestra una curva de potencia característica para una turbina de tres alabes.

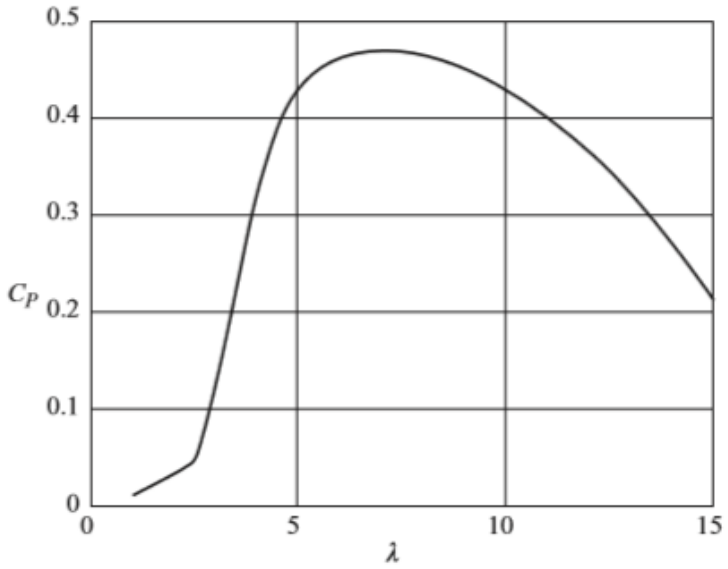


Figura 4. 10: Curva de rendimiento para una turbina de tres alabes [8]

En consecuencia los efectos en los cambio de la solidez que afectan esta curva de rendimiento, están asociada a la cantidad de palas que conforman el rotor del aerogenerador en cuestión.

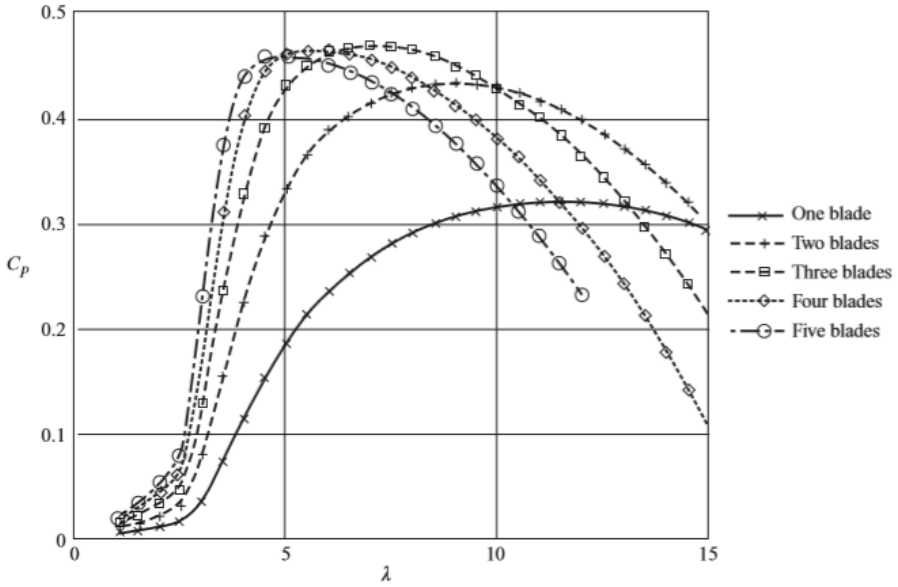


Figura 4. 11: Efectos de cambio en coeficiente de potencia según la cantidad de alabes [8]

La solidez, es posible definirla como el área total del alabe por el área de giro.

4.1.15.5.2. Curva $C_Q - \lambda$

El coeficiente de torque, está determinado por el coeficiente de potencia, y el principal uso de esta curva es la evaluación del torque cuando el rotor está conectado a la caja de velocidades y el generador.

Para una turbina moderna de alta velocidad con el fin de generación eléctrica un toque tan bajo como sea posible es o que se desea, en función de disminuir los costos de la caja de velocidades.

4.1.15.5.3. Curva $C_T - \lambda$

La fuerza de empuje en el rotor es directamente aplicado a la torre donde se soporta el rotor, y es considerablemente influenciable en el diseño de la estructura de la torre del aerogenerador.

4.2. Contexto Tecnológico

Las energías renovables representan una parte creciente del suministro total de electricidad en el mundo, y son la fuente de electricidad que más rápido crece. Así, la industria de la energía solar, presenta el mayor aumento de crecimiento de aporte a la matriz energética mundial, ya que dicha fuente aumenta en un promedio anual de 8,3%.

De los 5,6 billones de kWh de nueva generación renovable añadidos durante el periodo de proyección, el aporte de la energía eólica corresponde al 33% con 1,9 billones de kWh [1].

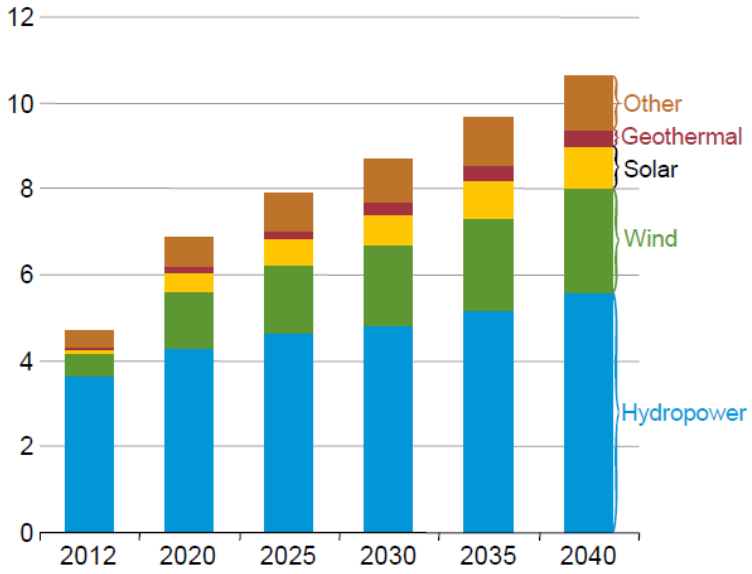


Figura 4. 12: Generación energética mundial mediante ERNC en trillones de kWh [1]

4.2.1. Contexto tecnológico Internacional

El crecimiento promedio del aporte del suministro energético respectivo al recurso eólico ha tenido un crecimiento del 17,2%, entre los que destaca los 15 países principales en el mercado

eólico, donde Brasil, Polonia, China y Turquía son los países con más movimiento, y presentan un mayor crecimiento.

China tiene el mercado eólico líder a nivel mundial, debido a su sustentabilidad y confiabilidad. Su aporte a la matriz energética mundial fue de 33 GW de nueva capacidad, lo que representa un 51,8% del mercado [9].

Se observa mediante la figura 4.13, la capacidad total instalada de extracción del recurso eólico comprendida entre los años 2011- 2015:

Figura 4. 13: Potencia eólica instalada en la matriz energética mundial del año 2011 al año 2015 [9]

Se muestra en la figura 4.13, una tendencia al alza en el aporte de potencia eólica, es así como este recurso se establece cada vez con más propiedad para cubrir las elevadas necesidades energéticas de países en vías de desarrollo y sustituir una parte importante de las actuales plantas energéticas alimentadas por combustibles fósiles. La capacidad instalada de extracción del recurso eólico ha visto su nivel de extracción más alto a nivel mundial con 435 GW de potencia instalada.

La posición de los dos países más poblados del mundo, China e India, es apostar por la utilización de la energía eólica con planes muy ambiciosos, con 148.000 MW y 24.759 MW respectivamente de potencia instalada y con un crecimiento del 29% y 10,7% respectivamente.

En Europa, este tipo de energía también juega un papel fundamental. Alemania con una potencia instalada de 45.179 MW, presenta un alza del 11,7% de capacidad instalada respectiva al año 2015. España, Reino Unido y Francia son de los países de la región europea con mayor aporte del recurso eólico al suministro energético con una capacidad instalada de 22.987 MW, 13.614MW, y 10.293 WM respectivamente.

Durante el año 2015, el continente americano ha visto un posicionamiento fuerte en el mercado donde USA marca una clara tendencia al interés por este tipo de extracción energético, con una potencia instalada de 74.347 MW, y un crecimiento de 13,1%.

América Latina es el área más dinámica para la energía eólica gracias a las instalaciones realizadas, y el fuente potencial eólico existente en la región donde Brasil destaca muy por encima del resto con una potencia instalada de 8.715 MW y un crecimiento del 46,2%,

mostrando una fuerte participación en el mercado eólico, siendo este país, el que presenta un mayor porcentaje de crecimiento a nivel mundial durante el año 2015, ver tabla 4.2 en anexo.

4.2.2. Situación Nacional Energía Eólica.

La extensión del territorio costero chileno y sus vientos provenientes desde el sur oeste, hacen al territorio chileno un lugar atractivo para el desarrollo eólico. Si bien sus costos de inversión son altos en relación a otras formas de generación, en zonas con mejor disponibilidad de viento puede ser una fuente energética competitiva.

A continuación, el potencial eólico existente en el territorio nacional se resume mediante la tabla 4.1, seccionado por región político administrativa, de la cartera de proyectos que tienen un factor de planta de a lo menos 0,3. En la tabla se ha optado por presentar de manera separada de la región en la que se encuentran la zona al interior de Taltal (Región de Antofagasta) y la Isla Grande de Chiloé debido al gran potencial de esas zonas y al hecho que en la actualidad tienen restricciones importantes para la transmisión de la energía que en ellas pudiese [10].

producirse Región o zona	Capacidad (MW)	Factor de Planta
Antofagasta (sin Taltal)	240	0,37
Taltal	99	0,41
Atacama	533	0,34
Coquimbo	777	0,35
Valparaíso	21	0,40
Biobío	419	0,32
Araucanía	407	0,38
Los Ríos	51	0,39
Isla Grande de Chiloé	428	0,39
Total	2.975	0,36

Tabla 4. 1: Potencia por región asociada a la cartera de proyectos eólicos [10].

4.2.2.1. Parque Eólico las Peñas

4.2.2.1.1. Descripción General

En la zona costera de la región del Biobío existen tres parques eólicos en operación y aportando energía al Sistema Interconectado Central, ver tabla 4.3 en anexo, donde el proyecto con la puesta en marcha más reciente corresponde al Parque Eólico Las Peñas, este proyecto comprende la construcción y operación de un parque eólico cuya potencia instalada máxima, es de 9 MW, conformado por un máximo de 5 Aerogeneradores de hasta 3,0 MW de potencia nominal, similares a los Vestas modelo V100-1,8/2,0 MW o V112-3,0/3,3 MW con una altura del buje de 80 a 120 m y tres aspas de 100 a 127 metros de diámetro, los cuales entregan energía correspondiente a la línea de distribución existente, perteneciente a la empresa Frontel, la cual se refuerza para recibir energía proveniente de este proyecto [11].

El objetivo principal del proyecto es entregar energía limpia y renovable al sistema interconectado central, aprovechando el potencial eólico de la región, contribuyendo a su vez a la diversificación de la matriz eléctrica del país

4.2.2.1.2. Localización

El proyecto se emplaza en un terreno ubicado al sur oeste de la comuna de Arauco, Provincia de Arauco, VIII Región del Biobío entre la ciudad de Arauco y la caleta de Llico a unos 9,5 y 13 km respectivamente ver figura 4.15 en anexo.

El parque eólico "las Peñas" se ubica en una zona rural, de acuerdo al Plan Regulador Comunal de Arauco, en un terreno particular cercano a la costa y a las líneas de distribución eléctrica en funcionamiento, cuyas características eólicas lo hacen propicio para la instalación de aerogeneradores [11]

4.2.2.1.3. Superficie

La superficie corresponde a las obras permanentes y temporales que contempla el proyecto que a continuación se detallan:

a) Obras permanentes

- Plataformas para instalación de AGs
- Fundaciones
- Canalización aérea de interconexión de AGs
- Mejoramiento de los caminos internos de acceso a los AGs (huella)
- Cableado aéreo y postación interna entre AGs y punto de conexión a la red

b) Obras Temporales (Instalación de faenas)

- Acopio de materiales
- Prearmado de enfierradura

4.2.2.1.4. Vida útil del proyecto

La vida útil del proyecto se estima para 30 años [11].

4.2.2.1.5. Monto de Inversión

El monto de la inversión corresponde a US$20.000.000 y considera la totalidad del proyecto [11]

- Permisos
- Caminos interiores
- Obras civiles
- Instalaciones eléctricas interiores
- Refuerzo a la línea de distribución
- Aerogeneradores (equipos, fletes y seguros)
- Montaje, comisionamiento y puesta en marcha

5. Hipótesis

Se realiza la evaluación tanto técnica como económica, de la instalación de un parque eólico localizado en Arauco, Región del Biobío. Aplicando los criterios y fundamentos científicos pertinentes, se propone elaborar un proyecto desarrollado para TRITEC-Intervento como una

solución a la necesidad de la compañía de impulsar nuevos proyectos en materia de energía eólica. Esto en función del aporte limpio, renovable y también de la diversificación de la matriz energética nacional, con miras a la promoción del desarrollo y el progreso económico-social del país, aprovechando el elevado recurso eólico presente en la región.

6. Restricciones sociales, ambientales y de infraestructura.

6.1. Descripción del proyecto

El proyecto objeto de estudio se basa en la instalación de un parque eólico de 60 MW de potencia instalada en el cual se busca implementar centrales generadoras de energía eólica de eje horizontal, en la Provincia de Arauco, región del Biobío, para la generación de energía eléctrica a partir de energías renovables, en este caso la utilización de la energía del viento.

El parque tiene una extensión aproximada de 20 km^2 y se localiza al Norte de la ciudad de Melirupo, al Sur de la ciudad de Las Peñas, al Este del Humedal Tubul-Raqui y al Oeste de la ciudad de Triaco, en el extremo Norte de la Provincia de Arauco.

A continuación se enumeran las acciones del proyecto que tendrán una repercusión sobre los distintos factores ambientales de su área de influencia. Se distingue entre fase de construcción, fase de operación y fase de abandono.

1. FASE DE CONSTRUCCION
    1. Movimientos de tierra y acondicionamiento de la zona
    2. Construcción y ampliación de vías de acceso
    3. Construcción de la zanja de alta tensión para la evacuación de electricidad
    4. Cimentación
    5. Transporte de los aerogeneradores
    6. Montaje de los aerogeneradores
2. FASE DE OPERACION
    1. Operación de los aerogeneradores
    2. Mantenimiento y supervisión
    3. Transportes asociados al mantenimiento y supervisión
3. FASE DE ABANDONO
    1. Desarme de equipos
    2. Derribo de obras civiles
    3. Rehabilitación de la zona

6.2. Infraestructura

1. Aerogeneradores.

Los aerogeneradores constan de tres partes principales, estas son aspas, torre y góndola figura 5.1. Cada una de estas aspas (tres aspas en total) posee sus bordes alisados y afinados, unidos a una estructura de soporte o buje, que sostiene las tres aspas de cada aerogenerador.

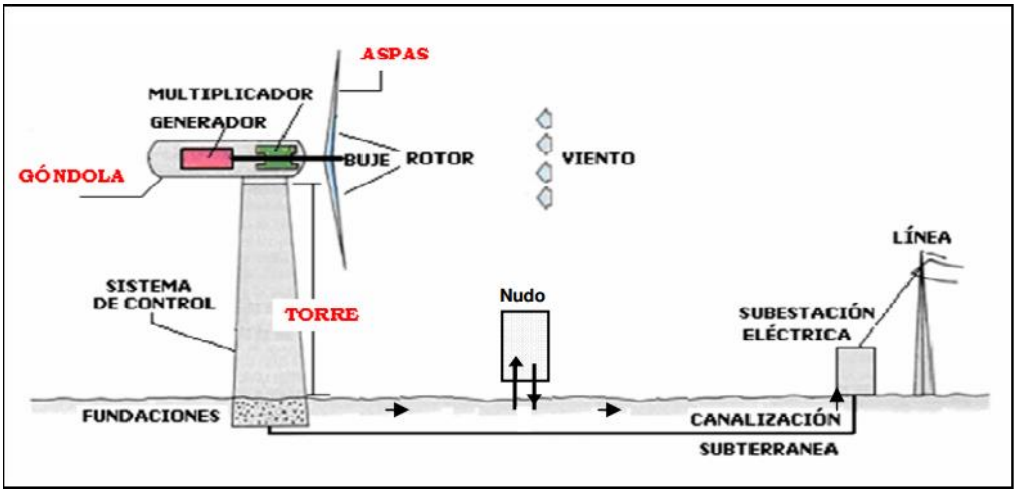


Figura 5.1: Principales componentes de un aerogenerador y su respectiva conexión eléctrica [12]

2. Transmisión de la energía y conexión al SIC.

La energía eléctrica acostumbra a generarse en trifásica en baja tensión (BT), generalmente a 690 V entre fases. Esta tensión se transforma a media tensión (MT) entre 20 y 30 kV en la celda de transformación (BT/MT) situada en la base del aerogenerador o en algunos casos en un compartimiento aislado en la góndola. Posteriormente pasa a la subestación eléctrica (MT/AT) donde la tensión se eleva a alta tensión (AT) en el intervalo 132-400 kV para su conexión a la red de alta tensión. [13]

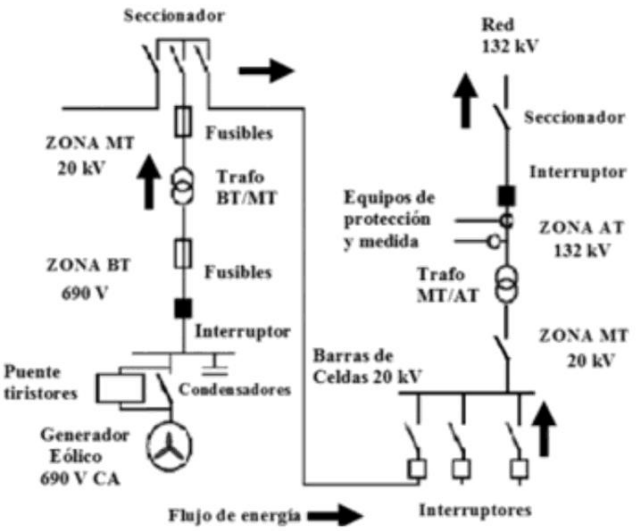


Figura 5. 2: Esquema unifilar eléctrico de un parque eólico [13]

Según se muestra en las figuras 5.2 y 5.3 la instalación eléctrica de un parque eólico está formada por los siguientes elementos básicos:

- Generador eléctrico situado en la góndola del aerogenerador. Genera en BT
- Instalaciones eléctricas de Baja Tensión de cada aerogenerador, incluyendo la aparamenta de protección, regulación y control y si procede condensadores para la corrección de reactiva
- Transformadores de baja a media tensión (Trafos BT/MT)
- Red subterránea de media tensión que canaliza la energía producida por los distintos aerogeneradores hasta la subestación transformadora (trafo MT/AT).
- Subestación de conversión de media tensión a alta tensión (trafo MT/AT).

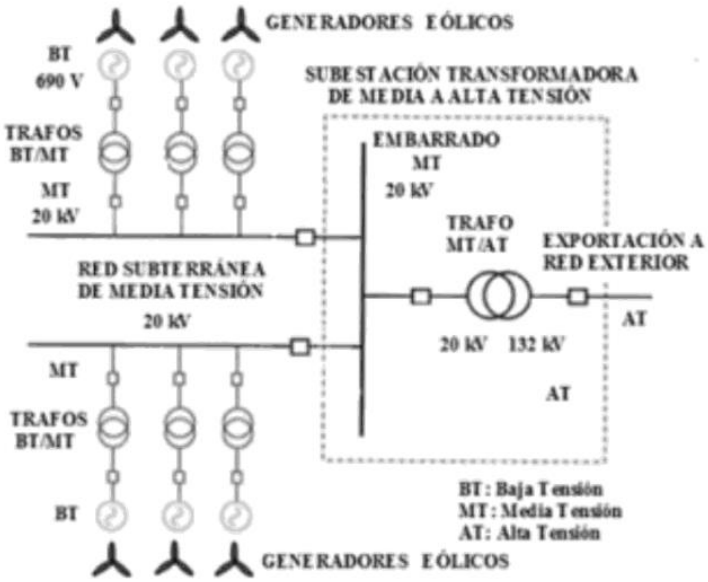


Figura 5. 3: Configuración de la generación y transporte de la energía eléctrica de un parque eólico [13]

Para la transmisión de la energía, desde el edificio de seccionamiento (red subterránea de media tensión) hasta la subestación se utiliza un sistema de cableado que se define según los requerimientos del proyecto. La tensión de salida se define en MT hasta la subestación, luego desde ahí la energía se incorpora al SIC, en un circuito que conecta, desde la subestación, directamente a la línea de AT.

3. Sala de control.

Se dispone de una sala destinada al control y monitoreo para el correcto funcionamiento de los aerogeneradores. Aquí se alojan los equipos de comunicación y computadores que controlan el sistema. En este lugar trabajan los operadores, supervisor y el personal de mantenimiento de los equipos.

En la sala de control se contempla una planta y posee las siguientes instalaciones:

i. Sala de control donde se ubican los equipos correspondientes al control, protección, comunicación, servicios auxiliares en BT, etc., necesarios para el correcto funcionamiento de la instalación.
ii. Sala para equipos.
iii. Sala destinada a almacén.
iv. Sala para primeros auxilios.
v. Sala de reunión y oficina para jefe de operaciones
vi. Sala de descanso y casino para el personal técnico.
vii. Instalaciones sanitarias (baños).

6.3. Identificación y evaluación de impactos ambientales.

Existen diversos métodos disponibles para la evaluación de los impactos ambientales, estos se fundamentan en reconocer las características cualitativas que se ven afectadas por la realización del proyecto eolio Arauco, pues en función de las áreas afectadas y la cuantificación del impacto que el proyecto genera en dichas áreas se debe determinar la metodología de identificación y evaluación de impactos ambientales.

Para la identificación de las áreas afectadas se realiza un inventario ambiental de la zona en la que se ubica el Parque eólico Arauco, y sus alrededores.

6.3.1. Inventario ambiental

- **Clima**

El clima en la Provincia de Arauco es suave, y generalmente cálido y templado. En invierno hay más precipitaciones que en verano siendo la más baja del año en Enero con 23 mm, mientras que la media máxima de precipitaciones corresponde al mes de Junio con 272 mm, las precipitaciones promedios son de 140,2 mm. La temperatura promedio corresponde a 13,3 °C donde la temperatura máxima corresponde al mes de Enero con una media de 17,4°C y el mes más frio corresponde al mes de Junio con una temperatura media de 10,1°C.

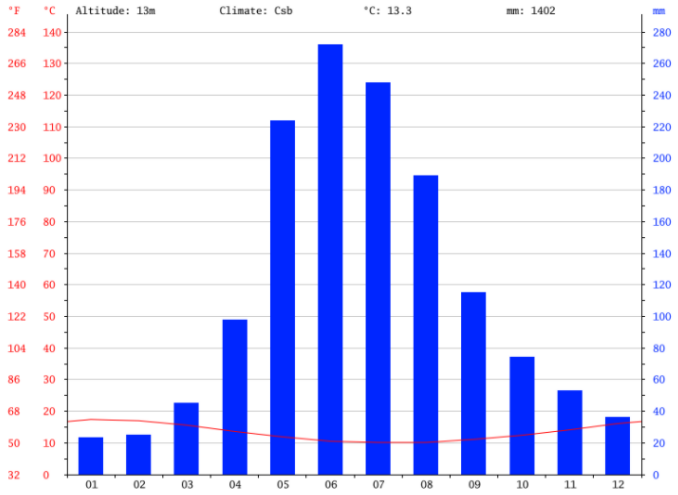


Figura 5. 4: Temperaturas y precipitaciones en la Provincia de Arauco [14]

- ## Hidrología

En el emplazamiento donde se sitúa el parque eólico Arauco, debido a que los aerogeneradores se sitúan a una altura muy superior a la cuenca de ríos, costas y humedales, la hidrología no se ve afectada con la implementación del proyecto.

- ## Áreas protegidas

El área de estudio para el componente flora vegetación involucra las áreas y sectores asociados al desarrollo del proyecto. Se considera como área de estudio, la superficie definida por lo sectores donde se emplaza la infraestructura del proyecto, representada en esta etapa por la ubicación de los aerogeneradores.

El área de estudio comprende el polígono del Proyecto Parque Eólico Arauco, sectores aledaños del Humedal Tubul-Raqui (Sur-Este), el área costera adyacente y los caminos de acceso existentes (Ruta P-20 y P-40).

- Como área de influencia directa se considera al sector de emplazamiento de los aerogeneradores y las obras necesarias para su construcción y operación.

- Como área de influencia indirecta se consideran los ambientes que rodean a los sectores donde se emplazaría el Parque Eólico, incluyendo parte del Humedal Tubul-Raqui y parte de la zona costera de Arauco. La Figura 5.5 representa la ubicación del área de estudio.

De acuerdo a la información recopilada, dentro del área del Proyecto no se ubican áreas protegidas del tipo Humedales Ramsar, SNASPE, Santuarios de la Naturaleza, ASPP y acuíferos alimentadores de vegas y bofedales, sin embargo, la mayor restricción asociada al área del proyecto es la cercanía al Sitio Prioritario para la Conservación de la Biodiversidad denominado “Humedal Tubul Raqui”, tal como se presenta en la figura siguiente:

Figura 5. 5: Relación del área del proyecto con el sitio prioritario "Humedal Tubul-Raqui"

El carácter de humedal le infiere un valor intrínseco ya que corresponden a ecosistema de gran importancia, no sólo por la biodiversidad que albergan sino que también por sus funciones y atributos, por lo que la gestión en este sitio se ha basado en promover la protección oficial y efectiva del área en las localidades aledañas al sitio y en la caleta Tubul.

La figura de protección propuesta para el área es como Sitio Ramsar o de importancia internacional, para lo que actualmente se reúnen los antecedentes de flora mediante la tabla 5.1 (ver anexo) para dicha condición.

En la tabla 5.2 (ver anexo) es posible determinar las especies presentes según su categoría de fauna en el área de estudio.

A continuación se detalla el estado de conservación de las especies presentes en el área de estudio. Norma de especies según estado de conservación Chile 11 de noviembre de 2016, según DS 51 Minsegpres Reglamento de Clasificación de Especies (RCE)

El estado de conservación según el DS. Minsegpres se obtiene descargando el listado de especies clasificadas desde el 1° al 12° procesos de clasificación RCE (actualizado a noviembre del 2016). Así, la categoría vigente determina:

1. CR= En peligro critico
2. DD= Datos insuficientes
3. EN= En peligro
4. EW= Extinta en estado silvestre
5. EX= Extinta
6. FP= Fuera de peligro
7. IC= insuficientemente conocida
8. LC= Preocupación menor
9. NT= Casi amenazada

10. R= Rara
11. VU=Vulnerable

Posteriormente se determina la fuente de la categoría vigente que clasifica las especies según el Reglamento de clasificación ambiental del Ministerio del Medio Ambiente.

1. Bol_47: Boletín 47 MHN
2. CAZA: Reglamento Ley de CAZA
3. L_Rojo_Flora: Libro Rojo de flora
4. L_Rojo_Vert: Libro Rojo de vertebrados
5. Nunez et al. 1997: Reunión herpetólogos
6. Yañez 1997: Reunión especialistas mamíferos acuáticos
7. RCE: Reglamento de Clasificación de Especies.

[15]

La categoría vigente que determina el estado de conservación según el Decreto Supremo Minsegpres (Ministerio de la secretaria general de la presidencia) corresponde al Reglamento de Clasificación de Especies (RCE).

6.3.2. Factores afectados

Una vez determinada las áreas ambientales que se ven afectados por la construcción del parque, se propone en función de dichas áreas, determinar los factores ambientales que se ven afectados lo que se detalla en la siguiente tabla:

Elemento ambiental	Categoría	Atributo
Características físicas y químicas	Tierra	Suelo
		Geomorfología
	Agua	Calidad
		Hidrogeología
	Atmosfera	Calidad
		Ruido
		Clima
		Temperatura
	Procesos	Compactación y asientos
		Erosión
		Movimientos de aire
Condiciones biológicas	Flora	Árboles, arbustos y hierbas
		Humedal Tubul-Raqui
	Fauna	Avifauna
		Animales terrestres
Factores culturales	Interés humano	Vistas panorámicas, paisajes
		Uso del territorio

Tabla 5. 1: Factores ambientales afectados por el proyecto

6.3.3. Clasificación de los impactos

Los impactos ambientales se caracterizan según una serie de atributos, definidos a continuación:

- Carácter: alude al efecto negativo, es decir perjudicial, neutro se refiere a que no afecta al área en cuestión y positivo donde es beneficioso el impacto generado para el área afectada.
- Perturbación: se refiere al grado en el que se ve afectada la zona impactada con la actividad en cuestión. Es una forma de determinar el nivel de afección sobre el área emplazada.
- Importancia: es la cuantificación de las perdidas, o las ganancias del impacto que se genera en la zona afectada
- Ocurrencia: cuantifica la probabilidad de que se produzca un impacto en el área afectada.
- Extensión: tiene que ver principalmente con la superficie que abarca el impacto generado por las acciones pertinentes para la construcción del parque, pude ser Regional, Probable y Poco probable.
- Duración: la alteración provocada puede ser temporal o de forma permanente.
- Reversibilidad: Indica si el efecto puede ser asimilado por los procesos naturales o no.

Clasificación de Impactos			
Carácter	Negativo (-1)	Neutro (0)	Positivo (1)
Perturbación (P)	Importante (3)	Regular (2)	Escasa (1)
Importancia (I)	Alta (3)	Media (2)	Baja (1)
Ocurrencia (O)	Muy probable (3)	Probable (2)	Poco probable (1)
Extensión	Regional (3)	Local (2)	Puntual (1)
Duración (D)	Permanente (3)	Media (2)	Corta (1)
Reversibilidad ®	Irreversible (3)	Parcial (2)	Reversible (1)
TOTAL	18	12	6
Valorización de Impactos	Impacto Total = C * (P+I+O+E+D+R)		

Negativo	Severo	> (-15)
	Moderado	(-15) > (-9)
	Compatible	< (-9)
Positivo	Alto	> (+15)
	Mediano	(+15) > (+9)
	Bajo	< (+9)

Tabla 5. 2: Clasificación y valoración de los impactos ambientales generados por el Parque eólico Arauco [16]

Según lo establecido en la tabla 5.4, se realiza una matriz de interacción entre los factores ambientales, las actividades necesarias para la construcción del parque, y el impacto que ellas generan en el ecosistema que se sitúa en la localización del Parque eólico Arauco, donde se obtiene:

		ACTIVIDADES												
		ETAPA DE CONSTRUCCION						ETAPA DE FUNCIONAMIENTO			ETAPA DE ABANDONO			
		Movimiento de tierras y acondicionamiento de la	Construcción y ampliación de vías de acceso	Construcción de la zanja de alta y media tensión para la	Cimentación	Transporte de los Aerogeneradores	Montaje de los aerogeneradores	Operación de los aerogeneradores	Mantenimiento y supervisión	Transportes asociados al mantenimiento y la	Desarme de equipos	Derribo de obras civiles	Rehabilitación de la zona	∑
TIERRA	Suelo	-8	-11	-15	-15	-8							15	-42
	Geomorfología	-9	-13	-12	-12								15	-31
AGUA	Calidad	-6	-6	-6	-6									-24
	Hidrogeología	-6	-12	-12	-12									-42
ATMOSFERA	Calidad	-4	-7	-7	-6	-9					-8	-6		-47
	Ruido	-7	-10	-8		-10	-9	-17	-6	-7		-10		-84
	Clima													
	Temperatura													
PROCESOS	Compactación y asientos	-10	-15	-17	-17								16	-43
	Erosión	-10	-13	-14	-15	-6	-6				-6		14	-56
	Movimientos de aire							-12						-12
FLORA	Árboles, arbustos y hierbas	-10	-15	-16	-17	-9	-6				-8	-7	16	-72
	Humedal Tubul-Raqui	-6	-6	-6	-6			-14						-38
FAUNA	Avifauna	-14	-17	-17	-16	-7	-6	-13		-6	-8	-7		-111
	Animales terrestres	-8	-13	-13	-16	-8	-6	-11		-6	-8	-6		-95
INTERES HUMANO	Vistas panorámicas, paisajes	-9	-12	-12	-13	-6		-13			-7	-6	14	-64
	Uso del territorio	-7	-13	-10	-9	-9	-8	-10			-7	-7	14	-66
	∑	-114	-163	-165	-160	-72	-41	-90	-6	-19	-52	-49	104	

Tabla 5. 3: Matriz de interacciones entre factores ambientales y actividades pertinentes al proyecto Parque Eólico Arauco.

En la matriz se observa la interacción entre las acciones que tienen lugar durante las tres fases del proyecto y los factores ambientales relevantes para este estudio. Otorgándole a cada actividad la importancia que tiene sobre el factor e estudio. En verde se representan las acciones

que tienen un impacto positivo, mientras que en las tonalidades naranjas aquellas interacciones con efecto negativo, el grado del impacto se determina con la ayuda de la tabla 5.4.

Las sumatorias representan numéricamente aquellos factores que se ven potencialmente más afectados, así como las actividades que generan mayor impacto a lo largo de la vida del proyecto y en función de dicha sumatoria determinar las restricciones ambientales y sociales que predominan en la construcción del parque.

6.4. Condicionamientos Parque eólico Arauco

Según la tabla 5.5 se determina que los factores que restringen con mayor intensidad la construcción y posterior operación del parque, corresponden al ruido que las turbinas emiten, susceptible a la afectación de viviendas habitadas, la fauna y la flora silvestre que se ve impactada por la construcción del parque y finalmente los factores de interés humano, particularmente a las vistas panorámicas y el uso del terreno.

6.4.1. Ruido

Según establece la norma de emisión de ruidos generador por fuentes que indica, elaborada a partir de la revisión del Decreto N° 146, de 1997, se constituye el DS 38, del Ministerio de la secretaria general de la presidencia

Para zonas rurales se aplica como nivel máximo permisible de presión sonora corregido (NPC), el mínimo valor entre:

a) Nivel de ruido de fondo + 10 dB(A)
b) NPC para Zona III de la tabla 5.6.

Tabla N° 1 Niveles Máximos Permisibles De Presión Sonora Corregidos (Npc) En db(A)		
	de 7 a 21 horas	de 21 a 7 horas
Zona I	55	45
Zona II	60	45
Zona III	65	50
Zona IV	70	70

Tabla 5. 4: Niveles máximos permisibles de presión sonora corregidos (NPC) en dB (A) DS38/MMA 2012 [17].

Los niveles de sonido alrededor de los aerogeneradores se calculan gracias al programa de cálculo del mapa de sonido de WindPower para cada modelo de turbina elegido.

Así, se calcula la influencia que tienen entre si dos aerogeneradores separados tres veces el diámetro de su rotor en la direccione perpendicular al sentido del viento y 6 veces el diámetro de su rotor en la dirección paralela al sentido del viento.

- Aw132/3000 (Emisión a plena carga 106,5 dB(A))

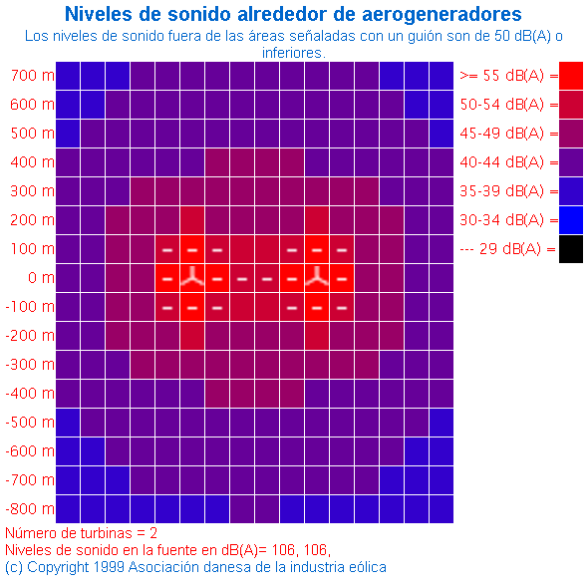


Figura 5. 6: Niveles de sonido alrededor de aerogeneradores configuración perpendicular a la dirección del viento [18].

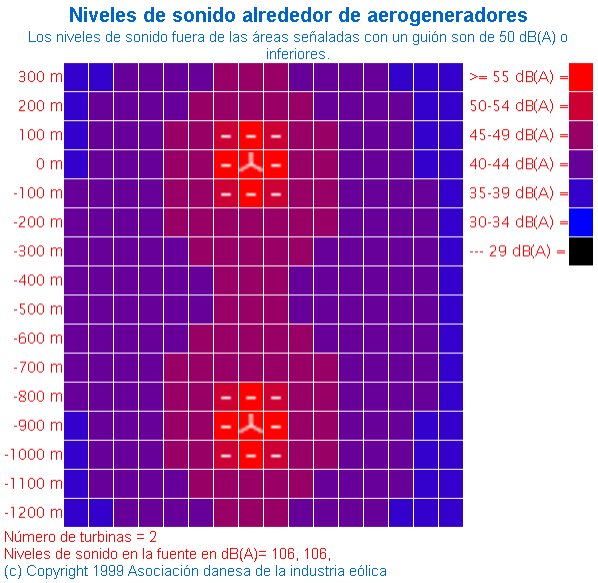


Figura 5. 7: Niveles de sonido alrededor de aerogeneradores configuración paralela a la dirección del viento [18].

- V90-1.8MW (Emisión a plena carga 104,5 dB(A))

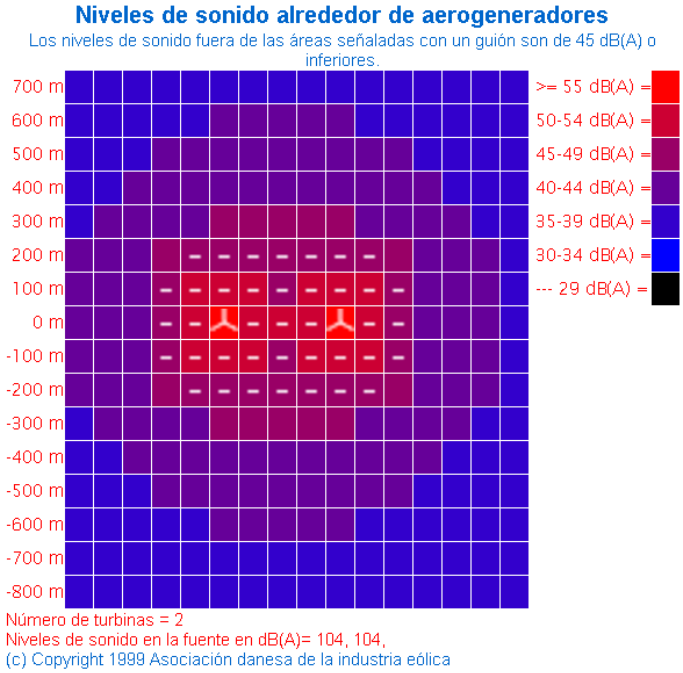


Figura 5. 8: Niveles de sonido alrededor de aerogeneradores configuración perpendicular a la dirección del vientos [18].

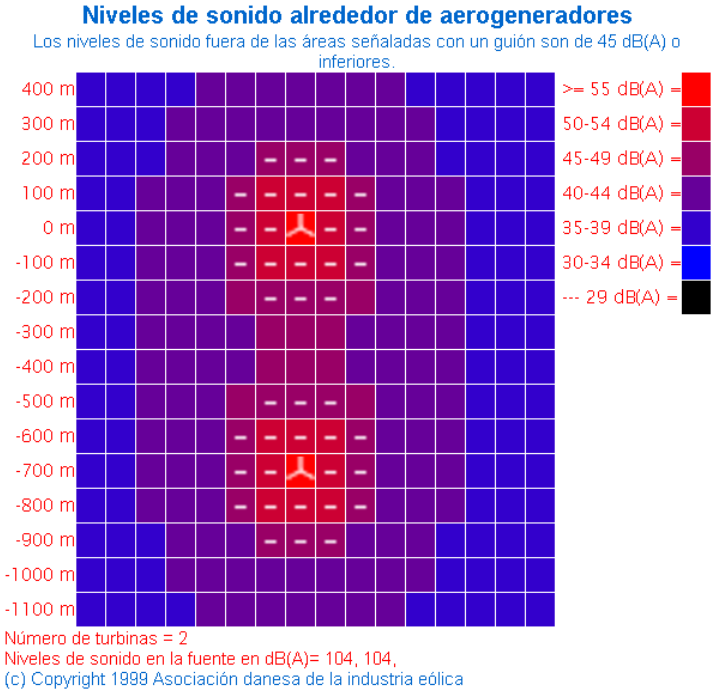


Figura 5. 9: Niveles de sonido alrededor de aerogeneradores configuración paralela a la dirección del viento [18].

- N60-1.3MW (Emisión a plena carga 102,5 dB(A))

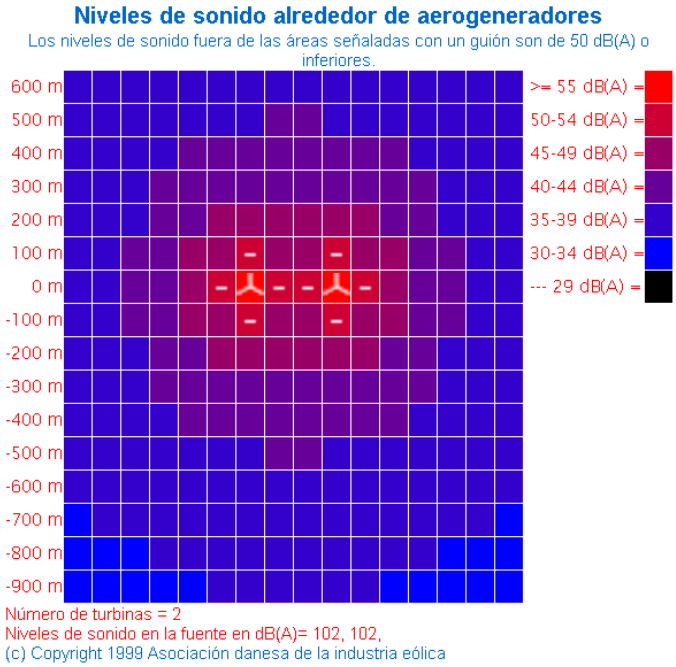


Figura 5. 10: Niveles de sonido alrededor de aerogeneradores configuración perpendicular a la dirección del viento [18].

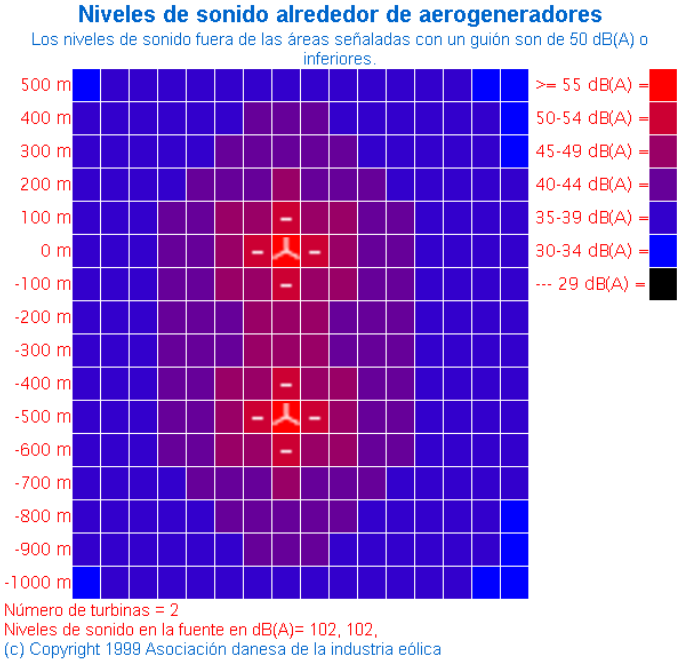


Figura 5. 11: Niveles de sonido alrededor de aerogeneradores configuración paralela a la dirección del viento [18].

De lo obtenido anteriormente mediante la simulación de la generación del ruido generado para las turbinas, se obtiene que el ruido permisible para no perturbar a las viviendas aledañas limita la construcción del parque en sectores a una distancia de 500 metros o más de alguna residencia habitada.

Este criterio se aplica tanto para el periodo diurno como nocturno de forma separada.

6.4.2. Fauna

Respecto a la construcción del parque, es necesario determinar la población de especies que se ve afectada por el acondicionamiento de la zona para el traslado e instalación de los aerogeneradores, a pesar de que la estructura de la vegetacion del lugar limita la oferta de presas para las especies que habitan el sector (principalmente pradera y rodal forestal), se sugiere el reacondicionamiento de especies y nidos con el fin de vulnerar en menor medida la fauna susceptible a verse afectada.

Espacio Aero y riesgo de colisión. Con la operación de los aerogeneradores, se abre la posibilidad, en el espacio aero, de riesgo de colisión para algunas aves.

El otro aspecto que puede llamas la atención referente a la afectación de Fauna en el sitio seleccionado es la de las aves migratorias. Las aves llegan al hemisferio sur a alimentarse para afrontar el largo viaje de regreso, por cuanto el gastar energía siguiendo rutas de vuelo de máximo consumo no tendría sentido ni evolutivo ni biológico, es por esto, que es importante revisar dichas rutas con el fin de no afectarlas con la construcción del parque.

6.4.3. Flora

El proyecto parque Eólico Arauco involucra una pérdida de praderas y rodales forestales y, en una mínima proporción de bosque nativo, donde no se ve afectada específicamente alguna especie de planta que se encuentre con problemas de conservación.

Las praderas, rodales forestales y bosque nativo que se pierde por la necesidad de construir caminos de acceso, fundaciones y la infraestructura en general que caracteriza el parque debe ser restituida con posterioridad inmediata a la ejecución de la actividad.

Es necesario determinar las superficies a intervenir precisamente de manera de no inducir pérdidas innecesarias de suelo y vegetación.

Para compensar la pérdida inevitable de bosque nativo y plantaciones forestales, se debe formular un plan de manejo forestal, y en aquellas áreas de pérdida temporal de suelos, se debe someter la actividad a un plan de recuperación de suelo y vegetación.

6.4.4. Factores de interés humano

El impacto visual y paisajístico es inevitable. Por ello la principal tarea y restricción que afecta el proyecto es la de lograr la concientización de las poblaciones y comunidades indígenas sobre la necesidad del fomento de esta energía, para ello es necesario determinar medidas como: visitas guiadas, charlas informativas, con el fin de dar importancia a la diversificación de la matriz energética nacional, la necesidad de disminuir la generación energética en base a combustibles fósiles, la implementación de nuevas tecnologías y el aporte que el proyecto Parque Eólico Arauco en función de lo descrito anteriormente

7. Descripción del potencial eólico en el sitio seleccionado

7.1. Situación actual de la Provincia de Arauco

La Provincia de Arauco es una de las cuatro provincias de la Región del Biobío. Limita al norte con la provincia de Concepción, al oriente con la de Biobío y la de Malleco, al sur con la Provincia de Cautín y al oeste con el Océano Pacifico. Su superficie total es de 564,3 Km^2 cuya población según datos del INE al año 2002 es de 157.255 habitantes, lo que significa una densidad de población de 278 hab/Km^2.

La provincia de Arauco, está ubicada en un sector de pocas planicies, donde al oriente resalta la cordillera de Nahuelbuta. Al oeste existe una serie de colinas y depresiones que bajan hacia el mar. También cuenta con una vasta área compuesta de lagos y lagunas.

Las principales actividades económicas de la provincia son el sector de servicios en cada comuna, y el sector forestal, donde destaca la planta Horcones de la Celulosa Arauco y Constitución, y empresas forestales como Mininco, Volterra, entre otras.

Las principales redes viales de la provincia son las rutas CH-160, P-60 y P-70 las cuales conectan la capital provincial Lebu con Concepción, pasando por las comunas de Arauco, Curanilahue y Los Álamos.

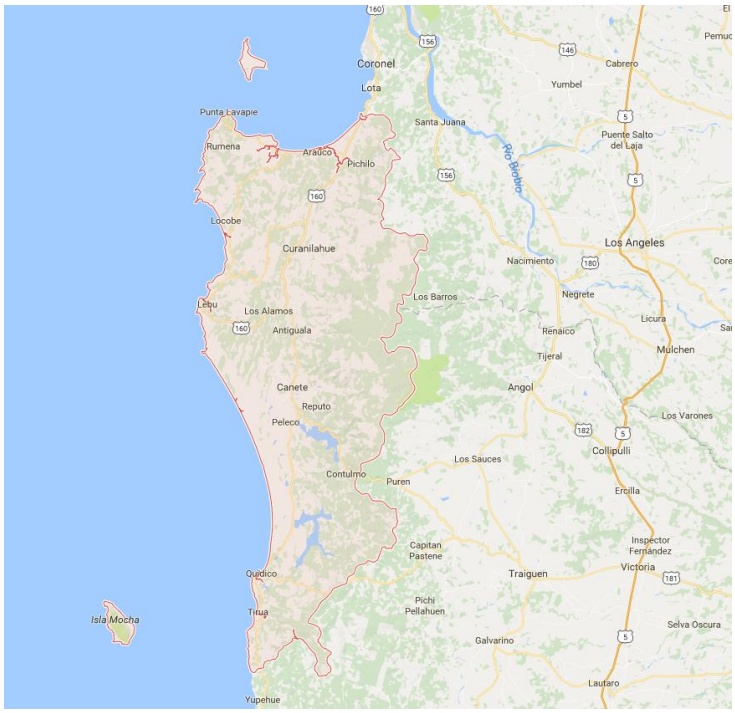


Figura 6. 1: Mapa de la provincia de Arauco, Región del Biobío. [19].

7.2. Explorador de energía eólica

La evaluación del potencial eólico presente en el país, se realiza mediante el explorador de energía eólica, el cual abarca todo el territorio desde la ciudad de Arica hasta Chiloé incluyendo la Isla de Pascua.

Mediante este simulador se seleccionó el estudio del territorio correspondiente a la Provincia de Arauco por su alto contenido de potencia eólica presente en esta región. Las simulaciones fueron realizadas usando el modelo WRF (Weather Research and Forecasting), con una resolución horizontal de 1Km y vertical de 10 metros, y se simulo el viento durante un año completo (2010).

Este modelo científico y computacional se llevó a cabo por el Departamento de Geofisica de la Universidad de Chile por encargo del Ministerio de Energia del gobierno de Chile y GIZ (Deutsche Gesellschaft f*ü*r Internationale Zusammenarbeit).

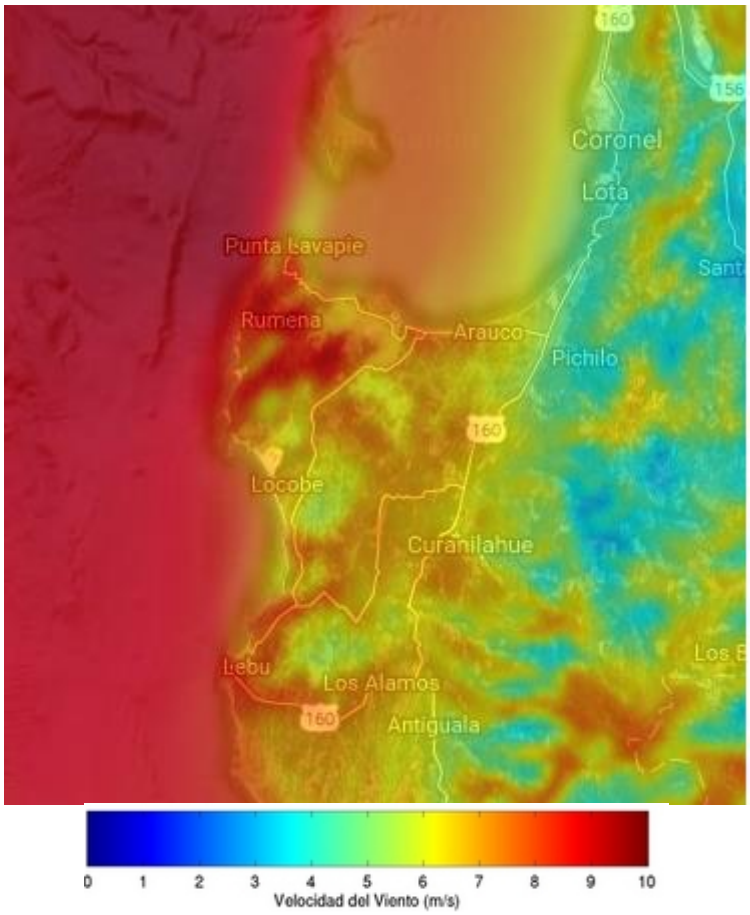


Figura 6. 2: Mapa de velocidad de viento media anual a 95 metros [28]

En función al mapa de velocidades (figura 6.2) se caracteriza las zonas más propicias para albergar los aerogeneradores. Dicha zona debe tener una velocidad media del viento superior a 6 m/s.

7.3. Área de estudio

Para el emplazamiento, se selecciona una superficie de 15 km^2, ubicada a 6 km al Este de Arauco, tal como se muestra en la figura 6.3

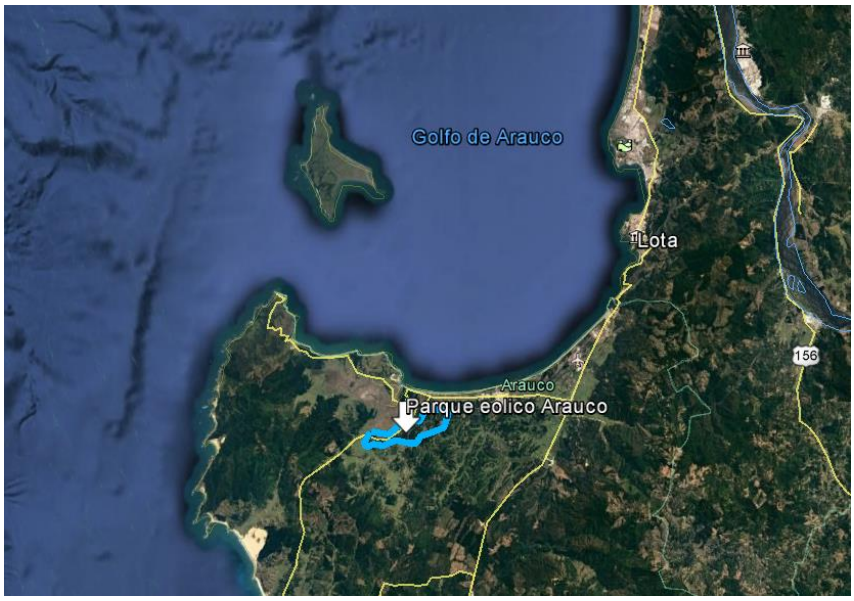


Figura 6. 3: Ubicación del sitio seleccionado para el desarrollo del parque eólico Arauco.

Es posible ver en la figura 6.2 que la velocidad media del viento en el sitio seleccionado corresponde a una velocidad del viento entre 6 y 8 m/s, por ende, corresponde a un sitio atractivo para la extracción de energía eólica a partir del recurso disponible en la circunscripción del parque.

7.4. Resumen de la campaña de medición (Latwind)

<u>Utilizando la torre anemométrica de la estación Santa Sofía, Arauco</u>

- Se emplea el anemómetro Santa Sofía, Arauco a 78m. Como referencia, las coordenadas UTM de la estación de medición Santa Sofia (636236,0 ; 5872228,0)

- Las velocidades medias a los distintos niveles alcanzaron los siguientes valores a lo largo del año 2016.

    - 30 m: 5,70 m/s
    - 60 m: 6,64 m/s
    - 80 m: 7,00 m/s
    - 100 m: 7,39 m/s

- Las velocidades medias son superiores en la dirección Sur con 8,76 m/s. La velocidad máxima ascendió a 24,9 m/s en la dirección Sur.

- El campo de vientos presenta como dirección dominante en frecuencia Sur con un 30,73%, siendo además, esta componente la de mayor densidad de potencia $531(\frac{W}{m^2})$.

- La distribución sectorial de energía presenta como sector dominante la dirección Sur con 2,854 GWh/m2/año, mientras que la densidad de potencia media tiene un valor de 383 W/m2.

- La tendencia de variación horaria de la velocidad media del viento muestra un mínimo en torno a las 8:00 hrs. Y un máximo alrededor de las 20:00 hrs. (horario solar).

Mediante los informes entregados por la empresa encargada de la medición de viento y el procesamiento de datos Latwind, se obtiene la velocidad media para cada mes del año con la cual se puede obtener la estacionalidad del viento y analizar el comportamiento de la misma, en consecuencia, se obtiene una gráfica que muestra el comportamiento de la velocidad del viento en el sitio seleccionado a lo largo del año 2016.

7.5. Procesamiento de datos obtenidos por la empresa encargada (Latwind) y el Explorador eólico de la Universidad de Chile.

7.5.1. Estacionalidad de la velocidad y densidad de potencia del viento.

El recurso eólico comprende una variabilidad tanto anual como diaria, donde cada mes del año es distinto en cuanto a la velocidad del viento, y en consecuencia a la generación de energía eólica. Es por esto que se realiza un estudio sobre la variabilidad presente en el terreno que circunscribe el Parque eólico Arauco. Para la realización del proyecto, donde se evalúa la estacionalidad del recurso eólico.

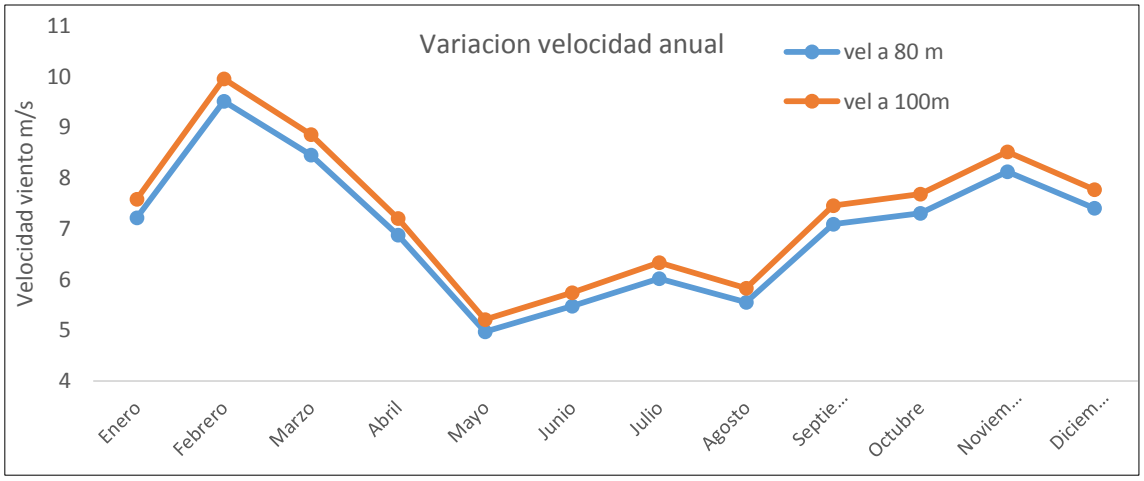


Gráfico 6. 1: Variación de la velocidad del viento durante el año 2016.

Posteriormente es posible determinar la tendencia de la densidad de potencia $(\frac{W}{m^2})$ presente en el sitio seleccionado durante el año 2016. Asumiendo una densidad del aire presente en el lugar de $1{,}225\frac{kg}{m^3}$ (Facultad de ciencias fisicas y matematicas universidad de Chile, 2010).

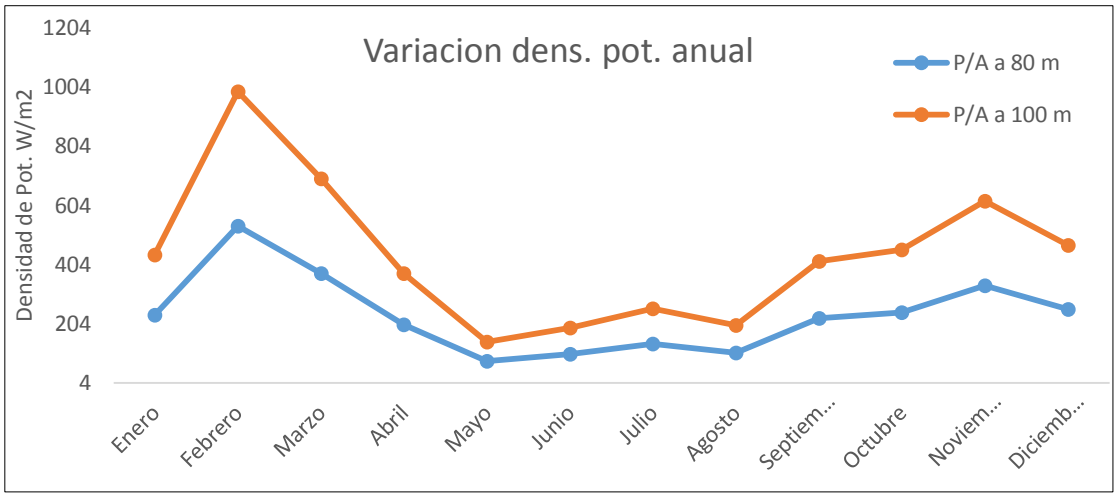


Gráfico 6. 2: Variación de la densidad de potencia presente en el sitio durante el año 2016.

Mediante lo expuesto en el gráfico 6.1, es fácil ver una disminución en la velocidad del viento en los meses de Mayo, Junio, Julio y Agosto pues estos meses corresponden a fines de Otoño y al invierno, época en el cual el sol transfiere menos calor a la superficie terrestre y por ende se producen gradientes de presión bajos respecto a los existentes en las estaciones de Verano y Primavera, pues en estas estaciones del año existe una transferencia de calor por parte del sol a la superficie terrestre mayor.

Posteriormente se estudia la densidad de potencia presente en la localidad de estudio durante el año 2016 y se observa mediante el grafico 6.2 la densidad de potencia presente en los meses de Mayo, Junio, Julio y Agosto es menor respecto a los otros meses del año, esto es por la relación entre la transferencia de calor del sol a la superficie terrestre, y la velocidad del viento.

La baja en la producción de energía entre los meses de Mayo, Junio y Julio se debe fundamentalmente a la disminución en la velocidad media del viento, produciendo una baja en el aporte de energía cinética a las palas de la turbina, también se debe a la dirección predominante del viento, la cual varia en su dirección siendo predominantemente en dirección Norte para el mes de Mayo, mientras que el resto del año es en dirección Sur.

7.5.2. Densidad de potencia del viento en el sitio seleccionado

Por otro lado, mediante un análisis cuantitativo de las velocidades medias respectivas a los meses de estudios correspondientes al año 2016, se determina la curva característica de densidad de potencia a 78 m respecto al suelo, donde se obtiene la siguiente figura:

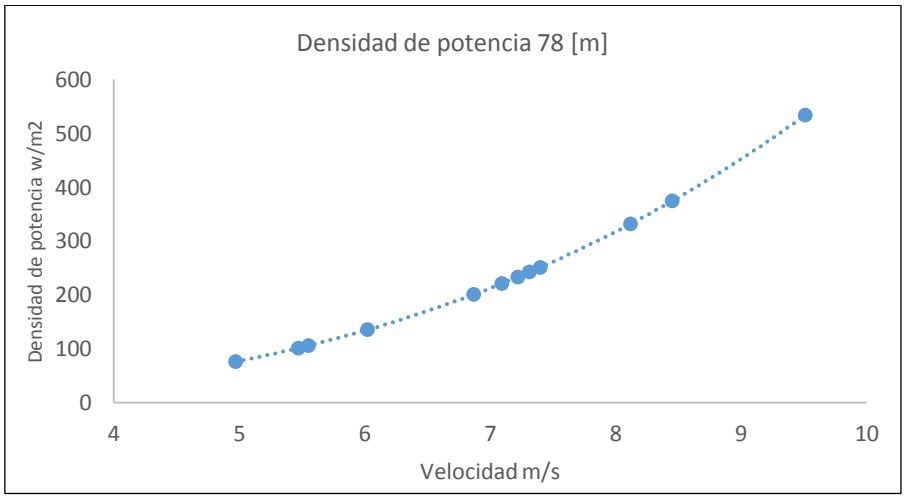


Gráfico 6. 3: Densidad de potencia a distintas velocidades registradas en el sitio seleccionado por medio de la empresa encargada Latwind.

De igual forma se realiza un análisis cualitativo de las velocidades obtenidas por el explorador eólico de la Universidad de Chile, donde se obtienen mediciones de viento para todas las horas del año 2010, determinando así una curva característica de densidad de potencias respectivas a la velocidad para cada hora del año.

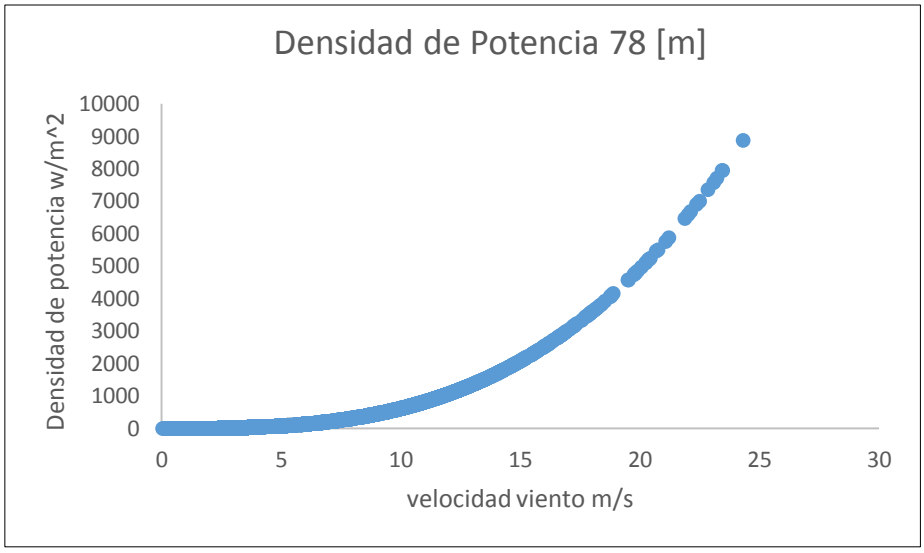


Gráfico 6. 4: Densidad de potencia a distintas velocidades registradas mediante el Explorador eólico de la Universidad de Chile.

Es así como mediante el tratamiento de los registros de vientos entregados por el explorador eólico, es posible obtener un histograma de frecuencias respectivo a la probabilidad de ocurrencia de las velocidades medidas, el cual permite disponer de una función que permita determinar la distribución de velocidades del viento a lo largo de un año, es así como se obtiene el histograma de frecuencia respectivo.

7.5.3. Histograma de frecuencias y curva de Weibull

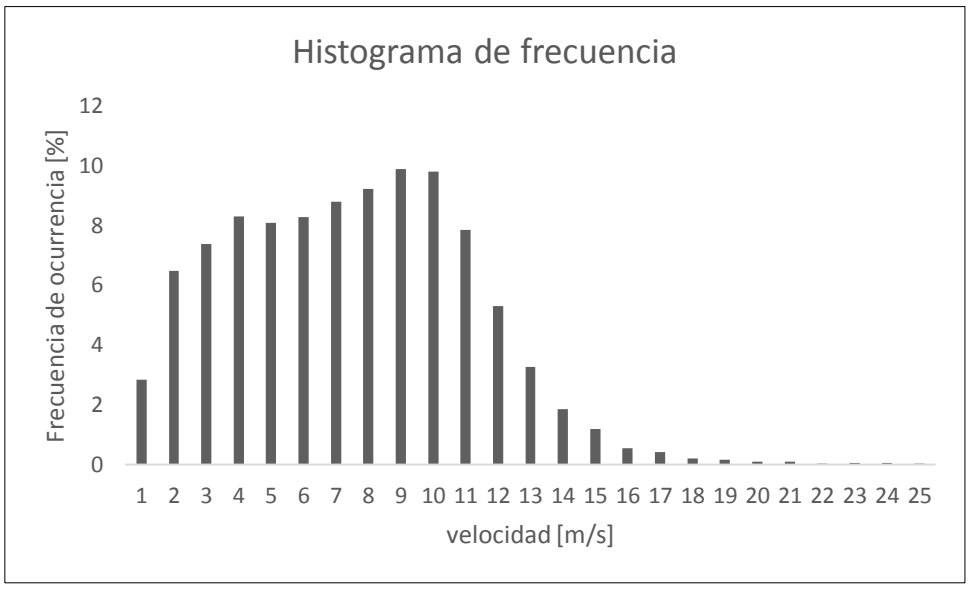


Gráfico 6. 5: Histograma de frecuencia de velocidades obtenidos del explorador eólico.

La función densidad de probabilidad correspondiente a la ley de Weibull, es del tipo de dos parámetros donde k y c se obtiene mediante el tratamiento de datos correspondiente, donde se determina que:

$$c = 7{,}88$$

$$k = 2{,}015$$

En consecuencia se obtiene la curva de la distribución de probabilidad de Weibull a una altura de 78 [m] para la obtención de datos de velocidad según el explorador eólico de la Universidad de Chile.

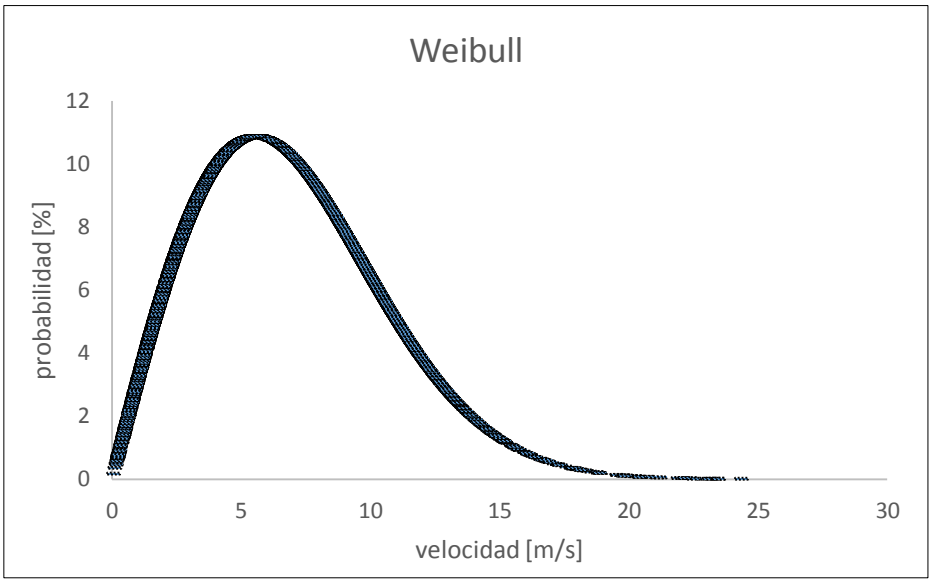


Gráfico 6. 6: Función de distribución de probabilidad Weibull para predecir las velocidades del viento.

7.5.4. Rosa de vientos.

La rosa de vientos busca representar las distribuciones de velocidades y frecuencia de variación de las direcciones del viento.

Su principal objetivo es informar adecuadamente al desarrollador del parque eólico para orientar óptimamente la turbina en la dirección predominante del viento

Mediante simulación WasP, es posible determinar la distribución de las velocidades del viento y analizar cuantitativa y cualitativamente tanto la dirección de la velocidad del viento como su velocidad predominante.

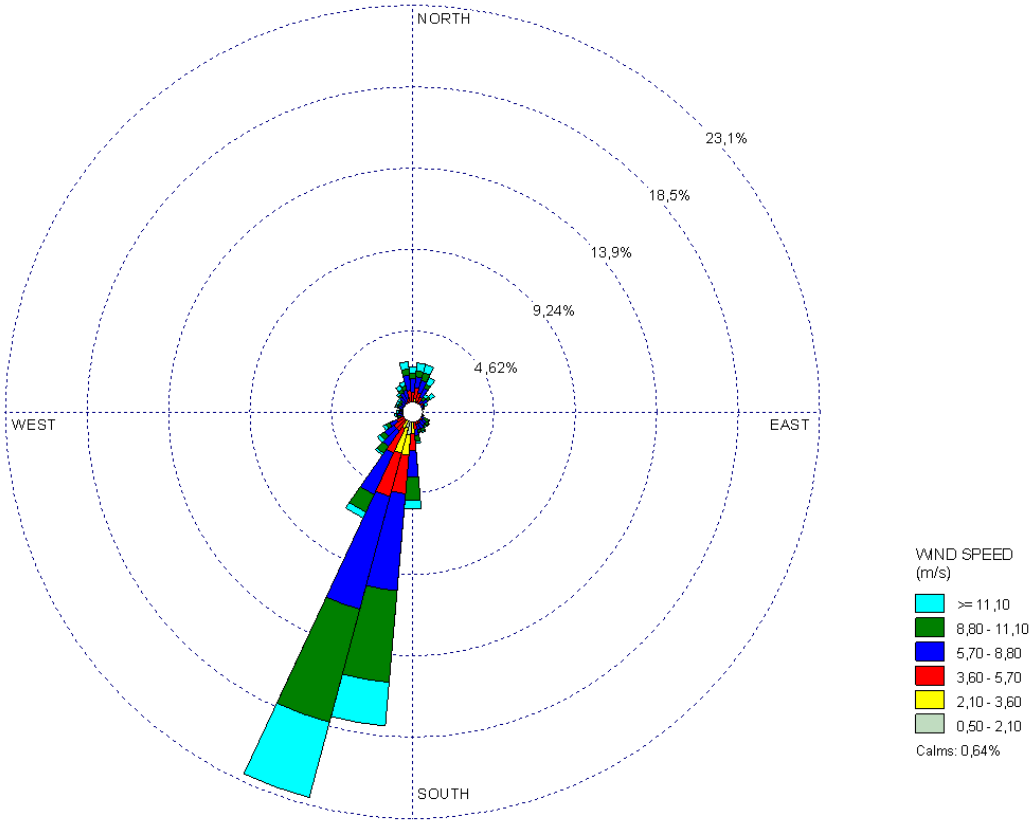


Gráfico 6. 7: Rosa de vientos de la frecuencia dominante del viento a 78 [m].

Se observa mediante el grafico 7, que la dirección predominante en frecuencia Sur-Oeste con un 23,1% siendo, además, esta componente del viento la de mayor contenido energético.

7.5.5. Rugosidad

La longitud de rugosidad Z_0 indica la altura a la cual la velocidad media es cero cuando el viento tiene una variación logarítmica con la altura.

Es así como se determina mediante la tabla 6.1 la longitud de rugosidad característica para el terreno en cuestión, pues se encuentra compuesto principalmente por bosques de pino.

Terrain description	z_0 (mm)
Very smooth, ice or mud	0.01
Calm open sea	0.20
Blown sea	0.50
Snow surface	3.00
Lawn grass	8.00
Rough pasture	10.00
Fallow field	30.00
Crops	50.00
Few trees	100.00
Many trees, hedges, few buildings	250.00
Forest and woodlands	500.00
Suburbs	1500.00
Centers of cities with tall buildings	3000.00

Tabla 6. 1: Valores aproximados de la longitud de rugosidad superficial para distintos tipos de terreno [5].

En consecuencia se determina una longitud de rugosidad superficial para el terreno constituido en Arauco correspondiente a:

$$Z_0 = 500\ [mm]$$

Es así como se determina una constante de rugosidad igual a:

$$\alpha_r = 0{,}2126$$

7.5.6. Extrapolación en altura

Esta herramienta es necesaria para determinar el comportamiento de la velocidad del viento a la altura del buje, con la finalidad de dimensionar y de determinar las turbinas adecuadas para el terreno y sus características.

Así, se determina la correlación para la ley de potencia, donde el exponente está en función de la velocidad y la altura, y a su vez se determina el exponente que está en función de la rugosidad superficial del terreno estudiado. De esta manera se obtiene el comportamiento de las velocidades para distintas alturas tanto para los datos recopilados por Latwind, como para los datos obtenidos del explorador eólico.

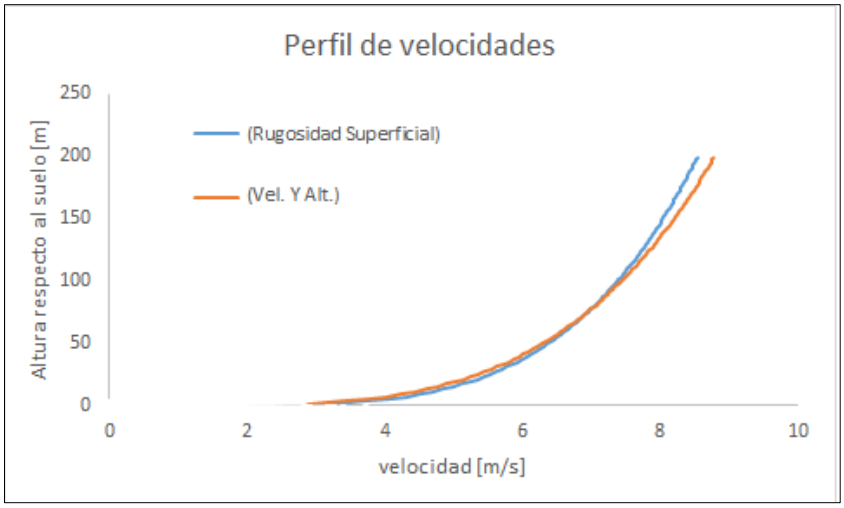


Gráfico 6. 8: Perfil de velocidades a una altura de 200 metros con los datos recopilados por el explorador eólico.

De igual manera se realiza la extrapolación de la velocidad a diferentes alturas con las mediciones recopiladas por Latwind.

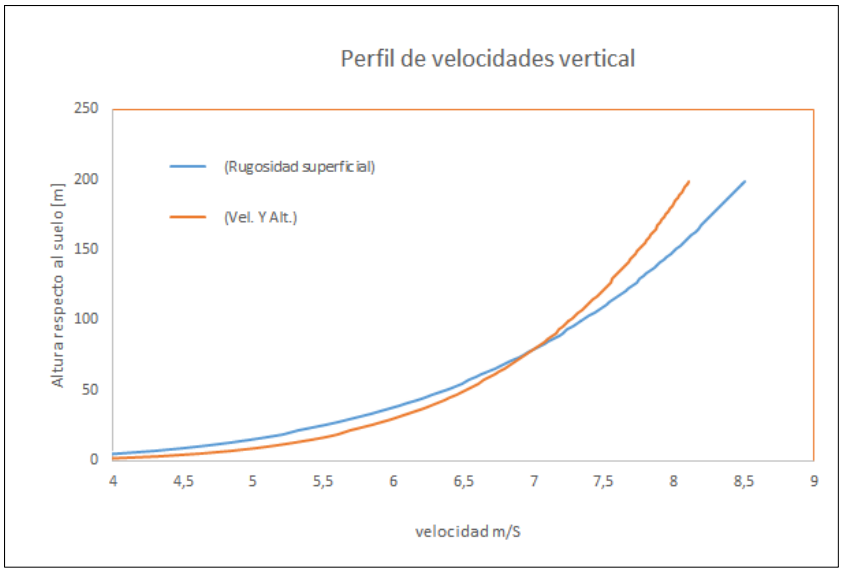


Gráfico 6. 9: Perfil de velocidades a una altura de 200 metros mediante medición de velocidades por parte de la empresa Latwind.

8. Identificación y evaluación de turbinas eólicas.

8.1. Clase del aerogenerador

Para elegir una central generadora eólica, se debe determinar la clase del aerogenerador adecuada para el proyecto, según la velocidad del viento en la ubicación. La clase de aerogenerador la proporciona la Norma IEC 61400-1 en función de la velocidad de referencia del emplazamiento, se muestra la tabla 7.1.

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

$$V_{ref} = \frac{V_{media\ anual}}{0{,}2} \tag{7.1}$$

Clase de aerogenerador	I	II	III	S
Vref (m/s)	50	42,5	37,5	Valores especificados por el fabricante
A Iref(-)	0,16			
B Iref(-)	0,14			
C Iref(-)	0,12			

Tabla 7. 1: Clase de aerogenerador según Norma IEC 61400-1

Los parámetros se aplican a la altura del buje en estudio donde,

V_{ref}. es la velocidad media de referencia medida durante 10 min,

A designa la categoría con características de turbulencia superiores

B designa la categoría con características de turbulencia medias,

C designa la categoría con características de turbulencia inferiores,

I_{ref} es el valor esperado de la intensidad turbulencia a 15 m/s

La velocidad media anual a 80 m de las zonas elegidas tiene un valor en la dirección Sur de 8,9 m/s, por lo que se obtiene una velocidad de referencia de 44,5 m/s. Con esta velocidad de referencia se debe implementar una central generadora de clase II según Norma 61400-1.

8.2. Modelos Elegidos

Los modelos elegidos corresponden a la plataforma AW 132/3000 de Acciona, V90-1.8MW de Vesta y N60-1.3MW de Nordex. Estos aerogeneradores de eje horizontal, tripala, orientados a barlovento y con sistema de paso y velocidad variable se detallan a continuación:

- Eje horizontal: el eje de rotación de la turbina es paralelo con respecto al suelo. Por ello cuentan con un sistema de orientación al viento
- Rotor tripala: gracias a su momento de inercia las fuerzas se distribuyen y compensan mejor entre ellas, en comparación con un rotor bipala, lo que minimiza la inducción de

esfuerzos sobre la estructura y se reduce la generación de ruido. Tienen mayor par de arranque y son más estables e n la rotación para su orientación.

- Orientación a barlovento: Las palas se ubican enfrentadas al viento y ante de la torre que sustenta el aerogenerador. Con esta orientación se minimiza el efecto de sombra sobre el rotor y la aparición de vibraciones y esfuerzos de fatiga sobre las palas.
- Velocidad variable: La tecnología de paso variable permite adaptar el ángulo de las palas a la velocidad del viento para así maximizar la energía eolia obtenida y minimizar las cargas sobre la máquina. Además, permite que las palas actúen como freno aerodinámico.

Los modelos elegidos difieren en el diámetro del rotor, lo que está directamente relacionado con la potencia generada por la torre, ver ecuación 4,6. En los modelos se escogerán tanto alturas del buje como área de barrido diferentes para comparar, pues la velocidad del viento varía con la altura en cuestión. Ver capítulo 4.

AW 132/3000

Rotor	Diámetro ($\boldsymbol{m}$)	132
	Area de barrido (m^2)	13720
	Cut-in (m/s)	3
	Cut-out (m/s)	25
Palas	Longitud (m)	66
Torre	Altura (m)	120
Marca (Origen)	Nordex-Acciona	Alemania

Tabla 7. 2: Características modelo aerogenerador AW132/3000.

V90-1.8MW

Rotor	Diámetro ($\boldsymbol{m}$)	90
	Área de barrido (m^2)	6362
	Cut-in (m/s)	4
	Cut-out (m/s)	25
Palas	Longitud (m)	44
Torre	Altura (m)	105
Marca (Origen)	Vesta	Dinamarca

Tabla 7. 3: Características modelo aerogenerador V90-1.8MW.

N60-1.3MW

Rotor	Diámetro ($\boldsymbol{m}$)	60
	Área de barrido (m^2)	2828
	Cut-in (m/s)	4
	Cut-out (m/s)	25
Palas	Longitud (m)	29
Torre	Altura (m)	60
Marca (Origen)	Nordex- Acciona	Alemania

Tabla 7. 4: Características modelo aerogenerador N60-1.3MW.

8.3. Calculo de la energía producida.

La potencia entregada por la energía cinética del vienta queda determinada mediante la ecuación 4,6 como la potencia de entrada útil, sin embargo no toda la energía disponible del viento puede ser extraíble por la turbina, lo que queda definido por el coeficiente de potencia C_p, ver ecuación 4.33, de esta manera, se determina el coeficiente de potencia para una turbina a continuación:

$$C_p = \frac{Potencia\ de\ entrada\ util}{Potencia\ disponible} \tag{7.2}$$

La curva de potencia teórica de los modelos seleccionados, Figura 7.1, ha sido obtenida de los catálogos pertinentes, realizando una aproximación de la curva que se representaba en este.

En la curva de potencia se representa la potencia extraída por el aerogenerador para cada velocidad del viento a la altura del buje.

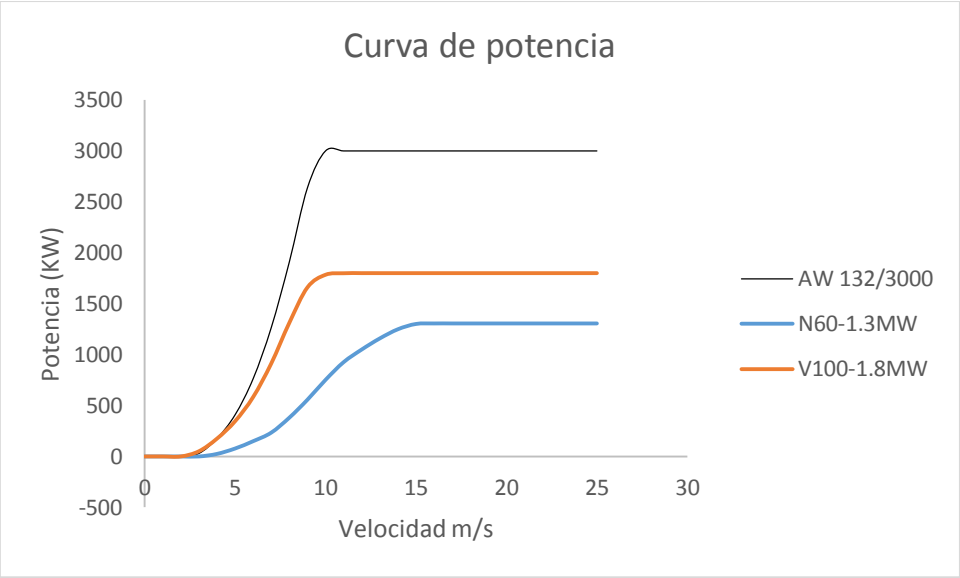


Gráfico 7. 1: Curva de potencia modelos AW132/3000, V90-1.8MW, N60-1.3MW.

8.4. Diseño del parque

8.4.1. Efecto de la orografía

Con el objetivo de evaluar el efecto que la orografía y la rugosidad superficial local sobre el comportamiento del viento en la zona de Arauco, se ha realizado la simulación del campo de viento, tanto de la velocidad como de la densidad de potencia mediante el modelo WasP.

El modelo WasP (Wind Atlas Analisys and Application Program) 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 del viento geostrófica, la velocidad del viento sin perturbar en la atmosfera libre, para finalmente calcular la velocidad del viento en una coordenada

determinada 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 WasP los siguientes:

- Serie temporal de velocidades medias diarias correspondiente a la estación de Santa Sofía, Arauco con un total de 52560 observaciones (medición de vientos para intervalos de 10 minutos).

- Rugosidad

- Topografía digitalizada con un total de 766.480 nodos.

Se muestran a continuación los resultados de la densidad de potencia y la velocidad media del viento de la modelación mediante WasP.

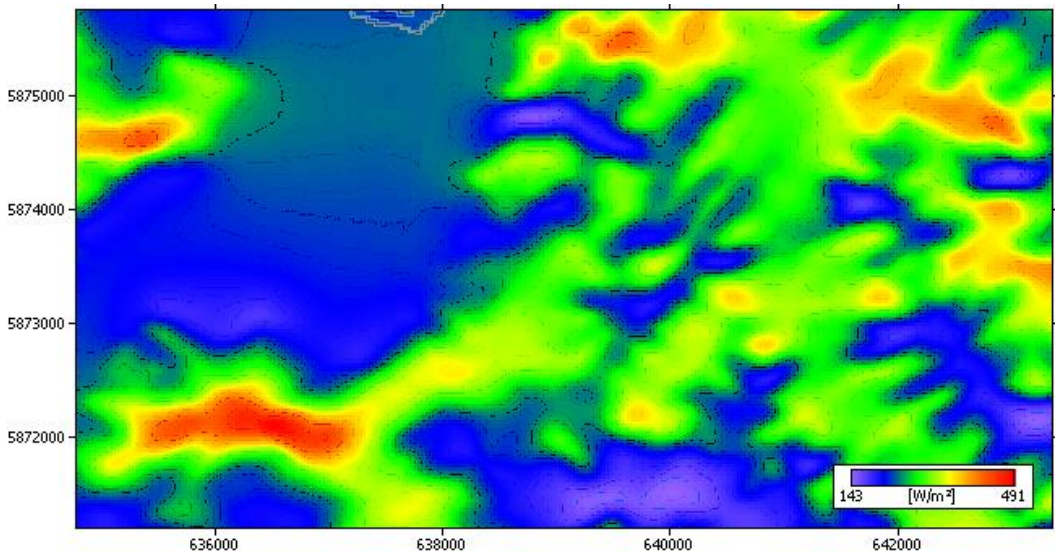


Figura 7. 1: Densidad de potencia eólica proyecto Parque eólico Arauco

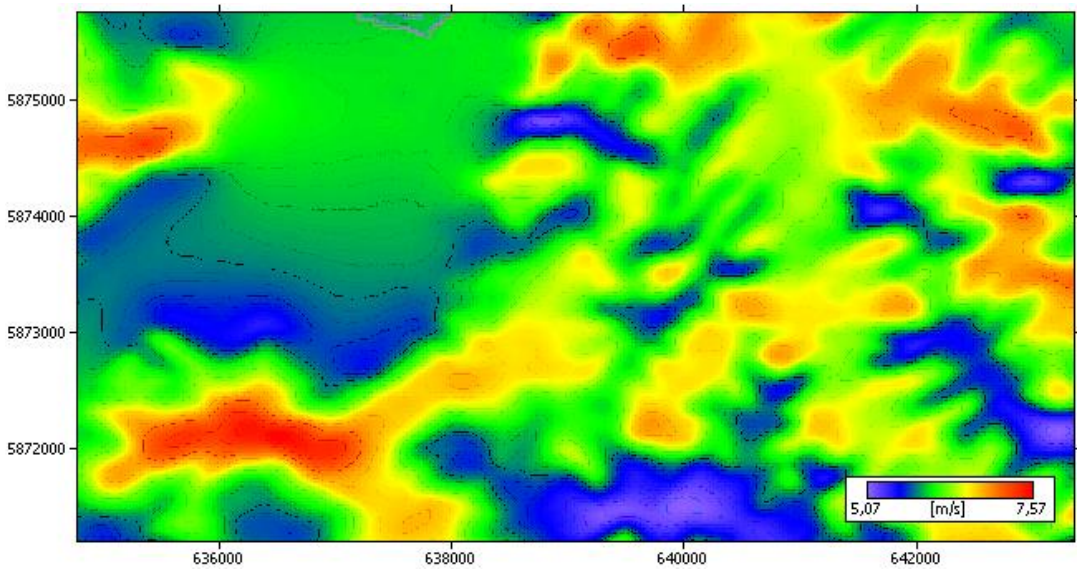


Figura 7. 2: Velocidad media del viento proyecto parque eólico Arauco.

8.4.2. Evaluación de la energía media anual producida

En función de las relaciones propuestas en el capítulo 4 para determinar la energía eólica extraíble según la ecuación 4.31.

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

- Campo de viento en el emplazamiento de cada aerogenerador: parámetros de Weibull (K y C) más la frecuencia.
- Productividad de aerogeneradores del 100%, es decir no se considera paradas de planta por mantenimiento entre otros.
- Perdida de producción por efecto de estela (modelo del programa WasP 11).
- Curva de potencia de los aerogeneradores en estudio adaptada a la densidad del emplazamiento de valor 1,225 Kg/m3.

Mediante la tabla 7.5, 7.6 y 7.7 (ver anexo), se determina la producción total media anual generada mediante el modelo WasP, para cada turbina en cuestión, según el micrositing especificado por las restricción que impone el efecto estela que determina cada turbina particularmente el diámetro del rotor, y la separación entre ellas donde se considera una distancia igual a tres veces el diámetro perpendicularmente a la dirección del viento y seis veces el diámetro en la dirección del viento.

Donde,

Producción bruta, corresponde a la producción de energía para cada máquina sin considerar los efectos de interferencia.

Producción neta, corresponde a la producción considerando el lugar donde está ubicada la central y la interferencia que otras turbinas le pueden afectar.

Wake loss, corresponde a los efectos de estela que interfieren en la producción total de la central generadora producida por otros aerogeneradores.

Mediante la determinación total de la energía media anual producida es posible cuantificar el factor de planta para cada turbina estimado según su generación energética esperada en función de la generación nominal determinada para un año con 8760 horas de producción donde se obtiene:

PARQUE EOLICO ARAUCO						
PRODUCCION ENERGETICA ANUAL						
MODELO	HH (m)	Potencia Nominal (MW)	N° de centrales	Producción nominal (GWh)	Potencia neta producida (GWh)	Factor de planta
N60-1.3MW	60	1.3	47	535,236	110,665	**0,207**

Tabla 7. 5: Factor de planta Parque eólico Arauco central N60-1.3MW.

PARQUE EOLICO ARAUCO						
PRODUCCION ENERGETICA ANUAL						
MODELO	HH (m)	Potencia Nominal (MW)	N° de centrales	Potencia nominal generada (GWh)	Potencia neta producida (GWh)	Factor de planta
V90-1.8MW	105	1.8	34	536,112	207,749	**0,388**

Tabla 7. 6: Factor de planta parque eólico Arauco central V90-1.8MW.

PARQUE EOLICO ARAUCO						
PRODUCCION ENERGETICA ANUAL						
MODELO	HH (m)	Potencia Nominal (MW)	N° de centrales	Potencia nominal instalada (GWh)	Potencia neta producida (GWh)	Factor de planta
AW 132/3000	120	3.0	20	525,600	255,195	**0,486**

Tabla 7. 7: Factor de planta parque eólico Arauco central AW132/3000.

Donde:

Factor de planta, corresponde a la relación entre la potencia producida mediante modelación WasP y la potencia nominal de la planta en función de la potencia nominal de sus centrales de generación.

El análisis de viabilidad técnico del proyecto comprende:

- Elección y estudio del emplazamiento: estudio y modelización del régimen de vientos en velocidad y dirección, orografía, características físicas y accesibilidad.
- Selección del tipo de aerogenerador según el régimen de vientos y los requisitos de integración a la red eléctrica.
- Selección del número de aerogeneradores y su disposición para minimizar las pérdidas por interferencias (wake loss).
- Evaluación de la energía eléctrica anual neta exportada en función de la potencia nominal instalada en el parque, factor de planta

En función del análisis de viabilidad técnico descrito con anterioridad, es posible concluir que el modelo de aerogenerador que más se aproxima a los requerimientos óptimos del parque en función de su generación de 60 MW corresponde al modelo AW 132/3000 el cual presenta un factor de planta del 48,6% sin considerar las perdidas por disponibilidad y mantenimiento.

9. Microlocalización óptima de turbinas eólicas.

A partir del análisis de los datos registrados se ha estudiado el diseño del parque eólico considerando el polígono que circunscribe el parque en función de las restricciones tanto sociales, ambiental como de infraestructura que limita su construcción y considerando la Microlocalización de las centrales de generación de energía eólica.

Los criterios de optimización utilizados en la determinación de la posición de los aerogeneradores son los siguientes:

- Maquinas situadas en alineaciones perpendiculares a las direcciones de mayor contenido energético y dentro de las zonas de más potencial eólico en el emplazamiento (que se corresponden con la mayor cota del sitio).

- Efecto estela: factor por interferencias de obstáculos u otros aerogeneradores. Este factor tiene en cuenta las pérdidas de energía del aerogenerador por la presencia de estelas o interferencias de otros aerogeneradores y obstáculos.

- Distancia mínima entre maquinas pertenecientes a una misma alineación de 3 veces el diámetro del rotor en la dirección perpendicular del viento dominante mientras que en la dirección del viento dominante la distancia mínima entre maquinas corresponde a 6 veces el diámetro del rotor.

El rendimiento de un parque eólico está estrechamente ligado a la disposición de los aerogeneradores sobre el terreno que lo compone, ya que las diferencias en cuanto a la velocidad media del viento, las perdidas por efecto estela y las turbulencias pueden variar mucho dentro del propio emplazamiento. Por consiguiente, el micrositing del parque es esencial y debe optimizarse para obtener el máximo rendimiento y garantizar el cumplimiento de los parámetros de diseño de las maquinas, especialmente las turbulencias admisibles.

El Parque eólico Arauco consta con una potencia instalada de 60 MW por lo tanto la cantidad de turbinas que le da forma a la planta depende de la potencia nominal unitaria de cada central, pues se determina una cantidad de turbinas específica para cada modelo que comprende el parque.

En consecuencia, en función al análisis precedente según la energía media anual producida y el factor de planta determinado, se obtiene como consecuencia que el modelo Acciona AW 132/3000, se presenta como la central optima generadora de energía eólica a instalar en el Parque eólico Arauco, del mismo modo, para obtener 60 MW instalados de potencia nominal, se deben ubicar 20 centrales de generación en función de las restricciones de entradas reconocidas anteriormente.

Mediante la tabla 7.7, se presentan las ubicaciones en coordenadas UTM, de los aerogeneradores enumerados respectivamente, y mediante la figura 8.1 se muestra la ubicación de los aerogeneradores en el parque eólico Arauco.

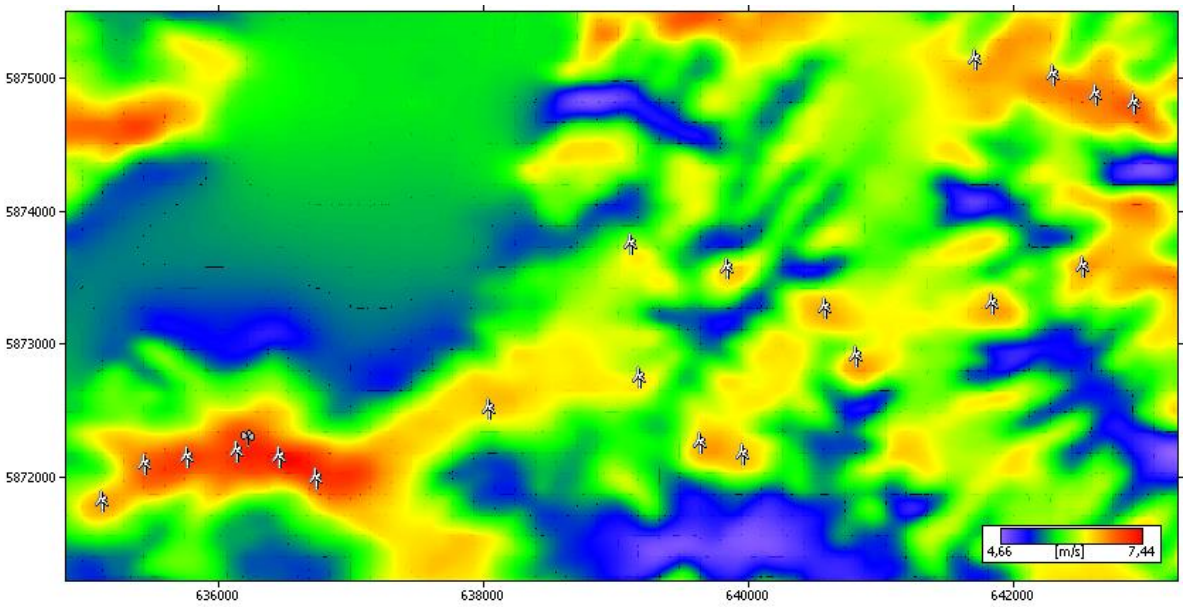


Figura 8. 1: Microlocalización de centrales de generación Parque eólico Arauco

10. Estudio de prefactibilidad económico.

La industria eólica se ha caracterizado por un rápido desarrollo tecnológico. La inversión al año 2017 en materia de proyectos de energía eólica a nivel nacional ha alcanzado una cifra total de 2751,16 MUSD, la inversión por MW, en la industria eólica ha visto variaciones, durante los últimos años, esto se debe principalmente a:

- Tamaño unitario de las máquinas, La industria de fabricación de aerogeneradores se vuelve cada vez más avanzada y competitiva, con la creación de máquinas más grandes (altura del buje y diámetro de rotor) las cuales son capaces de generar mayor potencia nominal en una sola central generadora. El aumento de la competencia ha permitido al desarrollo de la energía eólica la selección de máquinas que se adaptan de mejor manera a las especificaciones técnicas de cada proyecto mejorando la rentabilidad del mismo.

- Economía de escala: Anteriormente casi todos los proyectos de energía eólica que se implementaban implicaban la fabricación de un número limitado de máquinas. Actualmente, la potencia instalada en el mundo, permite una fabricación semi- seriada de centrales de generación de energía eólica con la consiguiente reducción de los costos.

- Oferta tecnológica, los avances tecnológicos han llegado a la industria eólica, permitiendo aerogeneradores más eficientes, lo que implica una generación energética más óptima. El aumento de la competencia en la oferta tecnológica ha permitido a los desarrolladores seleccionar más precisamente la tecnología que mejor se adapte a los requerimientos específicos del proyecto, mejorando la rentabilidad del mismo.

La inversión que caracteriza la instalación de un parque eólico se ve afectada por el costo de los aerogeneradores, por el coste de la línea y el equipamiento eléctrico necesario para la

interconexión. La cuantificación de estas últimas supone, normalmente alcanzar un acuerdo previo con la compañía trasmisora de electricidad, tomando en consideración no solo los costes de la línea de conexión sino también de las modificaciones requeridas por la compañía trasmisora.

10.1. Inversión (CAPEX)

La inversión que caracteriza el Parque eólico Arauco se desglosa mediante la tabla 9.1

Equipamiento	Inversión USD	Inversión USD x MW
Aerogeneradores	58.181.280	969.688
Obra civil	11.386.548	189.775,8
Infraestructura eléctrica	9.769.349	162.823
Estudios e ingeniería	1.200.000	20.000
Total	80.537.177	1.342.286,2

Tabla 9. 1: Inversión asociada al Parque eólico Arauco

10.2. Gastos operacionales (OPEX)

En un estudio de viabilidad económica del Parque eólico Arauco, es necesario precisar cuánto cuesta producir la energía (MWh).

Concepto	Costos USD/año	Costos USD x MWh
Operación y Mantenimiento	1.612.325,5	7,02
Alquiler de terrenos	11.483,8	0,05
Peaje transmisión	51.606,181	0,134
Gestión y administración	19.741,93	0,086
Seguros e impuestos	300.000	1,306
Total	1.974.238.2	8.6

Tabla 9. 2: Gastos operacionales asociados al Parque eólico Arauco

NOTA: el costo del peaje de transmisión eléctrica queda determinado por el centro de despacho económico de carga Sistema Interconectado Central (CDEC SIC), determinado por la línea Charrúa 220 – Lagunilla 220. [20]

10.3. Ingresos

10.3.1. Ingreso por energía.

Para describir los ingresos que se asocian al Parque eólico Arauco, se determina la venta de suministro energético mediante el ingreso a la licitación pública nacional e internacional para el suministro de potencia y energía eléctrica destinado a cubrir los consumos de sus clientes sometidos a regulación de precios ubicados en sus zonas de concesión abastecidas desde el Sistema interconectado del norte grande y el Sistema interconectado central de Chile.

El cumplimiento del artículo 131° la Ley General de servicios Eléctricos, DFL N° 4 de 2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado del DFL N° 1 de 1982 del Ministerio de Minería, en adelante e indistintamente "LGSE", a la Comisión le corresponde diseñar, coordinar y dirigir el "proceso de licitación pública" del presente año, cuyo objeto es que las concesionarias de distribución dispongan de

contratos de suministro de largo plazo para satisfacer los consumos de sus clientes sometidos a regulación de precios [21].

Así, se establece un supuesto donde se adjudica la venta de la energía producida por el parque eólico Arauco por la adjudicación de la oferta por el bloque 1 para un escenario pesimista, en donde la venta de dicha energía se realiza a un precio de 40,42 US$/MWh, es posible ver el precio de las adjudicaciones de los suministros eléctricos por bloque mediante la figura 9.1.

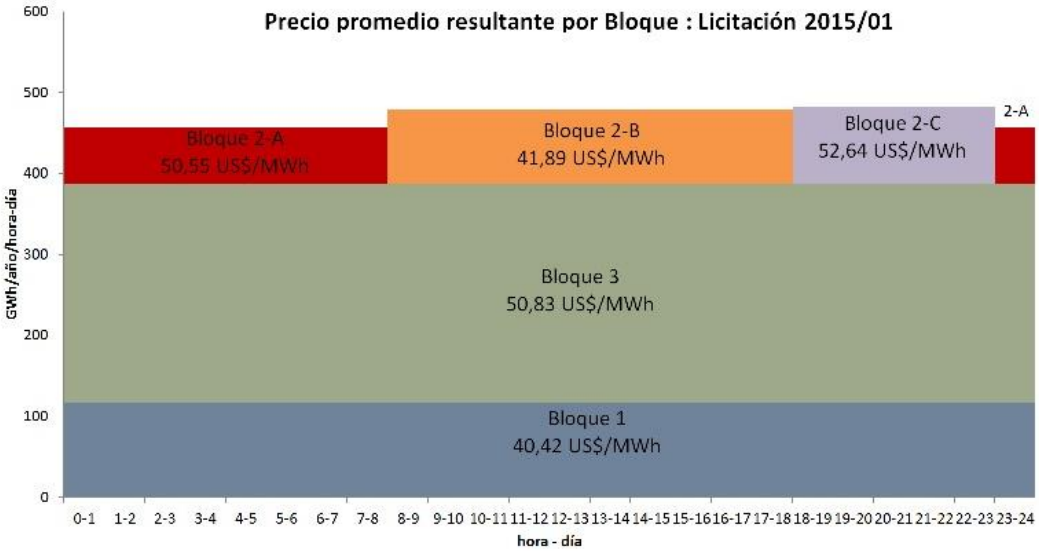


Figura 9. 1: Precio promedio resultante por bloque: Licitación 2015/01 [22]

Donde:

Bloque 1: 2.800 GWh/año (desde 01.01.2021 al 31.12.2040)[23]

Bloque 2-A: 618 GWh/año (desde 01.01.2021 al 31.12.2040 entre las 00:00-07:59 y 23:00-23:59)

Bloque 2-B: 909 GWh/año (desde 01.01.2021 al 31.12.2040 entre las 08:00-17:59)

Bloque 2-C: 473 GWh/año (desde 01.01.2021 al 31.12.5040 entre las 18:00-22:59)

Bloque 3: 6.440 GWh/año (desde 01.01.2022 al 31.12.2041)

En conversaciones con la empresa fabricante de la maquina seleccionada (Nordex Acciona), se dispuso de un valor promedio para la consideración de pérdidas de la producción de energía por conceptos de disponibilidad y mantención de los aerogeneradores, correspondiente al 10% del valor neto de generación para el parque ver tabla 7.10, donde se determina el rendimiento energético de inyección a la red con un valor de 229,676 GWh al año lo que desencadena un factor de planta igual a 0,437.

10.3.2. Ingreso por potencia de suficiencia.

El objetivo del pago por potencia de suficiencia es asegurar la oferta energética en el tiempo, y de esta forma mejorar la confiabilidad del sistema. De esta forma se premia la estabilidad y el

aporte en potencia que hagan al sistema los generadores de energía, dicho aporte promueve la satisfacción de la demanda energética e horario punta.

Para que una central generadora obtenga ingresos por conceptos de potencia de suficiencia, es necesario determinar su "Potencia Firme". La potencia firme de una central generadora se determina según la potencia que dicha central puede aportar con una alta probabilidad en las horas de máxima exigencia del sistema, esto bajo condiciones normales de operación. Por ende, la potencia que entrega al sistema el Parque eólico Arauco, está asociada a variables de viento y a la indisponibilidad propia de la tecnología.

El precio de la potencia de punta, queda determinado por el costo marginal de la barra a la que se conecta la central (Horcones 66 kv). El pago por potencia corresponde a la potencia firme multiplicada por el precio de la potencia e punta según el nudo donde inyecta potencia la central generadora.

Se evalúa la valorización de la venta de energía y potencia según:

Tecnología	Potencia Firme	Ponderador precio de energía
Eólica	PF=PI*FP*95%*70%	Costo Mg. Instantáneo

Tabla 9. 3: Relación de obtención de la potencia firme asociada a la energía eólica [23]

Donde,

PF, corresponde a la potencia firme

PI, corresponde a la potencia instalada

FP, corresponde al factor de planta

95%, corresponde a la indisponibilidad asociadas a la tecnología

70%, corresponde a la indisponibilidad asociada al parque eólico.

Ahora bien, mediante la ecuación 9.1 es posible determinar el pago por potencia que queda como sigue:

$$PagoPotencia = PF\left[\frac{Kw}{mes}\right] * precio\ potencia\ firme\left[USD/\frac{KW}{mes}\right] \quad (9.1)$$

El precio de la potencia firme, se determina como el precio de la potencia correspondiente al nudo que se conecta la central generadora, este nudo se denomina Charrua 220, y su precio promedio para el año 2017 corresponde a 7,3933 (US$/kw/mes) [24]

10.3.3. Ingresos por venta de bonos de carbono

El protocolo de Kioto es un protocolo de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), y un acuerdo internacional que tiene por objetivo reducir las emisiones de gases de efecto invernadero que causan el calentamiento global en un porcentaje aproximado de al menos un 5% dentro del periodo que va de 2008 a 2012 en comparación a las emisiones a 1990. Para incentivar el cumplimiento de dicho compromiso, se permite que una fracción de sus reducciones pueda ser materializada con adquisiciones de bonos de reducción provenientes de países en vías de desarrollo. Así, dichos bonos constituyen un incentivo a la generación de energía a través de fuentes renovables como la energía eólica.

La reducción de gases de efecto invernadero se evalúan según las toneladas de CO2 por MWh que genera el SIC al promedio del año 2016 el cual corresponde a 0,3985 ton CO2/MWh [25], este equilibrio se determina en función de la composición de la matriz energética del SIC la cual se anexa en la tabla 9.14, sin embargo con la incorporación del Parque eólico Arauco, se genera una disminución en la emisión de ton CO2 por MWh que genera el SIC durante un año emitiendo 0,3786 ton CO2/MWh. Debido a la incorporación de una planta de generación libre de consumo de combustible fósil.

Dicho esto, la operación del Parque eólico Arauco genera 229,676 GWh, por ende supone un desplazamiento anual de emisión del orden de 86.955 ton. CO2.

El pago por venta de bonos de carbón es anual, y se hace en función de las toneladas reducidas equivalentes de CO2, el precio de los bonos de carbón están determinados en 3,3 USD/ton CO2 [26].

10.3.4. Flujo de caja

El flujo de caja es un informe financiero que presenta un detalle de los flujos de ingresos y egresos de dinero que tiene una empresa en un tiempo determinado, se caracteriza por dar cuenta de la liquidez de un proyecto.

El tiempo que caracteriza este proyecto corresponde a la vida útil del mismo, estipulada en 30 años. Las entradas y salidas de dinero dependen de distintas variables, en este caso muchas de ellas características de los proyectos eólicos.

Se determinan los datos particulares que caracterizan el proyecto Parque eólico Arauco para la evaluación financiera del mismo.

DATOS PARQUE EOLICO ARAUCO	
Inversión (USD)	80.537.171
Costos O&M (USD/año)	1.612.519,4
Pago peaje (USD/año)	51.606,181
Potencia instalada (MW)	60
Potencia firme (KW/mes)	17.436,3
Factor de planta	43,7%
Tasa de descuento	10%
Periodo de evaluación (años)	30
Precio de venta energía (USD/MWh)	40,42
Reducción anual de carbono (Ton CO2)	86.955,33
Valor bonos de carbono (USD/ton CO2)	3,3
Precio potencia firme (USD/KW/mes)	7,393

Tabla 9. 4: Datos particulares del proyecto Parque eólico Arauco para su evaluación económica.

Los proyectos eléctricos convencionales generalmente son evaluados con una tasa de descuento equivalente al 10% anual [27]

Para efectos de la determinación de la vida útil del parque, es determinante estudiar el valor de dicha inversión tomando en consideración la inflación de cada moneda utilizada y los efectos que esta tiene en los flujos de caja futuros, para efectos de inversión, gastos operacionales y ganancias del parque se utilizan tres monedas indistintamente que se suman, el dólar (representando la moneda de cambio en china), el euro (que determina la moneda oficial que se utiliza en España y Alemania) y el peso chileno. Estas monedas se utilizan porque los componentes de las turbinas son provenientes de Alemania, España y China mientras que la instalación se realiza en Chile por lo que los gastos operacionales son en moneda chilena.

La depreciación de los bienes del activo de una empresa corresponde al menor valor que tiene un bien, producto de su uso o desgaste es por esto que en la evaluación financiera del proyecto Parque eólico Arauco, es necesario tener en cuenta este ámbito, según el Servicio de Impuestos Internos (SII)I a la fecha, la depreciación de los aerogeneradores corresponden según la nueva tabla de vida útil de los bienes físicos del activo inmovilizado al Sector Energético donde para los equipos de generación y eléctricos utilizados en la generación la depreciación corresponde a 10 años, es decir su vida útil es de 10 años.

El impuesto a la renta correspondiente considerando el periodo actual es de 25%.

Con los datos anteriormente expuestos es posible realizar el flujo de caja que describe la viabilidad económica del proyecto, el objetivo de este flujo es el de obtener los indicadores económicos que describen financieramente un proyecto de esta envergadura que corresponden al VAN, TIR y el Payback.

El Valor actual neto de una inversión se entiende como la suma de todos los valores correspondientes a los flujos netos de caja actualizados y esperados por año incluyendo la inversión inicial. El VAN queda determinado mediante la relación 9.2

$$VAN = \sum_{t=1}^{n} \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 \tag{9.2}$$

Donde,

V_t, corresponde al valor del flujo correspondiente al año t

k, queda determinado por la tasa de interés correspondiente al 10%

t, corresponde al periodo evaluado

I_0, es la inversión inicial del proyecto.

n, determina el periodo de inversión del proyecto que para el caso de Parque eólico Arauco es de 30 años.

La Tasa Interna de Retorno es correspondiente a la tasa de descuento que hace que el valor actual neto del proyecto sea cero, es decir que la inversión no presenta ganancias ni perdidas, bajo este supuesto, una inversión de capital es aconsejable cuando la TIR resultante es igual o superior a la tasa exigida por el accionista, y entre muchas alternativas la tasa más conveniente es aquella que presenta el mayor valor. La relación para determinar la TIR según la relación 9.3.

$$VAN = \sum_{t=1}^{n} \frac{V_t}{(1+TIR)^t} - I_0 = 0 \tag{9.3}$$

Donde,

V_t, corresponde al valor del flujo correspondiente al año t

t, corresponde al periodo evaluado

I_0, es la inversión inicial del proyecto.

n, determina el periodo de inversión del proyecto que para el caso de Parque eólico Arauco es de 30 años.

El Payback corresponde a un método que utilizan las empresas o entidades financieras para hacerse una idea aproximada del tiempo que tardan en recuperar la inversión inicial en el periodo productivo.

Mediante la tabla 9.5 se exponen los indicadores económicos que dan forma a la idea de un estudio de perfectibilidad económico para evaluar la posibilidad de un financiamiento externo del parque y su puesta en marcha interconectado al SIC.

Indicador	Valor
VAN [USD]	$8.990.320,6
TIR [%]	11,4
Payback [años]	9

Tabla 9. 5: Indicadores económicos resultantes del flujo de caja.

11. Conclusiones

El proyecto objeto de estudio se basa en la instalación de un parque eólico de 60 MW de potencia instalada, para la generación de energía eléctrica a partir del recurso eólico, este tipo de proyectos contiene tres fases primordiales que lo caracterizan, construcción, operación y abandono, donde cada una de ellas presenta restricciones tanto sociales, ambientales como de infraestructura inherente a la envergadura del proyecto.

Mediante la realización de un inventario ambiental de la zona se determina las áreas afectadas que describen la implantación del proyecto, así se verifica el clima que caracteriza el golfo donde se ubica el Parque eólico, en la localidad de Arauco, las áreas protegidas, donde se identifica con mayor relevancia el Humedal Tubul-Raqui, el carácter de humedal le infiere un valor intrínseco ya que responde a ecosistemas de gran relevancia. Así los factores afectados por la realización del proyecto se determinan en las categorías de tierra, agua, atmosfera, procesos, flora, fauna e interés humano donde se clasifican los impactos por las respectivas etapas a desarrollar en este proyecto.

Así, en la tabla 5.5 se dispone de una matriz de interacción de los factores expuestos donde los predominantes en el análisis corresponden al ruido generado por las turbinas, la flora y fauna silvestre en el sitio de implantación de los aerogeneradores, y finalmente los factores de interés humano respectivo a las vistas panorámicas y uso del terreno.

Respecto al ruido, se determina 106,5 dBA de emisión a plena carga de la turbina seleccionada, es por esto que se restringe la construcción de los cimientos de las centrales generadoras a una distancia de 500 metros o más de alguna residencia habitada, Con respecto a la flora y fauna se sugiere el reacondicionamiento de especies y nidos con el fin de vulnerar en menor medida la fauna susceptible a verse afectada, el desarrollador debe formular un plan de manejo forestal , y en aquellas áreas de pérdida temporal de suelos, se debe someter la actividad a un plan de recuperación de suelo y vegetación, el impacto visual y paisajístico es inevitable, es deber de los desarrolladores del proyecto lograr la concientización de las poblaciones y comunidades indígenas sobre la necesidad del fomento de esta energía, para ello se propone el uso de medidas como visitas guiadas y charlas informativas para promover el uso de energías renovables no convencionales en especial la energía eólica y la diversificación de la matriz energética nacional.

Mediante el explorador de energía eólica se estudia el recurso presente en la región, donde se determina su densidad de potencia eólica y su velocidad media del viento, características que hacen de este lugar, un terreno apropiado para la instalación del parque eólico. Mediante el explorador se determina que la velocidad del viento en el golfo de Arauco fluctúa entre 6 y 8 m/s lo que convierte dicho golfo en un lugar atractivo para la extracción de energía eléctrica a partir del recurso eólico.

En consecuencia, TRITEC-Intervento instala una torre de medición donde se obtienen datos de velocidad de viento cada 10 minutos entre los periodos 04/07/2015 al 23/05/2017 donde la velocidad media del sector es de 6,9 [m/s] y una densidad de potencia de 383 [W/m^2], confirmando así el alto potencial de extracción energética a partir del recurso eólico de la región.

Posteriormente se procesan dichos datos obtenidos y se determina en primera instancia la estacionalidad de la velocidad y densidad de potencia del viento, donde, para ambos parámetros el comportamiento es similar. Los meses de mayor producción se corresponden con las estaciones de mayor radiación solar es decir Verano y Primavera de Septiembre a Marzo,

mientras que los meses donde la producción baja van desde Abril a Agosto, esto se debe a la disminución de la velocidad media del viento, originando una disminución en el aporte de energía cinética a las palas del aerogenerador.

La instalación de un Parque de 60 MW conlleva el análisis y estudio detallado sobre la turbina optima que se adecúa al lugar y que permite el rendimiento esperado del proyecto, es por esto que mediante la evaluación cualitativa de la producción del parque mediante un modelo WasP se determina un modelo de aerogenerador de clase II según Norma IEC 614000-1, donde los modelos elegidos son de eje horizontal y tripala. La máquina seleccionada corresponde a la marca de origen aleman Nordex-Acciona el modelo AW 132/3000 con un diámetro de rotor de 132 metros una altura de buje de 112,5 metros, dicho modelo permite la instalación de 20 centrales de generación eólica en el emplazamiento del parque generando así una producción total neta de 229,676 GWh, lo que describe un factor de planta de 43,7%. En consecuencia, se determina un micrositing que determina finalmente el Parque eólico Arauco expuesto en la figura 8.1.

La inversión de un parque eólico se ve afectado principalmente por el costo de los aerogeneradores en un 70% de la inversión total, en segundo lugar es necesario determinar obras civiles y el equipamiento eléctrico, esta última generalmente supone alcanzar un acuerdo previo con la compañía transmisora de electricidad (Frontel), posteriormente se determinan los gastos operacionales que caracterizan al parque los cuales corresponden a un 80% por la operación y mantenimiento de los equipamientos generadores al año, y finalmente es necesario determinar los ingresos que percibe el proyecto.

Para los proyectos de Energía renovable no convencional existen tres tipos de ingresos, los ingresos por energía, que corresponde a la venta de energía en donde se pueden tomar distintos caminos tales como, PPA (Power purchase agreement), licitación eléctrica, precio estabilizado para PMGD (Pequeños Medios de Generación Distribuidos). Para el Parque eólico Arauco, se determina un escenario el cual consiste en la licitación eléctrica por el bloque 1 (ver figura 9.1). En segundo lugar se determinan los ingresos por potencia que corresponden a la potencia por suficiencia, y se resume como un ingreso por asegurar la oferta energética en el tiempo y así incentivar a la confiabilidad de la matriz energética nacional, y finalmente se perciben los ingresos por ventas de bonos de carbono los cuales corresponden a bono determinado por las toneladas de gases de efecto invernadero que se ahorran con la creación del Parque eólico Arauco, donde su operación supone un desplazamiento anual del orden de 86.978,33 toneladas de CO_2.

Así, en función de la herramienta del flujo de caja se determinan los indicadores que caracterizan al proyecto Parque eólico Arauco (ver tabla 9.5), los cuales permiten evaluar un posible financiamiento externo del proyecto donde se observa un VAN de 8,990 MMUSD, una TIR de 11,4% superior a la tasa de descuento utilizada del 10% y un payback de 9 años, es decir el proyecto se paga dentro de los primeros 9 años de los 30 en los que se evalúa su vida útil.

Por lo tanto, el proyecto cumple con los requerimientos formales, medioambientales y financieros establecidos por las normas tanto nacionales como locales pertinentes a la Región del Biobío, en consecuencia, el Parque eólico Arauco se considera factible tanto desde un punto de vista técnico, como económico.

12. Anexo

12.1. Anexo I

Posición 2015	País	Capacidad fines 2015 [MW]	Capacidad Añadida 2015 [MW]	Crecimiento [%]
1	China	148.000	32.970	29,0
2	USA	74.347	8.598	13,1
3	Alemania	45.192	4.919	11,7
4	India	24.759	2.294	10,2
5	España	22.987	0	0.0
6	Reino Unido	13.614	1.174	9,4
7	Canadá	11.205	1.511	15,6
8	Francia	10.293	997	10,7
9	Italia	8.958	295	3,4
10	Brasil	8.715	2.754	46,2
11	Suecia	6.025	615	11,1
12	Polonia	5.100	1.266	33,0
13	Portugal	5.079	126	2,5
14	Dinamarca	5.064	217	3,7
15	Turquía	4.718	955	25,4
	Resto del Mundo	40.800	5.000	14
	Total	434.856	63.690	17,2

Tabla 4. 2: Países con mayor potencia eólica instalada a fines del 2015 [9]

Nombre Proyecto	Potencia Bruta (MW)	Región	Sistema Eléctrico
San Juan de Chañaral de Aceituno	184.8	Región de Atacama	SIC
El Arrayán	115	Región de Coquimbo	SIC
Sierra Gorda Este	112	Región de Antofagasta	SING
Tal Tal	99	Región de Antofagasta	SIC
Valle de los Vientos	90	Región de Antofagasta	SING
Talinay Oriente	90	Región de Coquimbo	SIC
Renaico	88	Región de la Araucanía	SIC
Los Cururos	68.2	Región de Coquimbo	SIC
Talinay Poniente	61	Región de Coquimbo	SIC
Canela II	60	Región de Coquimbo	SIC
Monte Redondo	48	Región de Coquimbo	SIC
Totoral	46	Región de Coquimbo	SIC

Punta Palmeras	45	Región de Coquimbo	SIC
Los Cururos	41.4	Región de Coquimbo	SIC
Los Buenos Aires	39,6	región del Bio-Bio	SIC
Cuel	33	Región de Biobío	SIC
San Pedro	36	Region de Coquimbo	SIC
Ampliacion y Mod. Punta Colorada	20	Region de Coquimbo	SIC
Canela I	18.2	Region de Coquimbo	SIC
Ucuquer	18	Region de O'Higgins	SIC
Raki Huajache	15	Region del Biobío	SIC
La Esperanza	12.5	Region del Biobío	SIC
Las Peñas	9	Region del Biobío	SIC
Lebu Ampliacion I y II	8.8	Region de Biobío	SIC
Cabo Negro	2.6	Region de Magallanes	
Alto baguales	2	Region de Aysen	
El Toqui	1.4	Region de Aysen	
TOTAL	**1312.9**		

Tabla 4. 3: Carteras de Proyectos eólicos en operación (Asociacion chilena de energias renovables , 2017)

Figura 4. 14: Localización geográfica Parque eólico Las Peñas (Servicio de evaluacion de impacto ambiental, 2013)

12.2. Anexo II

- **Flora**

División	Familia	Nombre Científico	Nombre común	Origen Geográfico	E. de conservación Según D.S Minsegpres
Pteridophyta	Blechnaceae	*Blechnum hastatum*	Quilquil	Nativo	No listada
Gimnosperma	Pinaceae	*Pinus radiata*	Pino radiata	Introducido	No listada
Angiosperma	Anacardiaceae	*Lithraea caustica*	Litre	Nativo	No listada
	Antericaceae	*Pasithea coerulea*	Azulillo	Nativo	EN-R
	Apiaceae	*Conium maculatum*	Cicuta	Introducido	No listada
		Daucus carota	Zanahoria silvestre	Introducido	No listada
	Asteraceae	*Cirsium vulgare*	Cardo	Introducido	No listada
		Chamaemelum mixtum	Manzanilla	Introducido	No listada
		Dasyphyllum diacanthoides	Palo Santo	Nativo	No listada
		Podanthus ovatifolius	Palo negro	Nativo	No listada
		Proustia pyrifolia	Voqui blanco	Nativo	No listada
		Senecio vulgaris	Botón de oro	Introducido	No listada
	Boraginaceae	*Echium vulgare*	Ortiguilla	Introducido	No listada
	Celastraceae	*Maytenus boaria*	Maitén	Nativo	No listada
	Convolvulaceae	*Convolvulus arvensis*	Correhuela	Introducido	No listada
	Cyperaceae	*Cyperus eragrostis*	Cortadera	Introducido	No listada
	Elaeocarpaceae	*Aristotelia chilensis*	Maqui	Nativo	No listada
	Fabaceae	*Acacia melanoxylon*	Acacia negra	Introducido	No listada
		Lotus corniculatus	Lotera	Introducido	No listada
		Trifolium repens	Trébol blanco	Introducido	No listada
	Flacourtiaceae	*Azara integrifolia*	Corcolén	Nativo	No listada
	Grossulariaceae	*Ribes sp.*	Zarzaparilla	Introducido	No listada
	Juncaceae	*Juncus effusus*	Junco	Nativo	No listada
	Lamiaceae	*Mentha pulegium*	Poleo	Introducido	No listada
		Prunella vulgaris	Hierba mora	Introducido	No listada
	Lardizabalaceae	*Boquila trifoliolata*	Pilpilvoqui	Nativo	No listada
		Lardizabala biternata	Coile	Nativo	VU

Lauraceae	*Cryptocarya alba*	Peumo	Nativo	No listada
Linaceae	*Linum bienne*	Lino silvestre	Introducido	No listada
Monimiaceae	*Peumus boldus*	Boldo	Nativo	No listada
Myrtaceae	*Eucalyptus globulus*	Eucalipto	Introducido	No listada
	Luma apiculata	Luma	Nativo	No listada
	Myrceugenia planipes	Patagua de Valdivia	Nativo	No listada
	Tepualia stipularis	Tepú	Nativo	No listada
	Ugni molinae	Murta	Nativo	No listada
Nothofagaceae	*Nothofagus obliqua*	Roble	Nativo	No listada
Papilionaceae	*Sophora macrocarpa*	Mayu	Nativo	No listada
	Teline monspessulana	Retamilla	Introducido	No listada
	Ulex europaeus	Espinillo	Introducido	LC
Philesiaceae	*Lapageria rosea*	Copihue	Nativo	No listada
Plantaginaceae	*Plantago lanceolata*	Siete venas	Introducido	No listada
Poaceae	*Briza minor*	Tembladerilla	Introducido	No listada
	Chusquea quila	Quila	Nativo	No listada
	Cynosurus echinatus	Cebadilla	Introducido	No listada
	Holcus lanatus	Pasto dulce	Introducido	No listada
	Hordeum sp.		Introducido	No listada
	Lolium multiflorum	Ballica	Introducido	No listada
	Lolium perenne	Ballica	Introducido	No listada
	Poa annua	Pasto de la Perdiz	Introducido	No listada
Polygonaceae	*Muehlenbeckia hastulata*	Voqui negro	Nativo	No listada
	Rumex acetocella	Vinagrillo	Introducido	No listada
	Rumex maricola	Romanza	Nativo	No listada
Proteaceae	*Lomatia dentata*	Avellanillo	Nativo	No listada
Rosaceae	*Rubus ulmifolius*	Zarzamora	Introducido	No listada

	Verbenaceae	*Rhaphithamnus spinosus*	Arrayan macho	Nativo	No listada
	Vitaceae	*Cissus striata*	Voqui colorado	Nativo	No listada

Tabla 5. 5:Especies flora presentes en el área de afección por el parque eólico Arauco [12]

- **Fauna**

Clase	Orden	Familia	Especie	Nombre Común	E. de conservación Según D.S Minsegpres
Aves	CATHARTIFORMES	CATHARTIDAE	*Cathartes aura*	Jote cabeza colorada	No listada
			Coragyps atratus	Jote cabeza negra	No listada
	CHARADRIIFORMES	CHARADRIIDAE	*Vanellus chilensis*	Queltehue	No listada
	COLUMBIFORMES	COLUMBIDAE	*Patagioenas araucana*	Torcaza	LC
	FALCONIFORMES	FALCONIDAE	*Milvago chimango*	Tiuque	No listada
	PASSERIFORMES	EMBERIZIDAE	*Diuca diuca*	Diuca	No listada
			Sicalis luteola	Chirigüe	No listada
			Zonotrichia capensis	Chincol	No listada
		FRINGILLIDAE	*Carduelis barbata*	Jilguero	No listada
		FURNARIIDAE	*Aphrastura spinicauda*	Rayadito	EN-R
		HIRUDINIDAE	*Tachycineta (leucopyga) meyeni*	Golondrina chilena	No listada
		ICTERIDAE	*Agelasticus thilius*	Trile	No listada
			Curaeus curaeus	Tordo	No listada
			Sturnella loyca	Loica	No listada
		MIMIDAE	*Mimus thenca*	Tenca	No listada
		MOTACILLIDAE	*Anthus correndera*	Bailarín chico	No listada
		PICIFORMES	*Colaptes pitius*	Pitio	No listada
		TROGLODYTIDAE	*Troglodytes aedon*	Chercán	No listada
		TURDIDAE	*Turdus falcklandii*	Zorzal	No listada

		TYRANNIDAE	*Elaenia albiceps*	Fío-Fío	No listada
	SULIFORMES	PHALACROCORACIDAE	*Phalacrocorax brasilianus*	Yeco	No listada
Amphibia	ANURA	CERATOPHRYDAE	*Batrachyla taeniata*	Sapito amarillo	No listada
Reptilia	SQUAMATA	TROPIDURIDAE	*Liolaemus lemniscatus*	Lagartija lemniscata	LC
			Liolaemus tenuis	Lagartija esbelta	LC
		COLUBRIDAE	*Tachymenis chilensis*	Culebra cola corta	LC
Mammali a		CRICETIDAE	*Abrothrix olivaceus*	Ratón olivaceo	No listada

Tabla 5. 6: Fauna existente en el área de afección del Parque eólico Arauco [12].

12.3. Anexo III

Microlocalización detallada Parque eólico Arauco con máquinas tipo N60-1.3MW

AG	Coordenada UTM X [m]	Coordenada UTM Y [m]	Producción Bruta [GWh]	Producción Neta [GWh]	Wake loss [%]
1	635129,0	5871745,0	2,654	2,608	1,72
2	635136,0	5872287,0	2,445	2,261	7,53
3	635450,0	5872033,0	2,975	2,922	1,76
4	635787,0	5872109,0	3,213	3,139	2,29
5	636315,0	5872203,0	3,312	3,158	4,64
6	636623,0	5872092,0	3,470	3,088	11,02
7	637046,0	5872001,0	3,191	2,701	15,36
8	636035,0	5871943,0	2,754	2,753	1,12
9	638049,0	5872447,0	2,382	2,367	0,61
10	640821,0	5872840,0	2,668	2,564	3,9
11	640582,0	5873207,0	2,610	2,050	21,45
12	639720,0	5872193,0	2,697	2,609	3,26
13	640105,0	5872144,0	2,268	2,164	4,56
14	640412,0	5872537,0	2,168	2,017	6,98
15	640005,0	5872924,0	2,197	1,778	19,08
16	640342,0	5874496,0	2,195	1,964	10,56
17	640255,0	5872783,0	2,290	1,989	13,14
18	637477,0	5872164,0	2,360	2,331	1,22
19	639186,0	5872684,0	2,358	2,236	5,20
20	639003,0	5873081,0	2,165	1,703	21,34
21	639849,0	5873501,0	2,529	2,205	12,83
22	639126,0	5873680,0	2,288	1,921	16,02
23	638783,0	58744444,0	2,388	2,258	5,46
24	640619,0	5873842,0	2,238	1,892	15,47
25	639542,0	5874144,0	2,161	1,940	10,26
26	638953,0	5872824,0	2,153	2,048	4,9
27	639272,0	5872965,0	2,018	1,696	15,92

28	636419,0	5872000,0	2,888	2,830	2,01
29	636679,0	5871937,0	2,990	2,887	3,45
30	637012,0	5871705,0	2,451	2,359	3,77
31	639999,0	5872500,0	2,259	1,967	12,96
32	640646,0	5873021,0	1,948	1,757	9,78
33	635614,0	5871972,0	2,993	2,954	1,29
34	638435,0	5874253,0	2,250	2,188	2,74
35	639574,0	5872529,0	2,165	2,070	4,38
36	639764,0	5874828,0	2,225	2,011	9,64
37	641234,0	5874535,0	2,061	1,942	5,81
38	641175,0	5875069,0	2,106	1,840	12,6
39	641722,0	5875076,0	2,511	2,420	3,63
40	642103,0	5875045,0	2,546	2,468	3,08
41	642376,0	5874902,0	2,781	2,663	4,22
42	642632,0	5874812,0	2,690	2,579	4,12
43	642919,0	5874746,0	2,999	2,813	6,21
44	642946,0	5874021,0	2,822	2,713	3,85
45	641850,0	5873233,0	2,662	2,625	1,38
46	642586,0	873607,0	2,661	2,606	2,06
47	642481,0	5874845,0	2,778	2,639	4,99
Producción neta total				**110,665**	[GWh]

Tabla 7. 8: Producción energética media anual central de generación N60-1.3MW.

Microlocalización detallada Parque eólico Arauco con máquinas tipo V90-1.8MW

AG	Coordenada UTM X [m]	Coordenada UTM Y [m]	Producción Bruta [GWh]	Producción Neta [GWh]	Wake loss [%]
1	635129,0	5871745,0	6,406	6,293	1,77
2	635136,0	5872287,0	6,155	5,686	7,61
3	635450,0	5872033,0	6,951	6,814	1,97
4	635779,0	5872084,0	7,136	7,094	0,59
5	636223,0	5872143,0	7,382	7,352	0,4
6	636524,0	5872087,0	7,477	7,422	0,72
7	636745,0	5871918,0	7,022	6,962	0,86
8	638049,0	5872447,0	6,120	6,088	0,52
9	640821,0	5872840,0	6,436	6,242	3,02
10	640582,0	5873207,0	6,409	5,900	7,93
11	639720,0	5872193,0	6,497	6,322	2,69
12	640105,0	5872144,0	5,965	5,824	2,37
13	640412,0	5872537,0	5,743	5,452	5,07
14	640005,0	5872924,0	5,851	5,271	9,91
15	640342,0	5874496,0	5,819	5,409	7,04
16	637477,0	5872164,0	6,186	6,143	0,7
17	639186,0	5872684,0	6,077	5,976	1,66
18	639849,0	5873501,0	6,172	5,514	10,66
19	639126,0	5873680,0	5,932	5,629	5,12
20	638783,0	5874444,0	6,088	5,930	2,6
21	640619,0	5873842,0	5,820	5,075	12,81

22	639542,0	5874144,0	5,856	5,471	6,56
23	637071,0	5871977,0	7,117	7,076	0,56
24	639574,0	5872529,0	5,772	5,515	4,46
25	641234,0	5874535,0	5,783	5,499	4,92
26	641175,0	5875069,0	5,853	5,218	10,86
27	641722,0	5875076,0	6,335	6,113	3,5
28	642103,0	5875045,0	6,456	6,265	2,96
29	642376,0	5874902,0	6,658	6,403	3,83
30	642632,0	5874812,0	6,651	6,389	3,94
31	642919,0	5874746,0	6,809	6,354	6,67
32	642946,0	5874021,0	6,601	6,352	3,78
33	641850,0	5873233,0	6,429	6,351	1,21
34	642583,0	5873607,0	6,463	6,344	1,83
Producción total neta				**207,749**	[GWh]

Tabla 7. 9: Producción energética media anual central de generación V90-1.8MW.

Microlocalización detallada Parque eólico Arauco con máquinas tipo AW 132/3000

AG	Coordenada UTM X [m]	Coordenada UTM Y [m]	Producion Bruta [GWh]	Produccion Neta [GWh]	Wake loss [%]
1	635129,0	5871745,0	13,329	13,251	0,59
2	635450,0	5872033,0	14,268	13,948	2,24
3	641722,0	5875076,0	13,238	12,848	2,95
4	635779,0	5872084,0	14,553	14,446	0,74
5	636153,0	5872126,0	14,858	14,756	0,69
6	636466,0	5872083,0	14,956	14,847	0,73
7	636745,0	5871918,0	14,368	14,264	0,72
8	642632,0	5874812,0	13,777	13,179	4,34
9	638049,0	5872447,0	12,888	12,842	0,36
10	640821,0	5872840,0	13,372	13,074	2,23
11	640582,0	5873207,0	13,351	12,886	3,48
12	639642,0	5872187,0	13,315	13,069	1,85
13	639969,0	5872100,0	13,034	12,817	1,67
14	639126,0	5873680,0	12,563	11,850	5,68
15	639186,0	5872684,0	12,826	12,581	1,91
16	639849,0	5873501,0	12,890	12,035	6,63
17	642919,0	5874746,0	13,932	13,535	2,85
18	641850,0	5873233,0	13,362	13,219	1,08
19	642313,0	5874959,0	13,620	13,052	4,17
20	642532,0	5873519,0	13,367	13,146	1,65
Producción total neta				**255,195**	[GWh]

Tabla 7. 10: Producción energética media anual central de generación AW132/3000.

12.4. Anexo IV

Ingresos esperados por el Parque eólico Arauco durante su vida útil.

			año 0	año 1	año 2	año 3	año 4	año 5	año 6	año 7	año 8	año 9	año 10	año 11	año 12	año 13	año 14
Generación																	
Factor de planta	43,7%		43,7%	43,7%	43,7%	43,7%	43,7%	43,7%	43,7%	43,7%	43,7%	43,7%	43,7%	43,7%	43,7%	43,7%	43,7%
Horas al Año	8760	hr/año	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
Horas de producción al año			**3.828**	**3.828**	**3.828**	**3.828**	**3.828**	**3.828**	**3.828**	**3.828**	**3.828**	**3.828**	**3.828**	**3.828**	**3.828**	**3.828**	**3.828**
Potencia Instalada	60	MW	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Genración Anual		MWh/año	**229.687**	**229.687**	**229.687**	**229.687**	**229.687**	**229.687**	**229.687**	**229.687**	**229.687**	**229.687**	**229.687**	**229.687**	**229.687**	**229.687**	**229.687**
Precio Estimado Energía																	
Precio Nominal Energía		USD/MWh	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42
Precio Real Energía			40,42	41,23	42,05	42,89	43,75	44,63	45,52	46,43	47,36	48,31	49,27	50,26	51,26	52,29	53,33
Ingresos por Energía																	
Ingresos por Energía		USD mm	9,28	9,47	9,66	9,85	10,05	10,25	10,46	10,66	10,88	11,10	11,32	11,54	11,77	12,01	12,25
Potencia Firma																	
Formula Potencia Firme según XXX		PF = PI*FP*3% * 70%															
PF=Potencia Firme, PI=Potencia Instalada, FP=Factor de Planta																	
Potencia Firma Calculada		kW/mes	17.436	17.436	17.436	17.436	17.436	17.436	17.436	17.436	17.436	17.436	17.436	17.436	17.436	17.436	17.436
Ingresos por potencia																	
Precio potencia nominal	7,39	USD/kW/mes	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39
Precio Potencia real			7,39	7,54	7,69	7,85	8,00	8,16	8,33	8,49	8,66	8,84	9,01	9,19	9,38	9,56	9,75
Ingresos por potencia		US mm/año	**1,55**	**1,58**	**1,61**	**1,64**	**1,67**	**1,71**	**1,74**	**1,78**	**1,81**	**1,85**	**1,89**	**1,92**	**1,96**	**2,00**	**2,04**
Ingresos por Bonos de Carbono																	
Precio bonos nominal	3,30	USD/ton CO2	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30
Precio bonos real			3,30	3,37	3,43	3,50	3,57	3,64	3,72	3,79	3,87	3,94	4,02	4,10	4,19	4,27	4,35
Reducciónó Eólica	378,60	ton CO2/GWh	378,60	378,60	378,60	378,60	378,60	378,60	378,60	378,60	378,60	378,60	378,60	378,60	378,60	378,60	378,60
Reducción Parque Total		ton / año	86.960	86.960	86.960	86.960	86.960	86.960	86.960	86.960	86.960	86.960	86.960	86.960	86.960	86.960	86.960
Ingresos por Bonos de Carbono		US mm/año	**0,29**	**0,29**	**0,30**	**0,30**	**0,31**	**0,32**	**0,32**	**0,33**	**0,34**	**0,34**	**0,35**	**0,36**	**0,36**	**0,37**	**0,38**
Ingresos Totales																	
			11,12	**11,34**	**11,57**	**11,80**	**12,03**	**12,27**	**12,52**	**12,77**	**13,03**	**13,29**	**13,55**	**13,82**	**14,10**	**14,38**	**14,67**

Tabla 9. 6: Ingresos esperados percibidos por el Parque eólico Arauco por los primeros 14 años

	año 13	año 14	año 15	año 16	año 17	año 18	año 19	año 20	año 21	año 22	año 23	año 24	año 25	año 26	año 27	año 28	año 29	año 30
Generación																		
Factor de planta	43,7%	43,7%	43,7%	43,7%	43,7%	43,7%	43,7%	43,7%	43,7%	43,7%	43,7%	43,7%	43,7%	43,7%	43,7%	43,7%	43,7%	43,7%
Horas al Año	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760	8.760
Horas de producción al año	**3.828**	**3.828**	**3.828**	**3.828**	**3.828**	**3.828**	**3.828**	**3.828**	**3.828**	**3.828**	**3.828**	**3.828**	**3.828**	**3.828**	**3.828**	**3.828**	**3.828**	**3.828**
Potencia Instalada	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Genración Anual	**229.687**	**229.687**	**229.687**	**229.687**	**229.687**	**229.687**	**229.687**	**229.687**	**229.687**	**229.687**	**229.687**	**229.687**	**229.687**	**229.687**	**229.687**	**229.687**	**229.687**	**229.687**
Precio Estimado Energía																		
Precio Nominal Energía	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42	40,42
Precio Real Energía	52,29	53,33	54,40	55,49	56,60	57,73	58,88	60,06	61,26	62,49	63,74	65,01	66,31	67,64	68,99	70,37	71,78	73,22
Ingresos por Energía																		
Ingresos por Energía	12,01	12,25	12,49	12,74	13,00	13,26	13,52	13,80	14,07	14,35	14,64	14,93	15,23	15,54	15,85	16,16	16,49	16,82
Potencia Firma																		
Formula Potencia Firme según XXX																		
PF=Potencia Firme, PI=Potencia In																		
Potencia Firma Calculada	17.436	17.436	17.436	17.436	17.436	17.436	17.436	17.436	17.436	17.436	17.436	17.436	17.436	17.436	17.436	17.436	17.436	17.436
Ingresos por potencia																		
Precio potencia nominal	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39	7,39
Precio Potencia real	9,56	9,75	9,95	10,15	10,35	10,56	10,77	10,99	11,21	11,43	11,66	11,89	12,13	12,37	12,62	12,87	13,13	13,39
Ingresos por potencia	**2,00**	**2,04**	**2,08**	**2,12**	**2,17**	**2,21**	**2,25**	**2,30**	**2,34**	**2,39**	**2,44**	**2,49**	**2,54**	**2,59**	**2,64**	**2,69**	**2,75**	**2,80**
Ingresos por Bonos de Carbono																		
Precio bonos nominal	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30	3,30
Precio bonos real	4,27	4,35	4,44	4,53	4,62	4,71	4,81	4,90	5,00	5,10	5,20	5,31	5,41	5,52	5,63	5,75	5,86	5,98
Reducciónó Eólica	378,60	378,60	378,60	378,60	378,60	378,60	378,60	378,60	378,60	378,60	378,60	378,60	378,60	378,60	378,60	378,60	378,60	378,60
Reducción Parque Total	86.960	86.960	86.960	86.960	86.960	86.960	86.960	86.960	86.960	86.960	86.960	86.960	86.960	86.960	86.960	86.960	86.960	86.960
Ingresos por Bonos de Carbono	**0,37**	**0,38**	**0,39**	**0,39**	**0,40**	**0,41**	**0,42**	**0,43**	**0,43**	**0,44**	**0,45**	**0,46**	**0,47**	**0,48**	**0,49**	**0,50**	**0,51**	**0,52**
Ingresos Totales																		
	14,38	**14,67**	**14,96**	**15,26**	**15,57**	**15,88**	**16,20**	**16,52**	**16,85**	**17,19**	**17,53**	**17,88**	**18,24**	**18,60**	**18,98**	**19,36**	**19,74**	**20,14**

Tabla 9. 7: Ingresos esperados por el Parque eólico Arauco del año 15 al año 30

Gastos operacionales y de mantenimiento asociados al Parque eólico Arauco durante su vida útil.

				año 0	año 1	año 2	año 3	año 4	año 5	año 6	año 7	año 8	año 9	año 10
O&M														
Parte en USD nominal	Año 1-2	3.000	Por AG		3.000	3.000								
Parte en USD nominal	Año 3-5	4.100	Por AG				4.100	4.100	4.100					
Parte en USD nominal	Año 6-10	6.279	Por AG							6.279	6.279	6.279	6.279	6.279
Parte en USD nominal	Largo Plazo	6.279	Por AG											
O&M en USD Nominal Total					3.000	3.000	4.100	4.100	4.100	6.279	6.279	6.279	6.279	6.279
O&M en USD Real Total					**61.200**	**62.424**	**87.019**	**88.759**	**90.535**	**141.423**	**144.252**	**147.137**	**150.080**	**153.081**
O&M EUR														
Parte en EUR nominal	Año 1-2	21.600,00	Por AG		21.600,00	21.600,00								
Parte en EUR nominal	Año 3-5	24.300,00	Por AG				24.300,00	24.300,00	24.300,00					
Parte en EUR nominal	Año 6-10	31.700,00	Por AG							31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00
Parte en EUR nominal	largo plazo	31.700,00	Por AG											
Parte en EUR nominal total					21.600,00	21.600,00	24.300,00	24.300,00	24.300,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00
Parte en EUR real total					21.600,00	21.945,60	25.083,82	25.485,16	25.892,32	34.318,46	34.867,56	35.425,44	35.992,24	36.568,12
Parte EUR en USD					**496.551,72**	**504.496,55**	**576.639,56**	**585.865,79**	**595.239,64**	**788.930,13**	**801.553,02**	**814.377,86**	**827.407,91**	**840.646,44**
O&M Pesos														
Parte en CLP nominal	Año 1-2	23.739.700,00	Por AG		23.739.700,00	23.739.700,00								
Parte en CLP nominal	Año 3-5	23.695.600,00	Por AG				23.695.600,00	23.695.600,00	23.695.600,00					
Parte en CLP nominal	Año 6-10	24.874.769,00	Por AG							24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00		
Parte en CLP nominal	largo plazo	24.874.769,00	Por AG										24.874.769,00	24.874.769,00
Parte en CLP nominal total					23.739.700,00	23.739.700,00	23.695.600,00	23.695.600,00	23.695.600,00	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00
Parte en CLP real total					23.739.700,00	24.095.795,50	24.411.739,51	24.777.976,50	25.149.646,15	26.797.190,74	27.199.148,61	27.607.135,83	28.021.242,87	28.441.561,51
Parte CLP en USD					**723.771,34**	**734.627,91**	**744.262,18**	**755.426,11**	**766.757,50**	**816.987,52**	**829.242,34**	**841.680,97**	**854.306,19**	**867.120,78**
Alquiler de terrenos														
Ingreso por AG	2,10%	Ingresos/Ingresos totales												
Generacion por AG	11.484,36	MWh/año												
Ganancia arrendatario x AG	9748,154455	USD/año												
Gasto nominal Alquiler					194.963,09	194.963,09	194.963,09	194.963,09	194.963,09	194.963,09	194.963,09	194.963,09	194.963,09	194.963,09
Gasto real Alquiler					**194.963,09**	**198.862,35**	**202.839,60**	**206.896,39**	**211.034,32**	**215.255,00**	**219.560,10**	**223.951,31**	**228.430,33**	**232.998,94**
Peaje de Transmision														
Costo Transmison electrica	51.606,18	USD/año	LT Charrua 220-Lagunilla 220											
Costo real trnanmision electrica					51.606,18	52.638,30	53.691,07	54.764,89	55.860,19	56.977,39	58.116,94	59.279,28	60.464,87	61.674,16
Gestion y administracion														
Gasto nominal Admin.	45.731,71	USD/año												
Gasto real Administracion					**45.731,71**	**46.646,34**	**47.579,27**	**48.530,86**	**49.501,47**	**50.491,50**	**51.501,33**	**52.531,36**	**53.581,99**	**54.653,63**
Gastos totales		mm USD/año			**1,57**	**1,60**	**1,71**	**1,74**	**1,77**	**2,07**	**2,10**	**2,14**	**2,17**	**2,21**

Tabla 9. 8: Gastos O&M asociados al Parque eólico Arauco en los primeros 10 años de vida.

	año 11	año 12	año 13	año 14	año 15	año 16	año 17	año 18	año 19	año 20
O&M										
Parte en USD nominal										
Parte en USD nominal										
Parte en USD nominal										
Parte en USD nominal	6.279	6.279	6.279	6.279	6.279	6.279	6.279	6.279	6.279	6.279
O&M en USD Nominal Total	6.279	6.279	6.279	6.279	6.279	6.279	6.279	6.279	6.279	6.279
O&M en USD Real Total	**156.143**	**159.266**	**162.451**	**165.700**	**169.014**	**172.394**	**175.842**	**179.359**	**182.946**	**186.605**
O&M EUR										
Parte en EUR nominal										
Parte en EUR nominal										
Parte en EUR nominal										
Parte en EUR nominal	31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00
Parte en EUR nominal total	31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00
Parte en EUR real total	37.153,21	37.747,66	38.351,62	38.965,25	39.588,69	40.222,11	40.865,67	41.519,52	42.183,83	42.858,77
Parte EUR en USD	**854.096,78**	**867.762,33**	**881.646,53**	**895.752,87**	**910.084,92**	**924.646,28**	**939.440,62**	**954.471,67**	**969.743,21**	**985.259,10**
O&M Pesos										
Parte en CLP nominal										
Parte en CLP nominal										
Parte en CLP nominal										
Parte en CLP nominal	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00
Parte en CLP nominal total	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00
Parte en CLP real total	28.868.184,94	29.301.207,71	29.740.725,83	30.186.836,71	30.639.639,27	31.099.233,85	31.565.722,36	32.039.208,20	32.519.796,32	33.007.593,27
Parte CLP en USD	**880.127,59**	**893.329,50**	**906.729,45**	**920.330,39**	**934.135,34**	**948.147,37**	**962.369,58**	**976.805,13**	**991.457,20**	**1.006.329,06**
Alquiler de terrenos										
Ingreso por AG										
Generacion por AG										
Ganancia arrendatario x AG										
Gasto nominal Alquiler	194.963,09	194.963,09	194.963,09	194.963,09	194.963,09	194.963,09	194.963,09	194.963,09	194.963,09	194.963,09
Gasto real Alquiler	**237.658,92**	**242.412,10**	**247.260,34**	**252.205,54**	**257.249,66**	**262.394,65**	**267.642,54**	**272.995,39**	**278.455,30**	**284.024,41**
Peaje de Transmision										
Costo Transimison electrica										
Costo real trnanmision electric	62.907,65	64.165,80	65.449,12	66.758,10	68.093,26	69.455,13	70.844,23	72.261,11	73.706,33	75.180,46
Gestion y administracion										
Gasto nominal Admin.										
Gasto real Administracion	**55.746,70**	**56.861,63**	**57.998,87**	**59.158,84**	**60.342,02**	**61.548,86**	**62.779,84**	**64.035,43**	**65.316,14**	**66.622,47**
Gastos totales	**2,25**	**2,28**	**2,32**	**2,36**	**2,40**	**2,44**	**2,48**	**2,52**	**2,56**	**2,60**

Tabla 9. 9: Gastos O&M asociados al Parque eólico Arauco del año 10 al año 20.

	año 20	año 21	año 22	año 23	año 24	año 25	año 26	año 27	año 28	año 29	año 30
O&M											
Parte en USD nominal											
Parte en USD nominal											
Parte en USD nominal											
Parte en USD nominal	6.279	6.279	6.279	6.279	6.279	6.279	6.279	6.279	6.279	6.279	6.279
O&M en USD Nominal Total	6.279	6.279	6.279	6.279	6.279	6.279	6.279	6.279	6.279	6.279	6.279
O&M en USD Real Total	**186.605**	**190.337**	**194.144**	**198.027**	**201.988**	**206.027**	**210.148**	**214.351**	**218.638**	**223.011**	**227.471**
O&M EUR											
Parte en EUR nominal											
Parte en EUR nominal											
Parte en EUR nominal											
Parte en EUR nominal	31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00
Parte en EUR nominal total	31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00	31.700,00
Parte en EUR real total	42.858,77	43.544,51	44.241,22	44.949,08	45.668,27	46.398,96	47.141,34	47.895,61	48.661,94	49.440,53	50.231,57
Parte EUR en USD	**985.259,10**	**1.001.023,25**	**1.017.039,62**	**1.033.312,25**	**1.049.845,25**	**1.066.642,78**	**1.083.709,06**	**1.101.048,40**	**1.118.665,18**	**1.136.563,82**	**1.154.748,84**
O&M Pesos											
Parte en CLP nominal											
Parte en CLP nominal											
Parte en CLP nominal											
Parte en CLP nominal	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00
Parte en CLP nominal total	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00	24.874.769,00
Parte en CLP real total	33.007.593,27	33.502.707,16	34.005.247,77	34.515.326,49	35.033.056,39	35.558.552,23	36.091.930,52	36.633.309,47	37.182.809,11	37.740.551,25	38.306.659,52
Parte CLP en USD	**1.006.329,06**	**1.021.424,00**	**1.036.745,36**	**1.052.296,54**	**1.068.080,99**	**1.084.102,20**	**1.100.363,74**	**1.116.869,19**	**1.133.622,23**	**1.150.626,56**	**1.167.885,96**
Alquiler de terrenos											
Ingreso por AG											
Generacion por AG											
Ganancia arrendatario x AG											
Gasto nominal Alquiler	194.963,09	194.963,09	194.963,09	194.963,09	194.963,09	194.963,09	194.963,09	194.963,09	194.963,09	194.963,09	194.963,09
Gasto real Alquiler	**284.024,41**	**289.704,89**	**295.498,99**	**301.408,97**	**307.437,15**	**313.585,89**	**319.857,61**	**326.254,76**	**332.779,86**	**339.435,46**	**346.224,17**
Peaje de Transmision											
Costo Transimison electrica											
Costo real trnanmision electric	75.180,46	76.684,07	78.217,75	79.782,11	81.377,75	83.005,30	84.665,41	86.358,72	88.085,89	89.847,61	91.644,56
Gestion y administracion											
Gasto nominal Admin.											
Gasto real Administracion	**66.622,47**	**67.954,92**	**69.314,01**	**70.700,29**	**72.114,30**	**73.556,59**	**75.027,72**	**76.528,27**	**78.058,84**	**79.620,01**	**81.212,41**
Gastos totales	**2,60**	**2,65**	**2,69**	**2,74**	**2,78**	**2,83**	**2,87**	**2,92**	**2,97**	**3,02**	**3,07**

Tabla 9. 10: Gastos O&M asociados al Parque eólico Arauco entre los años 20 y 30.

Flujo de caja asociado al Parque eólico Arauco.

		año 0	año 1	año 2	año 3	año 4	año 5	año 6	año 7	año 8	año 9	año 10
Estado de Resultados												
Ingresos Totales			11,3	11,6	11,8	12,0	12,3	12,5	12,8	13,0	13,3	13,6
Gastos Totals (O&M, SG&A, arriendo, etc)			(1,6)	(1,6)	(1,7)	(1,7)	(1,8)	(2,1)	(2,1)	(2,1)	(2,2)	(2,2)
Resutado Operacional (EBIT) earnings before interests and taxes			9,8	10,0	10,1	10,3	10,5	10,5	10,7	10,9	11,1	11,3
Depreciación			(5,9)	(6,0)	(6,2)	(6,3)	(6,4)	(6,5)	(6,7)	(6,8)	(6,9)	(7,1)
Resultado antes de impuestos			**3,9**	**3,9**	**3,9**	**4,0**	**4,1**	**3,9**	**4,0**	**4,1**	**4,2**	**4,3**
Impuestos	25%		(1,0)	(1,0)	(1,0)	(1,0)	(1,0)	(1,0)	(1,0)	(1,0)	(1,0)	(1,1)
Profit			**2,9**	**2,9**	**2,9**	**3,0**	**3,1**	**2,9**	**3,0**	**3,1**	**3,1**	**3,2**
Flujo de Caja												
Resultado			**2,9**	**2,9**	**2,9**	**3,0**	**3,1**	**2,9**	**3,0**	**3,1**	**3,1**	**3,2**
Depreciación			5,92	6,03	6,16	6,28	6,40	6,53	6,66	6,80	6,93	7,07
Inversión		(80,50)										
Flujo de Caja		**(80,50)**	**8,80**	**8,98**	**9,10**	**9,29**	**9,48**	**9,47**	**9,67**	**9,86**	**10,07**	**10,27**

Tabla 9. 11: Flujo de caja y estado de resultados del Parque eólico Arauco en sus primeros 10 años.

	año 11	año 12	año 13	año 14	año 15	año 16	año 17	año 18	año 19	año 20	año 21	año 22	año 23
Estado de Resultados													
Ingresos Totales	13,8	14,1	14,4	14,7	15,0	15,3	15,6	15,9	16,2	16,5	16,9	17,2	17,5
Gastos Totals (O&M, SG&A, arriendo, etc)	(2,2)	(2,3)	(2,3)	(2,4)	(2,4)	(2,4)	(2,5)	(2,5)	(2,6)	(2,6)	(2,6)	(2,7)	(2,7)
Resutado Operacional (EBIT) earnings before interests and tax	11,6	11,8	12,1	12,3	12,6	12,8	13,1	13,4	13,6	13,9	14,2	14,5	14,8
Depreciación	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Resultado antes de impuestos	**11,6**	**11,8**	**12,1**	**12,3**	**12,6**	**12,8**	**13,1**	**13,4**	**13,6**	**13,9**	**14,2**	**14,5**	**14,8**
Impuestos	(2,9)	(3,0)	(3,0)	(3,1)	(3,1)	(3,2)	(3,3)	(3,3)	(3,4)	(3,5)	(3,6)	(3,6)	(3,7)
Profit	**8,7**	**8,9**	**9,0**	**9,2**	**9,4**	**9,6**	**9,8**	**10,0**	**10,2**	**10,4**	**10,7**	**10,9**	**11,1**
Flujo de Caja													
Resultado	**8,7**	**8,9**	**9,0**	**9,2**	**9,4**	**9,6**	**9,8**	**10,0**	**10,2**	**10,4**	**10,7**	**10,9**	**11,1**
Depreciación													
Inversión													
Flujo de Caja	**8,68**	**8,86**	**9,05**	**9,23**	**9,42**	**9,62**	**9,82**	**10,02**	**10,23**	**10,44**	**10,65**	**10,87**	**11,10**

Tabla 9. 12: Flujo de caja y estado de resultados del Parque eólico Arauco entre sus años 11 y 23.

	año 23	año 24	año 25	año 26	año 27	año 28	año 29	año 30
Estado de Resultados								
Ingresos Totales	17,5	17,9	18,2	18,6	19,0	19,4	19,7	20,1
Gastos Totals (O&M, SG&A, arriendo, etc)	(2,7)	(2,8)	(2,8)	(2,9)	(2,9)	(3,0)	(3,0)	(3,1)
Resutado Operacional (EBIT) earnings before interests and tax	14,8	15,1	15,4	15,7	16,1	16,4	16,7	17,1
Depreciación	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Resultado antes de impuestos	**14,8**	**15,1**	**15,4**	**15,7**	**16,1**	**16,4**	**16,7**	**17,1**
Impuestos	(3,7)	(3,8)	(3,9)	(3,9)	(4,0)	(4,1)	(4,2)	(4,3)
Profit	**11,1**	**11,3**	**11,6**	**11,8**	**12,0**	**12,3**	**12,5**	**12,8**
Flujo de Caja								
Resultado	**11,1**	**11,3**	**11,6**	**11,8**	**12,0**	**12,3**	**12,5**	**12,8**
Depreciación								
Inversión								
Flujo de Caja	**11,10**	**11,33**	**11,56**	**11,80**	**12,04**	**12,29**	**12,54**	**12,80**

Tabla 9. 13: Flujo de caja y estado de resultado del Parque eólico Arauco entre sus años 23 y 30.

TECNOLOGÍA	POTENCIA NETA [MW]	PORC. GENERACION SIC
CARBÓN	1608,6	9,218025663
CARBÓN - PETCOKE	693,6	3,974881269
PETCOKE	63,0	0,360888417
GAS NATURAL	2953,3	16,92341571
PROPANO	14,3	0,082218488
PETRÓLEO DIESEL	2654,9	15,21379967
BIOMASA-PETRÓLEO N°6	88,0	0,504278206
BIOMASA	322,3	1,847051591
BIOGAS	52,8	0,30279292
HIDRÁULICA EMBALSE	3393,4	19,4458501
HIDRÁULICA PASADA	2825,9	16,19362219
MINI HIDRÁULICA PASADA	417,0	2,389772027
EÓLICA	1312,9	7,523487002
SOLAR	1050,5	6,019916755
TOTAL	17450,68	

Tabla 9. 14: Composición de la matriz energética nacional del SIC

Referencias

[1] US Energy information administration, “International Energy Outlook,” May 2016.

[2] US Energy information administration, “International Energy Outlook,” May 2016.

[3] T. R. Hiester and W. T. Pennell, “Meteorological Aspects of Siting Large Wind Turbines,” Battelle Pacific Northwest Labs., Richland, WA (USA), PNL-2522, Jan. 1981.

[4] M. Brower, *Wind Resource Assessment: A Practical Guide to Developing a Wind Project*. John Wiley & Sons, 2012.

[5] J. F. Manwell, J. G. McGowan, and A. L. Rogers, *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. John Wiley & Sons, 2010.

[6] K. Marvel, B. Kravitz, and K. Caldeira, “Geophysical limits to global wind power,” *Nat. Clim. Change*, vol. 3, no. 2, pp. 118–121, Feb. 2013.

[7] M. R. Elkinton, A. L. Rogers, and J. G. McGowan, “An Investigation of Wind-Shear Models and Experimental Data Trends for Different Terrains,” *Wind Eng.*, vol. 30, no. 4, pp. 341–350, May 2006.

[8] T. Burton, N. Jenkins, D. Sharpe, and E. Bossanyi, *Wind Energy Handbook*. John Wiley & Sons, 2011.

[9] “WWEA Bulletin issue 2016.” .

[10] “Energias renovables en chile, El potencial eolico solar e hidroelectrico de Arica a Chiloe.” .

[11] “DIA Parque eolico Las Peñas.” .

[12] “Antecedentes Generales y descripcion del proyecto Parque eolico Arauco.” .

[13] “Ingeniería de la Energía Eólica - Miguel Villarrubia López - Google Libros.” [Online]. Available: https://books.google.cl/books?hl=es&lr=&id=GW_jEgJJSdcC&oi=fnd&pg=PA4&dq=ingenieria+de+la+energia+eolica&ots=QaxPc-surH&sig=qtTmFvuGI1iv-M8nezJu07vLa7E#v=onepage&q=ingenieria%20de%20la%20energia%20eolica&f=false. [Accessed: 21-Aug-2017].

[14] “Clima Arauco: Temperatura, Climograma y Tabla climática para Arauco - Climate-Data.org.” [Online]. Available: https://es.climate-data.org/location/876175/. [Accessed: 21-Aug-2017].

[15] “Clasificación de Especies - 2014.” [Online]. Available: http://www.mma.gob.cl/clasificacionespecies/informacion-procesos-2014.htm. [Accessed: 21-Aug-2017].

[16] Madlen Beltran, “Unidad I y II Gestion ambiental de RR.NN. y empresarial,” Santiago, 2016.

[17] M. D. M. AMBIENTE, “DTO-38 12-JUN-2012 MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE,” *Ley Chile - Biblioteca del Congreso Nacional*, 12-Jun-2012. [Online]. Available: https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1040928. [Accessed: 21-Aug-2017].

[18] “Programa de cálculo del mapa de sonido.” [Online]. Available: http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/es/tour/env/db/dbcalc.htm. [Accessed: 21-Aug-2017].

[19] “Arauco,” *Arauco*. [Online]. Available: https://www.google.cl/maps/place/Arauco,+Regi%C3%B3n+del+B%C3%ADo+B%C3%ADo/@-37.7309132,-74.0372419,9z/data=!3m1!4b1!4m5!3m4!1s0x966a7318701624ff:0xbe319a91c7addc4e!8m2!3d-37.2457765!4d-73.3166644. [Accessed: 21-Aug-2017].

[20] CDEC SIC, “Calculo de peajes por el sistema de transmisión troncal,” de diciembre de 2016.

[21] “Bases de licitacion publica nacional e internacional para el suministro de potencia y energia electrica para abastecer los consumos de clientes sometidos a regulacion de precios,” Comision Nacional de Energia.

[22] “El resultado de la Licitación de Suministro y las implicancias futuras para el sistema eléctrico,” *Generadoras de Chile*. [Online]. Available: http://generadoras.cl/noticias/el-resultado-de-la-licitacion-de-suministro-y-las-implicancias-futuras-para-el-sistema-electrico. [Accessed: 21-Aug-2017].

[23] P. por C. Guarda, “Energías Renovables y Generación Eléctrica en Chile. PNUD y Endesa ECO. Diciembre 2007.” .

[24] “Fijacion de precios de nudo promedio SIC y SING,” Comision Nacional de Energia.

[25] “Factores de Emisión SIC – SING – Energía Abierta | Comisión Nacional de Energía.” .

[26] “Cambio en impuesto verde impulsaría mercado de bonos de carbono.” [Online]. Available: http://www.revistaei.cl/2017/05/24/cambio-impuesto-verde-impulsaria-mercado-bonos-carbono/#. [Accessed: 21-Aug-2017].

[27] J. Moreno, Sebastian Mocarquer, and Hugh Rudnick, “Generacion Eólica en Chile: Análisis del Entorno y Perspectivas de Desarrolla,” Systep Ingeniería y Diseños, Santiago, Chile, 2007.

[28] “Explorador de energía eólica”.[Online].Available: http://walker.dgf.uchile.cl/Explorador/Eolico2/