



Universidad Austral de Chile

Facultad de Ciencias de la Ingeniería
Escuela Ingeniería Mecánica

“Diseño y evaluación técnica económica de una planta eólica para la ciudad de Punta Arenas”

Trabajo para optar al Título de:
Ingeniero Mecánico.

Profesor Patrocinante:
Sr. LuíS Cárdenas Gómez.
Ingeniero Mecánico.
Magíster en Administración Empresas.

Juan Pablo Proboste Cárdenas

Valdivia – Chile

2007

El Profesor Patrocinante y Profesores Informantes del Trabajo de Titulación comunican al Director de Escuela de Mecánica de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería que el Trabajo de Titulación del Señor:

Juan Pablo Proboste Cárdenas.

Ha sido aprobado en el examen de defensa rendido el día.....de 2007, como requisito para optar al Título de Ingeniero Mecánico. Y, para que así conste para todos los efectos firman:

Profesores Patrocinantes:

Sr. Luis Cárdenas G. -----
Ingeniero Mecánico
M.Sc. Administración de Empresas

Profesores Informantes:

Sr. Claudio Bastidas C. -----
Ingeniero Mecánico
Diplomado en Ingeniería Especialidad Mecánica

Sr. Misael Fuentes P. -----
Ingeniero Mecánico
M. Modelado del Conocimiento
para Entornos Virtuales Educativos

Director de Escuela
Sr Milton Lemarie O. -----
Ingeniero Civil Mecánico
Diplomado en Ingeniería Especialidad Mecánica

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer con mucho cariño a todas las persona que estuvieron involucradas en la elaboración de este proyecto, que brindaron todo su apoyo en la elaboración del mismo.

En particular deseo agradecer a mi padre Miguel y a mi madre Margot por el apoyo incondicional que ellos me brindaron, a mis hermanos José Miguel, Francisco y Cata, y no puedo dejar de mencionar a mi querida abuela Edit que me esta observando desde lo mas alto, y a la Tila que siempre nos ha acompañado.

Sin duda habrán muchas personas que queden fuera de los agradecimientos, a todos ellos le agradezco la comprensión, la amistad y sobre todo el cariño sincero que me han hecho sentir.....

“Yo no hice nada por accidente, ni tampoco fueron así mis acciones, ellas vinieron por el trabajo”.

INDICE

Contenido	Página
RESUMEN	1
SUMMARY	2
INTRODUCCION	3
OBJETIVOS	5
METODO DE TRABAJO	5
CAPITULO I	
SITUACION ENERGETICA DE CHILE	6
1.1 Energía en Chile.	6
1.2 Sistema eléctrico de Chile.	7
1.3 Mercado eléctrico en Chile.	9
1.4 Consumidores.	10
1.5 Situación energética actual de la región de Magallanes.	10
1.6 Descripción del sector eléctrico de Punta Arenas.	11
1.7 Instalaciones de generación.	12
1.8 Instalaciones de transmisión.	14
1.9 Demanda y consumo mensual de Punta Arenas.	14

Contenido	Página
CAPITULO II	
ENERGIA EOLICA	16
2.1 Historia y desarrollo de la energía eólica.	16
2.2 Conceptos de origen del viento.	18
2.2.1 Fuerzas determinantes de dirección y velocidad del viento.	20
2.2.2 Fenómeno de viento durante el día y la noche.	22
2.3 Capa límite.	23
CAPITULO III	
CARACTERISTICAS DE PUNTA ARENAS	26
3.1 Ubicación geográfica de Punta Arenas.	26
3.2 Climatología.	26
CAPITULO IV	
EVALUACION DEL POTENCIAL EOLICO	29
4.1 Metodología.	29
4.2 Dirección del viento.	30
4.2.1 Dirección del viento por estación.	31
4.2.2 Velocidad media en función de la dirección del viento.	35
4.3 Velocidad media diaria del viento.	36
4.4 Velocidad media mensual del viento.	37

Contenido	Página
4.5 Frecuencia del viento.	38
4.5.1 Histograma de velocidades.	39
4.5.2 Frecuencia acumulada.	41
4.6 Representación estadística del viento.	42
4.6.1 Distribución estadística de probabilidad Weibull.	42
4.6.2 Método de los mínimos cuadrados.	45
4.6.3 Resultados de cálculo de la distribución de probabilidad Weibull.	46
4.6.4 Comparación de parámetros estadísticos.	48
4.7 Cálculo de la densidad del aire.	49
4.8 Densidad del potencial eólico de la zona en estudio.	50
4.9 Cálculo de la densidad de energía disponible.	51
CAPITULO V	
ENERGIA OBTENIDA DEL VIENTO	54
5.1 Energía cinética del viento.	54
5.2 Potencia eólica aprovechable.	55
5.3 Demostración del teorema de Betz.	56
CAPITULO VI	
CLASIFICACION DE TURBINAS EOLICAS	59
6.1 Turbinas eólicas.	59

Contenido	Página
6.1.1 Turbinas de eje horizontal.	59
6.1.2 Turbinas de eje vertical.	60
6.2 Aplicación de las máquinas eólicas.	62
6.3 Generación de electricidad.	64
6.4 Sistema de almacenamiento.	66
CAPITULO VII	
CRITERIO DE SELECCIÓN	67
7.1 Selección el aerogenerador.	67
7.2 Aerogenerador seleccionado.	67
7.3 Selección del lugar.	71
CAPITULO VIII	
ANALISIS ECONOMICO	74
8.1 Costos del aerogenerador.	74
8.2 Resumen de antecedentes de la evaluación económica.	77
8.3 Criterios económicos.	78
8.4 Resultados de la evaluación económica.	78
CONCLUSIONES	83
BIBLIOGRAFIA	86
ANEXOS	88

RESUMEN

En el presente trabajo se realizó el diseño de un parque eólico de 10 MW para abastecer de energía eléctrica a la ciudad de Punta Arenas ubicada en la Región de Magallanes.

El objetivo de este trabajo de titulación fue diseñar, evaluar técnicamente y económicamente la implementación del parque eólico. Para esto se evaluó el potencial eólico del lugar seleccionado a partir de una recopilación de datos efectuados por la Dirección Meteorológica de Chile, durante un período de tres años. Posteriormente se seleccionó la turbina en función de la condición analizada, determinando finalmente la inversión inicial del proyecto y sus costos de mantención y operación. Esta inversión se comparó con la inversión de una central termoeléctrica existente en la ciudad de Punta Arenas.

Los resultados indicaron que la zona en estudio cuenta con condiciones excepcionales de viento para la instalación del parque eólico. Se concluye además que el proyecto es rentable y ayuda a disminuir la dependencia energética de la zona.

Finalmente se concluye que la implementación del parque eólico en la zona en estudio es técnica y económicamente factible.

SUMMARY

The purpose of the following thesis was to design a wind park of 10 Mw to supply with electricity the city of Punta Arenas located in the region of Magallanes.

This thesis objective was to design, evaluate technically and economically the implementation of a wind park. For this, the selected place wind potential was evaluated with a compilation done by the Meteorological Agency of Chile, during a three year period. After that, the wind turbine was selected considering the local conditions. Finally the initial investment of the project and its maintenance and operational costs were calculated. This investment was compared with the investment of a thermoelectric central located in Punta Arenas.

The results of this thesis indicated that the region that was studied has excellent conditions for the implementation of a wind park. The project is profitable and it helps to decrease the energetic dependence of the area.

In the end the implementation of this project is technically and economically feasible if implemented.

INTRODUCCION

Punta Arenas es una ciudad en la cual la principal fuente de generación de energía eléctrica son las centrales termoeléctricas, las cuáles funcionan con combustible diesel y gas natural, siendo esta última la encargada de generar el 85% de la energía de la región. Este cuadro presenta en general dos grandes problemáticas: por una parte la inestabilidad del costo del gas natural y del diesel, esto a su vez debido a que Chile no es productor de dichos combustibles y que la variación de los precios de dichos combustibles son determinados por el mercado internacional, principalmente por la demanda de las grandes economías donde nuestro mercado no tiene ingerencia alguna. Esto produce que la variabilidad del precio de dichos suministros sean en determinados momentos indiferente a la realidad de nuestro mercado eléctrico; por otra parte el suministro de gas natural en la región depende principalmente de un proveedor, Argentina, país que se encuentra pasando por una gran crisis energética, la cual se ha traducido en racionamiento del gas natural hacia nuestro país, lo cual condiciona absolutamente el funcionamiento de las plantas generadoras. A lo anterior se agrega que la generación de energía eléctrica mediante centrales termoeléctricas produce un impacto negativo sobre el medio ambiente, esto debido a las emisiones de CO₂.

Mediante la evaluación del diseño de un parque eólico de 10 MW de potencia instalada se pretenderá resolver la problemática antes planteada, a través de la diversificación de la matriz generadora, la utilización de energías renovables no convencionales y proporcionando un mayor grado de certidumbre a los costos de generación.

No obstante las características multidisciplinarias de este tipo de proyecto, el presente trabajo sólo se limita a lo que corresponde a la generación de electricidad del parque eólico en cuestión.

OBJETIVOS

Objetivos Generales.

- Diseñar un parque eólico en la ciudad de Punta Arenas.
- Evaluar técnicamente y económicamente la implementación del parque eólico.

Objetivos Específicos.

- Analizar las condiciones de viento en la ciudad de Punta Arenas
- Seleccionar las turbinas en función de la condición analizada.
- Determinar la inversión inicial y los costos operacionales
- Comparar costos de generación eléctrica de una central eólica frente a una central termoeléctrica.

METODOLOGIA DE TRABAJO.

Para lograr los objetivos antes planteados se realizó lo siguiente:

- Revisión de material bibliográfico.
- Recopilación de información sobre condiciones de viento en la ciudad Punta Arenas.
- Estudio de todas las turbinas (Recopilar información sobre energía eólica)
- Establecer las especificaciones para el diseño por selección.
- Criterios económicos:
 - VAN.
 - TIR

- CAE
- BAE

- Comparación de costos de generación eléctrica de una central eólica frente a una central termoeléctrica.
- Consultas al profesor tutor.

CAPITULO I

SITUACION ENERGETICA DE CHILE

1.1 Energía en Chile.

En Chile existen diversas fuentes energéticas según su disponibilidad en la naturaleza. Las fuentes energéticas son aquellos recursos o medios capaces de producir algún tipo de energía para luego ser consumida. Las fuentes energéticas se clasifican en: primarias, secundarias, renovables y no renovables (CNE).

- **Energía primaria.**

Se denomina energía primaria a los recursos naturales disponibles en forma directa para su uso energético, sin necesidad de someterlos a un proceso de transformación. En Chile se consume este tipo de energía en forma de petróleo crudo, gas natural, recurso hídrico, leña, biogás, energía solar y energía eólica.

- **Energía secundaria.**

Se denomina energía secundaria a los productos resultantes de la transformación o elaboración de recursos naturales. Este proceso de transformación puede ser físico, químico o bioquímico modificándose así sus características principales. La energía secundaria consumida en Chile son las siguientes: los derivados del petróleo y gas natural, carbón mineral, electricidad y gasolina entre otros.

- **Energía renovable.**

Las energías renovables se caracterizan porque en sus procesos de transformación y aprovechamiento en energía útil no se consumen ni se agotan. Entre estas fuentes de energías están: la hidráulica, la solar, la eólica y la de los océanos entre otras.

- **Energía no renovable.**

La energía no renovable es aquella que en su proceso de transformación o aprovechamiento en energía útil, se consume o se agota. Entre estas fuentes energéticas están: el petróleo crudo, el gas natural, la leña y el carbón entre otros.

1.2 Sistema eléctrico de Chile.

En base a datos del documento “Balance Nacional de Energía 2005”, publicado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), el consumo nacional por fuentes de energía se configura de la siguiente manera: 40% petróleo, 26% gas natural, 10% carbón mineral, 8% hidroenergía y 16% restante leña, biomasa y eólica. Cuando se desagrega esta matriz por la de suministro eléctrico, en base al documento publicado en Diciembre de 2005 por la CNE “Capacidad Instalada por Sistema Eléctrico Nacional”, se observa que las centrales hidroeléctricas cubren el 40,8%, las térmicas el 59% (abastecidas principalmente con gas natural, y en menor medida con carbón, petróleo y biomasa) y las eólicas el 0,02%, es decir, Chile es un país altamente dependiente de hidrocarburos, ya que sus necesidades energéticas y eléctricas están cubiertas en un 76% y 59%, respectivamente, por estos recursos naturales no renovables.

Por otra parte, cabe señalar que la oferta de energía chilena depende en un 63% de recursos energéticos importados, dejando a este país en una situación de vulnerabilidad estructural. El caso ilustrativo de esta última situación, es el del gas natural: el 98% de las importaciones provienen de Argentina.

Chile se divide en cuatro sistemas eléctricos independientes entre si, estos son:

1. El SING, que cubre el territorio comprendido entre Arica y Antofagasta, con un 30,02% de la capacidad instalada en el país.

2. El SIC, que se extiende desde Taltal a la isla de Chiloé con un 69,16% de la capacidad instalada en el país.
3. El Sistema de Aysén que atiende el consumo de la Región XI con un 0,28% de la capacidad instalada del país.
4. El Sistema de Magallanes, que abastece la Región XII con un 0,54% de la capacidad instalada en el país.

A continuación se grafica en el cuadro 1.1 la capacidad de generación por sistema.

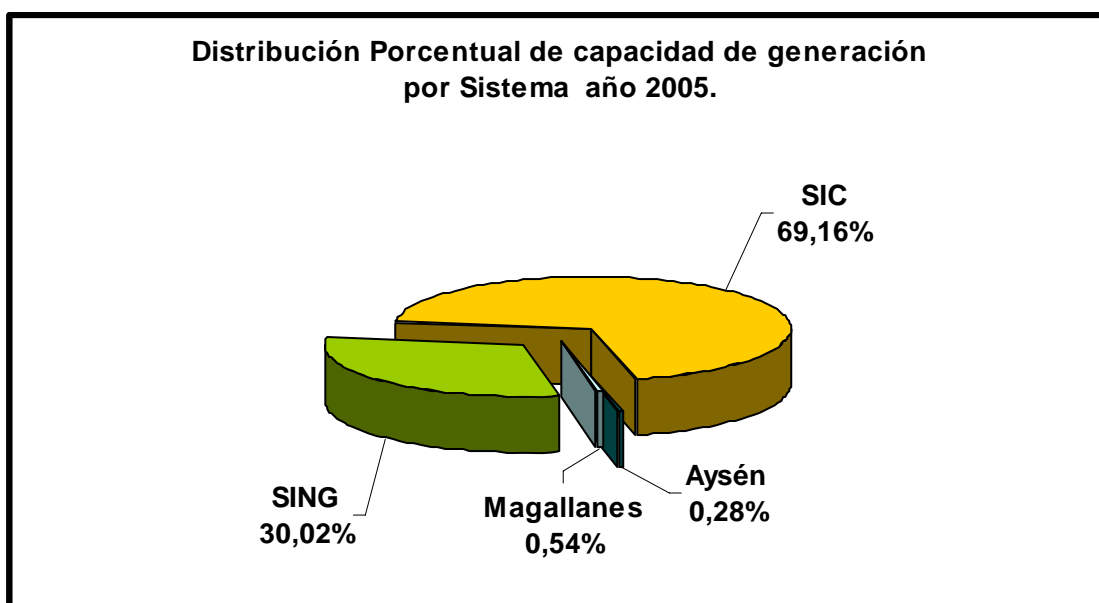


Figura 1.1 Capacidad de generación por sistema (Fuente: Elaboración propia).

Estos cuatro sistemas eléctricos producen energía mediante diferentes tipos de centrales, concentrando su producción en centrales del tipo hidráulica y térmica, como se aprecia en la tabla 1.1. Estos valores corresponden a la potencia nominal en MW de cada central a diciembre de 2005. En el cuadro 1.1 se aprecia que la mayor producción de energía eléctrica en Chile se basa en

centrales térmicas, las cuales generan energía en base a combustibles tales como: el carbón, gas natural, petróleo y en menor cantidad biomasa.

Cuadro 1.1 Generación eléctrica según tipo de central en Chile (Fuente: CNE).

ENERGÉTICO TIPO DE CENTRAL	SING (MW)	SIC (MW)	SISTEMA AYSEN (MW)	SISTEMA MAGALLANES (MW)	TOTAL (MW)
HIDRÁULICAS	12,8	4.695,3	17,6	0,0	4.725,7
EMBALSE	0,0	3.393,4	0,0	0,0	3.393,4
PASADA	12,8	1.301,9	17,6	0,0	1.332,3
TÉRMICAS	3.583,0	3.172,1	13,9	64,7	6.833,7
CARBÓN	1.205,6	937,7	0,0	0,0	2.143,3
GAS NATURAL	2.111,7	1.749,4	0,0	54,9	3.916,0
PETRÓLEO	265,7	339,1	13,9	9,8	628,5
BIOMASA	0,0	145,9	0,0	0,0	145,9
EÓLICAS	0,0	0,0	2,0	0,0	2,0
TOTAL	3.595,8	7.867,4	33,5	64,7	11.561,4

1.3 Mercado eléctrico en Chile

Los sistemas participantes en el mercado chileno se dividen en generación, transmisión y distribución. El segmento de generación esta constituido por el conjunto de empresas generadoras de electricidad. El sistema de transmisión corresponde al conjunto de líneas, subestaciones y equipos destinados al transporte de electricidad desde los puntos de producción hasta las centralles de consumo o distribución. Transmisión se considera a toda línea o subestación con un voltaje o tensión superior a 23.000 Volts. Por ley, las tensiones menores se consideran como distribución. Los sistemas de distribución están constituidos por líneas, subestaciones y equipos, los cuales prestan el servicio de distribución hasta el consumidor final (CNE).

1.4 Consumidores

Según la Comisión Nacional de Energía, los consumidores se clasifican según el tipo de demanda en:

1. Clientes regulados: Consumidores cuya potencia conectada es inferior o igual a 2.000 kilowatts (kW).
2. Clientes libres o no regulados: Consumidores cuya potencia conectada es superior a 2.000 (kW).
3. Clientes con derecho a optar por un régimen de tarifa regulada o de precio libre, por un período mínimo de cuatro años de permanencia en cada régimen. Consumidores cuya potencia conectada es superior a 500 kW e inferior o igual a 2.000 kW, conforme a las modificaciones incorporadas a la Ley General de Servicio Eléctricos por la ley 19.940, de Marzo de 2004.

1.5 Situación energética actual de la Región de Magallanes.

El Sistema de Magallanes está constituido por tres subsistemas eléctricos en toda la XII Región, los cuales son: Los sistemas de Punta Arenas, Puerto Natales y Puerto Porvenir. La capacidad instalada de estos sistemas, a diciembre del año 2005, es 58,5 MW, 4,5 MW y 3,0 MW, respectivamente, siendo cada uno de ellos 100% térmicos. Durante el año 2005 la demanda máxima de potencia del sistema Magallanes alcanzó un valor cercano a los 35,1 MW, mientras que la generación de energía se ubicó en torno a los 176,5 GWh. En estos sistemas opera una sola empresa, EDELMAG S.A., quien desarrolla las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, atendiendo a un total cercano a los 48.401 clientes [4].

1.6 Descripción del sector eléctrico de Punta Arenas.

De acuerdo al censo del año 2002, la comuna de Punta Arenas registra 119.496 habitantes, representando un 79% de la población total de la XII Región. Esta empresa es la encargada de la generación, transmisión y distribución de la electricidad, contando con generadores térmicos a gas natural y diesel. El total de clientes en la ciudad de Punta Arenas es de 39.725, estos se dividen en consumidores comerciales, residenciales y industriales [4].

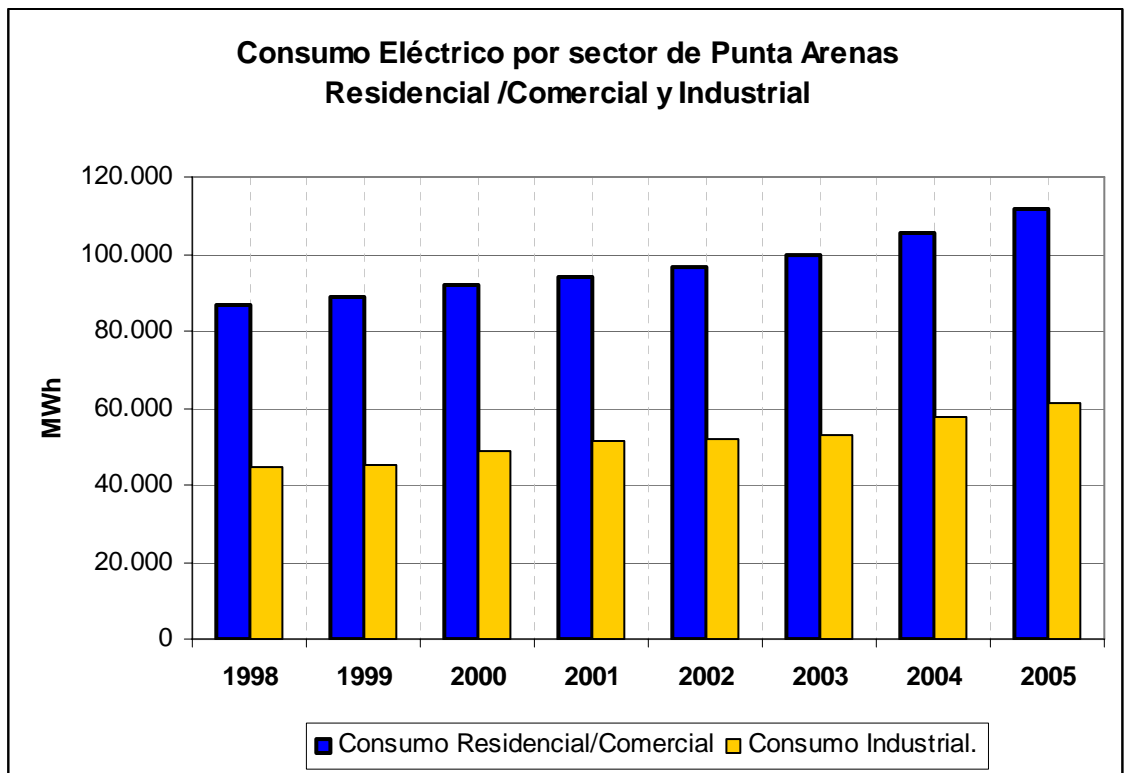


Figura 1.2 Consumo eléctrico de Punta Arenas (Fuente: Elaboración propia).

A partir de la información presentada en la figura 1.2 en el año 2005 el consumo eléctrico residencia y comercial fue de un 64,7%, mientras que el consumo industrial fue un 35,3%. Si analizamos la tendencia de consumo de la ciudad de Punta Arenas del año 1998 al año 2005 podemos observar un crecimiento anual de un 5%.

1.7 Instalaciones de generación.

La empresa generadora de electricidad de la región de Magallanes como se muestra en el cuadro 1.2, cuenta con cuatro centrales estas son, Tres Puentes, Punta Arenas, Puerto Natales y Porvenir al año 2007. Las centrales que abastecen a Punta Arenas son las dos primeras.

Cuadro 1.2 Centrales generadoras electricidad. (Fuente: Edelmag)

PROPIETARIO	NOMBRE CENTRAL	TIPO DE ENERGÉTICO	POTENCIA INSTALADA	TOTAL CAPACIDAD INSTALADA	PARTICIPACIÓN POR CENTRAL (
EDEL MAG S.A.	TRES PUENTES	Gas Natural	23,8	53,0	36,79%
		Gas Natural	10,0		15,46%
		Diesel	2,9		4,48%
		Gas Natural	2,7		4,17%
		Gas Natural	13,6		21,02%
	PUNTA ARENAS	Diesel	4,2	4,2	6,49%
	PUERTO NATALES	Gas Natural	1,2	4,5	1,85%
		Gas Natural	1,5		2,32%
		Diesel	1,5		2,32%
		Diesel	0,3		0,46%
	PORVENIR	Gas Natural	0,9	3,0	1,39%
		Diesel	0,9		1,39%
		Gas Natural	1,2		1,85%
TOTAL POTENCIA INSTALADA MAGALLANES			64,7	64,7	100%

La central eléctrica Punta Arenas se encuentra ubicada en pleno sector urbano de la ciudad del mismo nombre, donde aloja un conjunto de unidades de generación antiguas y de pequeño tamaño. Desde la central Punta Arenas, la energía es transmitida a los consumidores a través de cinco alimentadores. Dicha energía proviene principalmente desde la otra central de este sistema, Tres Puentes, a la cual está conectada mediante una línea de transmisión en 66 kV y otra de 23 kV, aunque esta última funciona normalmente abierta y sólo opera como respaldo. La central Tres Puentes se ubica fuera del área urbana y está constituida por centrales de mayor tamaño, constituyéndose de esta forma en la principal fuente de energía de este sistema eléctrico. Dicha central consta

de cinco alimentadores de salida, los cuales suministran energía a clientes residenciales y a un importante conjunto de consumos industriales [4].

Al analizar las centrales que abastecen a la ciudad de Punta Arenas, se establece que en las dos centrales estudiadas la generación es completamente térmica, diferenciándose sólo en el tipo de unidades generadoras (motores o turbinas) y el combustible utilizado (gas natural o diesel).

A continuación en el cuadro 1.3 se clasifican si son turbinas o motores y el combustible que utilizan.

Cuadro 1.3 Clasificación de equipos generadores (Fuente: Elaboración propia)

Sistema	Unidad	Tipo	Potencia (MW)	Combustible
Punta Arenas	MD.Caterpillar 1	Motor Diesel	1,46	Diesel
Punta Arenas	MD.Caterpillar 2	Motor Diesel	1,46	Diesel
Punta Arenas	MD.Sulzer 1	Motor Diesel	1,4	Diesel
Punta Arenas	MD.Sulzer 2	Motor Diesel	1,4	Diesel
Punta Arenas	MD.Sulzer 3	Motor Diesel	1,4	Diesel
Punta Arenas	MG.Caterpillar	Motor Gas	2,72	Gas Natural
Punta Arenas	TG.Solar.Titán	TG.Industrial	13,7	Gas Natural
Punta Arenas	TG.Solar.Mars	TG.Industrial	10	Gas Natural
Punta Arenas	TG.Hitachi	TG.Heavy.Duty	23,75	Gas Natural

En el sistema Punta Arenas, los motores diesel tienen más de 50 años de antigüedad y por lo tanto, presentan altos consumos específicos. Lo mismo ocurre con las turbinas a gas cuya antigüedad es cercana a los 40 años. En la práctica, todas estas unidades permanecen de reserva del sistema, ya que desde la puesta en servicio de la línea de 66 kV el año 1996, se prioriza la operación en forma permanente de las unidades de Central Tres Puentes, que poseen consumos específicos más bajos que las unidades de Central Punta Arenas. Por otro lado, la central Tres Puentes se emplaza en una zona industrial, de acuerdo a los respectivos planos reguladores; en cambio, la central Punta Arenas está emplazada en una zona relativamente cercana a sectores residenciales o mixtos. Todas cuentan con accesos adecuados para el desplazamiento del personal y suministro de combustible [4].

1.8 Instalaciones de transmisión.

En el sistema eléctrico de Punta Arenas existe una línea de transmisión en alta tensión de simple circuito en 66 kV, cuyo propósito es conectar las centrales de Tres Puentes y Punta Arenas. Se agrega una segunda línea en 23 kV, que conecta dichas centrales cumpliendo funciones de respaldo. Esto último debido a que normalmente opera en circuito abierto.

El resto de los sistemas eléctricos cuenta sólo con líneas de transmisión en media y baja tensión, por ende corresponden a la actividad de distribución.

1.9 Demanda y consumo mensual de Punta Arenas.

A continuación en la figura 1.3 se presenta la demanda y el consumo mensual de energía eléctrica de la ciudad de Punta Arenas del año 2005.

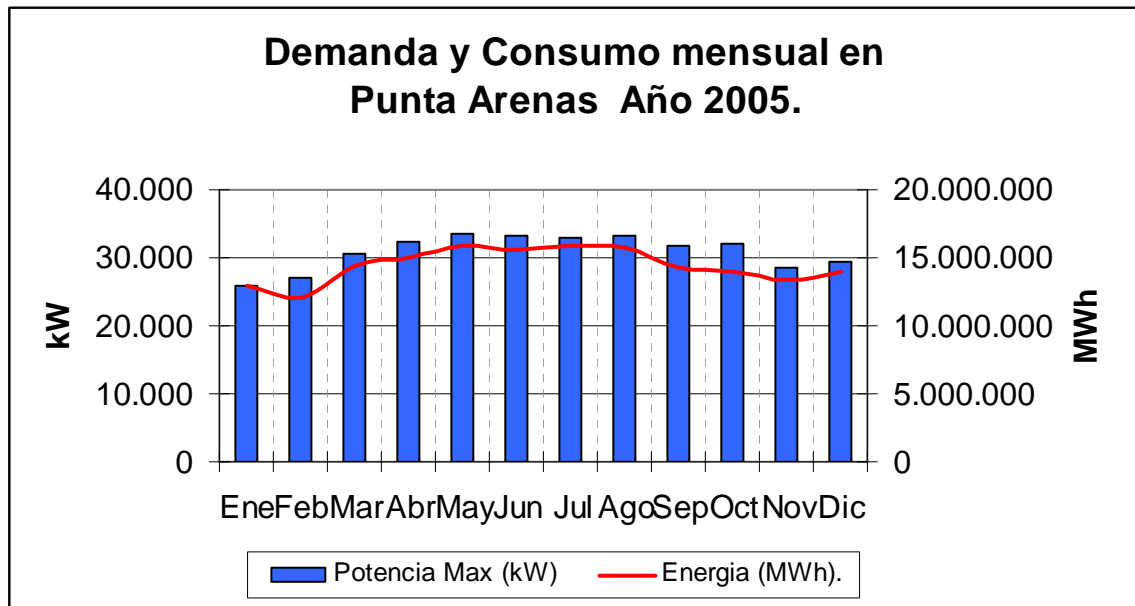


Figura 1.3 Demanda y consumo mensual en Punta Arenas. (Fuente: Elaboración propia)

Al analizar el gráfico de la demanda de Punta Arenas, se puede apreciar que:

- La mayor demanda de energía se produce en el mes de junio con un consumo de 15.864.392 kWh, mientras que la menor demanda de energía se concentra en el mes de febrero con 11.995.895 kWh.

- La demanda crece durante los meses de mayo, junio, julio y agosto, para luego disminuir en los meses de fin de año (noviembre, diciembre, enero y febrero).
- La demanda de potencia máxima es de 33.449 kW y se produce en el mes de mayo.
- Finalmente podemos concluir que el mayor consumo y demanda de energía de Punta Arenas ocurre en la temporada de invierno.

CAPITULO II

ENERGIA EOLICA

2.1 Historia y desarrollo de la energía eólica.

Uno de los primeros usos de los vientos (la energía eólica) fue en la navegación marítima. Posteriormente se comenzaron a desarrollar los molinos de viento, primero en Persia y luego en otras partes del mundo. El uso inicial de estos molinos fue para bombear agua, moler, aserrar y otras faenas. Actualmente, y aunque algunos todavía funcionan, este tipo de molinos corresponden en su mayoría a piezas de museo, dando paso a modernas torres aerodinámicas cuya función corresponde a la producción de electricidad.

La energía eólica es una forma indirecta de energía solar, puesto que corresponden a las diferencias de temperatura y de presión inducidas en la atmósfera por la absorción de la radiación solar, las que ponen en movimiento los vientos. Se calcula que un 2 % de la energía solar recibida por la Tierra se convierte en energía cinética de los vientos. La cantidad de energía correspondiente es enorme: unos 30 millones de TWh por año, o sea unas 500 veces el consumo mundial de energía en 1975 [7].

En la actualidad la energía eólica representa una alternativa de generación eléctrica a gran escala muy atractiva para los países que cuentan con este recurso. La energía eólica es ilimitada y frena el agotamiento de combustibles fósiles, contribuyendo a evitar el cambio climático.

Hoy por hoy esta tecnología se encuentra muy desarrollada y madura, por lo cual su uso ya no es sólo una solución energética para lugares aislados de poca potencia instalada, sino que representa para muchos países (en especial europeos), una forma de generación para abastecer su sistema eléctrico a gran escala, el cual en algunos casos representa el 20% de generación del potencial instalado. Algunos ejemplos de estos son Alemania,

España y Dinamarca. Fuera de Europa, los países que se destacan en dicha materia son Estados Unidos, México y en América del Sur, en menor escala, Argentina.

Actualmente en Chile existe en operaciones un parque eólico de generación significativa, llamado "Alto Baguales". Este corresponde a un parque de tres aerogeneradores (660 kW c/u) con una capacidad conjunta de 2 MW nominal, correspondiente al 0,02% del potencial instalado del país. Dicho parque se encuentra conectado desde noviembre de 2001 al Sistema Eléctrico de Aysén, que atiende a 19.000 familias de la XI Región del país.

De igual forma, en Chile contamos con diversos proyectos de abastecimiento de energía eólica mediante aerogeneradores pequeños para localidades aisladas. Uno ejemplo de estos es la Isla Tac, en el Archipiélago de Chiloé (X Región). El proyecto se encuentra en operación desde octubre del 2000 y corresponde a un sistema híbrido eólico-diesel que consta de dos aerogeneradores de 7.5 kw cada uno. Este proyecto ha beneficiado a 79 familias y a 3 centros comunitarios de la isla [CNE].

Las principales dificultades que presenta el aprovechamiento de esta fuente son: las variaciones en la velocidad del viento y la incapacidad de asegurar un suministro regular o constante, por lo cual las zonas más favorables para la implantación de grandes motores eólicos son las regiones costeras y las grandes estepas, donde vientos constantes soplan regularmente.

En la zona Austral de Chile (región XI y XII) según el libro "La energía eólica en Chile y su potencial", el recurso eólico resulta ser importante en las localidades abiertas al océano y en áreas expuestas a los vientos de las pampas patagónicas. En esta zona los ciclos anuales y diarios de la velocidad del viento son relativamente mas atenuados.

2.2 Conceptos de origen del viento.

El viento es aire en movimiento y es una forma indirecta de la energía solar. Este movimiento de las masas de aire se origina de un calentamiento desigual de la superficie terrestre, que junto a la rotación de la tierra, crean entonces los patrones globales de circulación.

El viento consiste en el movimiento de aire desde una zona hasta otra. Existen diversas causas que pueden provocar la existencia del viento, pero normalmente se origina cuando entre dos puntos se establece una cierta diferencia de presión o de temperatura. En el primer caso, cuando entre dos zonas la presión del aire es distinta, éste tiende a moverse desde la zona de alta presión a la zona de baja presión. Este fenómeno se conoce como gradiente o diferencia de presión [1].

En la atmósfera, existe una relación directa entre presión y viento, lo que hace que los mapas de isobaras, que representan los valores de la presión atmosférica, contengan amplia información sobre la velocidad y dirección del viento. En el caso de que sea una diferencia térmica el origen del viento, lo que ocurre es que cuando una masa de aire adquiere una temperatura superior a la de su entorno, su volumen aumenta, lo cual hace disminuir su densidad. Por efecto de la flotación, la masa de aire caliente ascenderá, y su lugar será ocupado por otras masas de aire, que en su desplazamiento ocasionarán el viento [1].

Los meteorólogos clasifican los tipos de viento en función de su velocidad (también llamada intensidad). Una de las escalas más utilizadas es la de Beaufort que, en orden de intensidad creciente, establece los siguientes tipos de viento que se muestran en el cuadro 2.1: Calma, ventolina, flojito, flojo, moderado, bonacible, fresquito, fresco, frescachón, temporal, temporal fuerte, temporal duro, temporal muy duro y temporal huracanado.

Cuadro 2.1 Escala de Beaufort.(Fuente:CERE)

Beaufort	Velocidad del viento (km/h)	Nudos (mn /h)	Denominación	Aspecto del mar
0	0 a 1	< 1	Calma	Espejado
1	2 a 5	1 a 3	Ventolina	Pequeñas olas, pero sin espuma
2	6 a 11	4 a 6	Flojito (Brisa muy débil)	Crestas de apariencia vítrea, sin romper
3	12 a 19	7 a 10	Flojo (Brisa débil)	Pequeñas olas, crestas rompientes.
4	20 a 28	11 a 16	Bonancible (Brisa moderada)	Borreguillos numerosos, olas cada vez más largas
5	29 a 38	17 a 21	Fresquito (Brisa fresca)	Olas medianas y alargadas, borreguillos muy abundantes
6	39 a 49	22 a 27	Fresco (Brisa fuerte)	Comienzan a formarse olas grandes, crestas rompientes, espuma
7	50 a 61	28 a 33	Frescachón (Viento fuerte)	Mar gruesa, con espuma arrastrada en dirección del viento
8	62 a 74	34 a 40	Temporal (Viento duro)	Grandes olas rompientes, franjas de espuma
9	75 a 88	41 a 47	Temporal fuerte (Muy duro)	Olas muy grandes, rompientes. Visibilidad mermada
10	89 a 102	48 a 55	Temporal duro (Temporal)	Olas muy gruesas con crestas empenachadas. Superficie del mar blanca.
11	103 a 117	56 a 63	Temporal muy duro (Borrasca)	Olas excepcionalmente grandes, mar completamente blanca, visibilidad muy reducida
12	118 y más	64 a 71>	Temporal huracanado (Huracán)	El aire está lleno de espuma y rociones. Enorme oleaje. Visibilidad casi nula

El viento se mide a partir de dos magnitudes su dirección y su intensidad. La dirección corresponde al punto en el cual sopla el viento y se expresa a partir de la dirección recogidas en la rosa de los vientos, o bien en grado, medido desde un círculo graduado en sentido de las agujas del reloj tomando como origen la dirección Norte.

Una rosa de los vientos es un diagrama polar que puede ser construida mostrando el porcentaje del tiempo durante el cual el viento ha estado soplando en una dirección específica. La utilidad de la rosa de los vientos radica en la identificación de la direcciones prevaleciente en las cuales sopla el viento con mayor duración y quizás intensidad. Esta información será de vital importancia

para evaluar el posible emplazamiento de los aerogeneradores y su distribución [1].

La intensidad expresa la velocidad del viento y esta se mide en unidades de velocidad tales como m/s, nudos o Km/h. Tanto en la dirección como en la velocidad del viento, nunca se consiguen valores instantáneos registrados por las magnitudes, sino valores medios de un periodo de varios minutos. Esto ocurre porque el viento no se comporta como un flujo laminar sino como uno turbulento.

2.2.1 Fuerzas que determinan la dirección y la velocidad del viento

En generación del viento intervienen tres fuerzas impulsoras, éstas son, la fuerza de gradiente de presión, la fuerza de Coriolis y la fuerza de rozamiento terrestre [1].

- **Fuerza de gradiente de presión.**

Por las leyes de la dinámica de Newton, las causas que producen el movimiento son las fuerzas. La variación de presión produce una fuerza, llamada fuerza de gradiente de presión, que contribuye a la formación del viento. Cuando una masa de aire es sometida a una mayor presión a un lado que al otro, el desbalance produce una fuerza dirigida desde la zona de alta presión a la de baja presión en forma perpendicular a las isobaras, cruzándolas en ángulo recto. Estas diferencias entre las altas presiones y las bajas presiones produce el viento, y mientras mayor es la diferencia entre dos lugares, mayor es el viento en esa región. Se llaman isóbaras a las líneas que unen puntos de igual presión. La separación entre las isobaras indica las variaciones de presión.

- **Fuerza de Coriolis.**

Si bien la fuerza de gradiente de presión está dirigida desde las altas presiones a las bajas presiones, perpendicular a las isobaras, el viento no cruza las isobaras en ángulo recto, sino que se produce una desviación del viento debido a la rotación de la tierra, a este fenómeno se le conoce como efecto de Coriolis. El efecto de Coriolis describe, como todos los objetos que se mueven libremente sobre la superficie terrestre se desvían a causa de la rotación terrestre hacia la izquierda de su movimiento en el hemisferio sur, como lo muestra la figura 2.1 y hacia la derecha en el hemisferio norte. La dirección de la fuerza de Coriolis tiene una gran componente apuntando en sentido opuesto a la fuerza de presión. Esto produce que la dirección del movimiento del aire sea no cruzando las isobaras, sino que aproximadamente paralela a ellas.

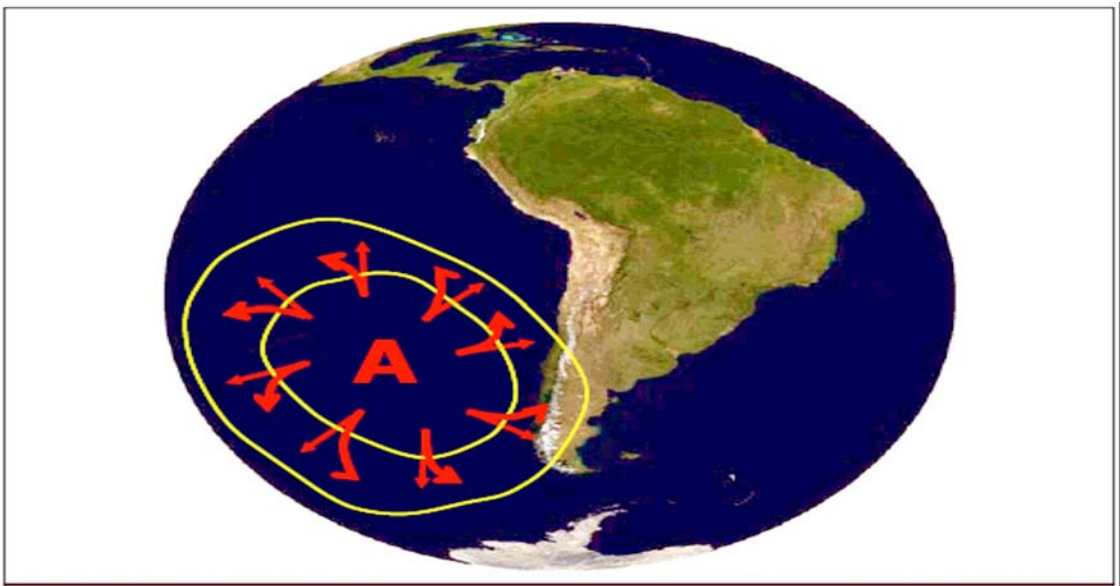


Figura 2.1 Efecto de Coriolis hemisferio sur.(Fuente:CERE)

La integración entre la gradiente de presión y la fuerza de Coriolis da origen al viento geostrófico (globales). Estos vientos se encuentran a una altura superior a los 1.000 metros sobre el nivel del suelo. Este es el viento que circula por los canales isobaricos y que se aproxima al viento real en niveles bajos de la troposfera.

- **Fricción.**

El efecto de la fuerza de fricción o de roce es disminuir la rapidez del viento y desviar el movimiento del aire a través de las isobaras, hacia el área de baja presión. El grado de irregularidad del terreno determina el ángulo que se desvía el viento respecto a las isobaras, como también la magnitud de su disminución. Sobre los océanos relativamente llanos, la fricción es pequeña y el aire se desvía entre 10° y 20° respecto a las isobaras y su rapidez disminuye aproximadamente $2/3$ de su valor si no hubiese roce. El aire en movimiento es afectado por irregularidad del terreno, que produce el roce con el aire, pero a medida que ascendemos en la vertical, disminuye el efecto de roce. Este viento se conoce como vientos terrestre (local) y se encuentra bajo los 100 metros de altitud.

2.2.2 Fenómeno de vientos durante el día y la noche.

Cerca a las playas se pueden observar los patrones de brisa marina. Durante el día la tierra se calienta más que el agua (mar o lago), el aire sobre la tierra asciende y la brisa marina se desarrolla, como se observa en la figura 2.2. Durante la noche, la tierra se enfría a temperaturas menores que la del agua, causando una brisa terrestre. Esta es usualmente más débil que la brisa marina [7].

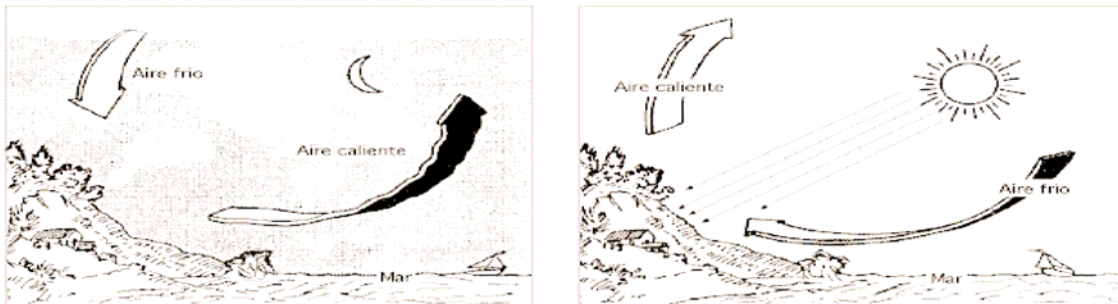


Figura 2.2 Vientos de la costa día y noche.(Fuente: Fernández)

Otro ejemplo involucra los vientos de valle-montaña. Durante el día, las faldas de las montañas se calientan, el aire asciende y el viento tiende a fluir a través del valle hacia la montaña. Durante la noche ocurre el fenómeno contrario: aire frío se mueve hacia abajo de la falda de la montaña, forzando el viento a soplar hacia el valle [7].

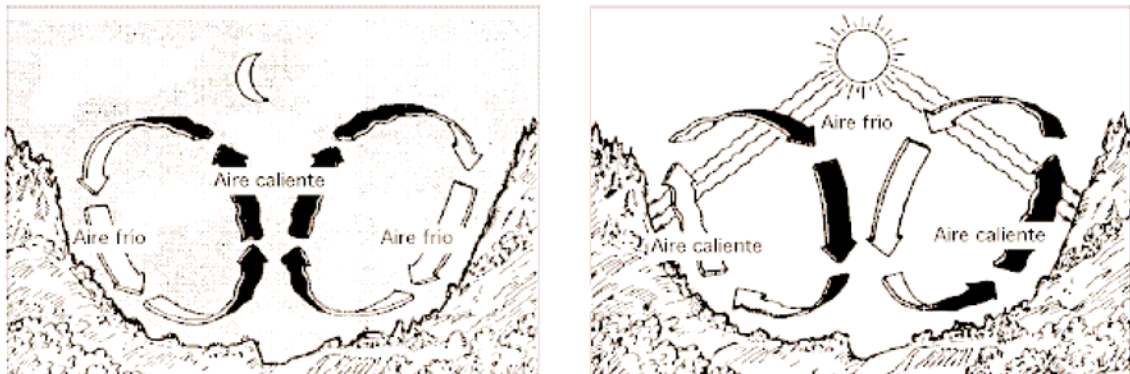


Figura 2.3 Vientos de montaña día y noche.(Fuente Fernández)

2.3 Capa límite.

El perfil del viento puede ser expresado en una relación matemática sencilla. La forma de este perfil dependerá principalmente de la rugosidad del terreno. La superficie terrestre ejerce una fuerza de rozamiento que se opone al movimiento del aire y cuyo efecto es retardar el flujo, por ende disminuir la velocidad del viento. Este efecto retardatorio de la velocidad de viento decrece en la medida que se incrementa la altura sobre la superficie del terreno y de obstáculos en su recorrido como se puede observar en la figura 2.4 en tres casos diferentes. Así pues, a mayor altura sobre la superficie, se experimenta una mayor velocidad de viento [7].

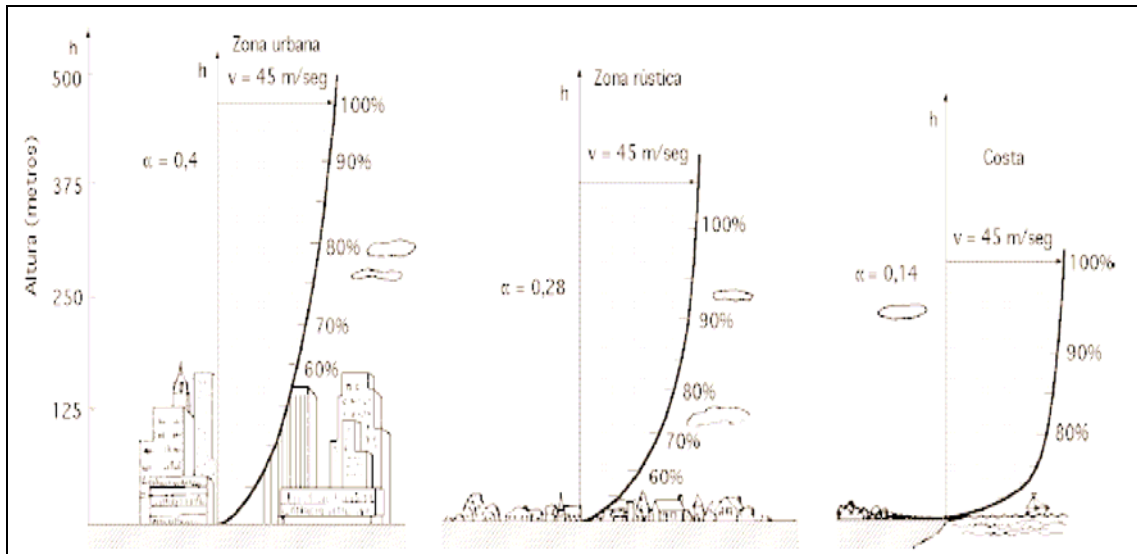


Figura 2.4 Perfil del viento.(Fuente: Fernández)

Un modelo sencillo para calcular el incremento en la velocidad con respecto a la altura, es la distribución de velocidades en función de la altura conocida como la ley exponencial Hellmann de la forma:

$$\frac{V_1}{V_2} = \left[\frac{h_1}{h_2} \right]^\alpha \quad (2.1)$$

Donde:

V_1 : la velocidad del viento en (m/s) a la altura h_1 .

V_2 : la velocidad del viento en (m/s) a la altura h_2 .

h_1 : Altura en (m.)

h_2 : Altura en (m.)

α : Coeficiente de rugosidad del terreno.

CUADRO 3.2 Coeficientes de rugosidad del terreno. (Fuente Fernández)

Lugares llanos con hielo o hierba.	$\alpha = 0,08 \div 0,12$
Lugares llanos (mar, costa).	$\alpha = 0,14$
Terrenos poco accidentados	$\alpha = 0,13 \div 0,16$
Zonas rústicas.	$\alpha = 0,2$
Terrenos accidentados o bosques.	$\alpha = 0,2 \div 0,26$
Terrenos muy accidentados y ciudades.	$\alpha = 0,25 \div 0,4$

El parámetro “ α ” es un parámetro que depende de la topografía del terreno y se denomina coeficiente de rugosidad. La Organización Meteorológica Mundial recomienda una altura estándar (h_1) de 10 metros para comparación y estimación de los perfiles de viento.

CAPITULO III

CARACTERISTICAS GENERALES DE PUNTA ARENAS

3.1 Ubicación geográfica de Punta Arenas.

La ciudad de Punta Arenas se encuentra ubicada a 53 grados, 10 minutos latitud sur, 70 grados, 55 minutos de longitud oeste de Greendwich, en la costa oriental de la península de Brundwick [15].



Figura 3.1 Mapa de ubicación geográfico de Punta Arenas(Fuente: Icarito).

3.2 Climatología.

Uno de los principales determinantes en el clima del país es la situación de la cordillera de los Andes, la que ubicada al oriente y funcionando como limite natural con Argentina, fortalece los sistemas frontales que ingresan desde

el Océano Pacífico hacia el continente. Dichos frentes al cruzar hacia la ladera oriental de los Andes se manifiestan muy debilitados o prácticamente sin existencia.

La Región de Magallanes es en este sentido una excepción nacional porque la cordillera en ella se desvía hacia el occidente, dejando el grueso del territorio nacional en su vertiente oriental expuesta a la influencia del clima de las estepas patagónicas, secas y ventosas. La gran cadena andina actúa como una barrera que retiene en las secciones occidentales y sudoccidental la carga de humedad que traen los vientos del ámbito oceánico austral y antártico, dejando pasar hacia el este y el norte, en su caso, a las corrientes eólicas prácticamente desprovistas de humedad.

La climatología regional está definida no sólo por estos tipos diferenciadores, sino también por un régimen de tiempos sujeto a permanente inestabilidad, lo que hace de la variabilidad climática una de las características naturales más notorias, en especial sobre la vertiente oriental del territorio magallánico.

Finalmente, un factor que ocasionalmente incide en una mayor estabilidad climática generando situaciones de buen tiempo, es la posición de la Cuña de Alta Presión del Pacífico, al interferir el curso habitual de las corrientes eólicas procedentes del cuadrante sudoccidental. Adicionalmente a este factor geográfico, otro factor que también es determinante del clima de nuestro país es el anticiclón semipermanente del Pacífico, área de altas presiones y que se extiende de norte a sur. Su extensión en periodos de verano es máxima hacia el sur, lo que provoca que entre diciembre y febrero la Región de Magallanes tenga temperaturas más elevadas, ya que esa área de altas presiones aporta con aire cálido desde el norte del país. Por otro lado también produce que al encontrarse dicha masa de aire con las propias de esta región, que son más frías, se produzca un ascenso importante en la intensidad de los vientos.

Pasado el verano esa alta semipermanente se desplaza hacia la zona central del país o incluso más al norte, con lo cual se establece sobre la XII Región un régimen de aire mucho más frío y una mayor homogeneidad en las masas de aire que cruzan la región, implicando que el viento en su intensidad promedio sea mucho menor que en el verano.

Hacia el invierno y primavera predomina el régimen de masas de aire del océano Antártico, que con condiciones de viento suroeste genera los valores más bajos de temperaturas. Dichos valores pueden descender hasta incluso -20°C , lo cual en conjunto con la acción de algún sistema frontal provoca nevadas en la región.

La diversidad climática de la zona se refleja en las bajas temperaturas y fuertes vientos durante todo el año. Es posible distinguir los siguientes tipos: Estepa Fría Semiárido, Trasandino, Frío de Altura; Templado Frío y Húmedo de Tundra [15].

CAPITULO IV

EVALUACION DEL POTENCIAL EOLICO

4.1 Metodología.

Para realizar el análisis meteorológico se tomó en cuenta tanto la intensidad y la dirección del viento, como la densidad del aire y la temperatura. Se diseñaron formularios adecuados para agrupar de acuerdo a la dirección e intensidad del viento.

Para la dirección del viento se establece el siguiente rango de grados geográficos para cada punto cardinal correspondiente, como lo muestra la figura 4.1.

N(340-020), **NE**(030-060), **E**(070-110), **SE**(120-150),

S(160-200), **SO**(210-240), **O**(250-290), **NO**(300-330).

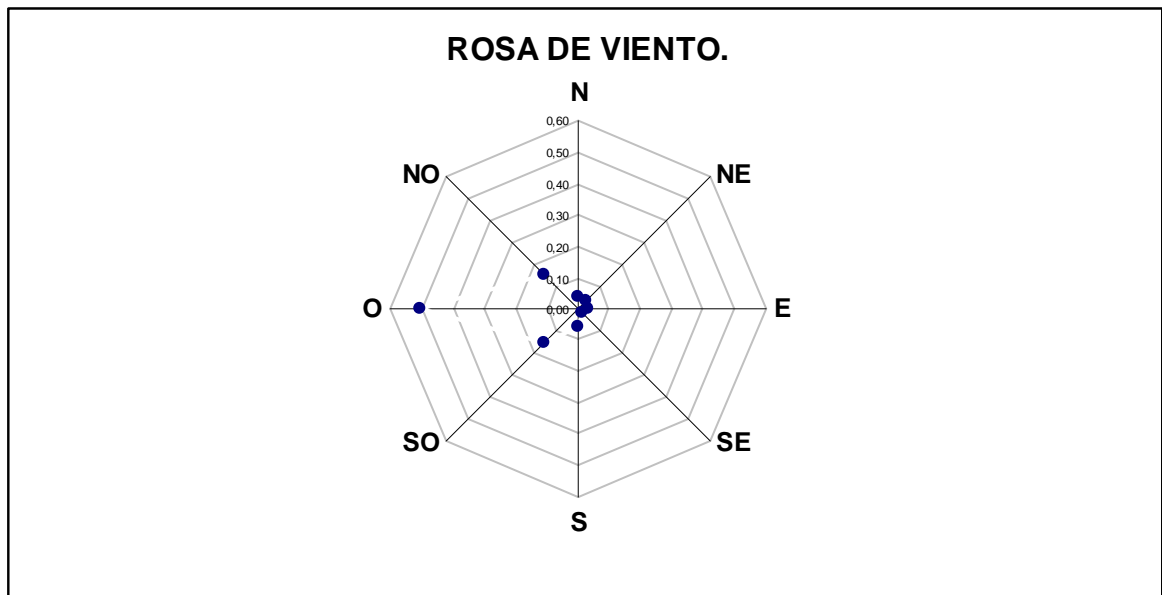


Figura 4.1 -Rosa de Viento (Fuente: Elaboración propia).

Para la intensidad del viento se establecen los intervalos cada 1 m/s hasta 20 m/s.

Se confeccionaron diferentes tablas de frecuencias relativas de la dirección e intensidad de viento y sus respectivos gráficos.

Los valores obtenidos anteriormente permitieron calcular la densidad de potencial eólica de la zona de Punta Arenas.

4.2 Dirección del viento.

Se emplearon los datos registrados en la estación meteorológica del aeropuerto Carlos Ibáñez de Punta Arenas. Estos datos corresponden a información sinóptica diaria del año 2003-2004-2005 procesando un total de 1088 datos.

El procesamiento de la dirección del viento, se realizó usando una rosa de viento de ocho direcciones. Se determinó de esta forma, la distribución total y los ciclos estacionales y diarios de frecuencia para las distintas direcciones.

El mayor predominio se observa en los vientos de dirección oeste y noroeste que representan en forma conjunta más del 65% de las ocurrencias, siendo su mayor incidencia en los meses de verano en el mes de enero. La dirección suroeste, sigue en importancia con un total aproximado al 10% de los casos.



Figura 4.2 -Frecuencia relativa del viento año 2003-2005 (Fuente: Elaboración propia).

4.2.1 Direcciones del viento por estaciones.

Los ciclos estacionales de dirección de vientos que se presentan a continuación, estos están divididos en verano, invierno, otoño y primavera.

- **Verano.**

A continuación se presentan las frecuencias relativas de las direcciones y su velocidad promedio del viento de los meses de enero, febrero y marzo correspondientes al verano de la zona de estudio.

Cuadro 4.1 -Dirección del viento verano (Fuente: Elaboración propia).

Dirección	Velocidad (m/s)	Frecuencia	Número de casos	Frecuencia %
N	5,19	0,04	11,00	4,07
NO	7,56	0,16	42,00	15,56
O	8,21	0,51	137,00	50,74
SO	8,71	0,15	41,00	15,19
S	4,02	0,06	16,00	5,93
SE	4,12	0,02	5,00	1,85
E	4,05	0,03	8,00	2,96
NE	4,27	0,04	10,00	3,70

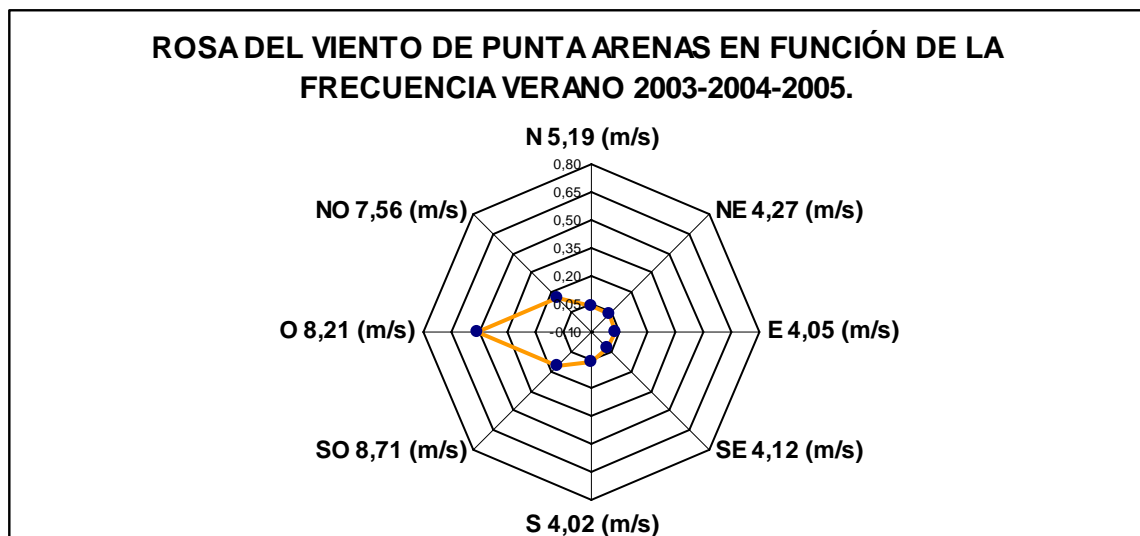


Figura 4.3 -Rosa del viento verano de Punta Arenas 2003-2004-2005 (Fuente: Elaboración propia).

Como se aprecia en la rosa del viento la dirección del viento que tiene mayor frecuencia es la de dirección oeste con un 50,74% de las ocurrencias y con una velocidad promedio de 8,21 (m/s). En segunda importancia tenemos las direcciones noroeste y suroeste, con un 15,56% y 15,19% de las ocurrencias.

- **Otoño.**

A continuación se presentan las frecuencias relativas de las direcciones del viento de los meses de marzo, mayo y junio correspondientes al otoño.

Cuadro 4.2 -Dirección del viento otoño (Fuente: Elaboración propia).

Dirección	Velocidad (m/s)	Frecuencia	Número de casos	Frecuencia %
N	3,99	0,09	20,00	8,51
NO	5,52	0,11	25,00	10,64
O	6,86	0,53	124,00	52,77
SO	5,93	0,11	25,00	10,64
S	4,30	0,05	11,00	4,68
SE	2,83	0,02	4,00	1,70
E	6,22	0,05	11,00	4,68
NE	4,22	0,06	15,00	6,38

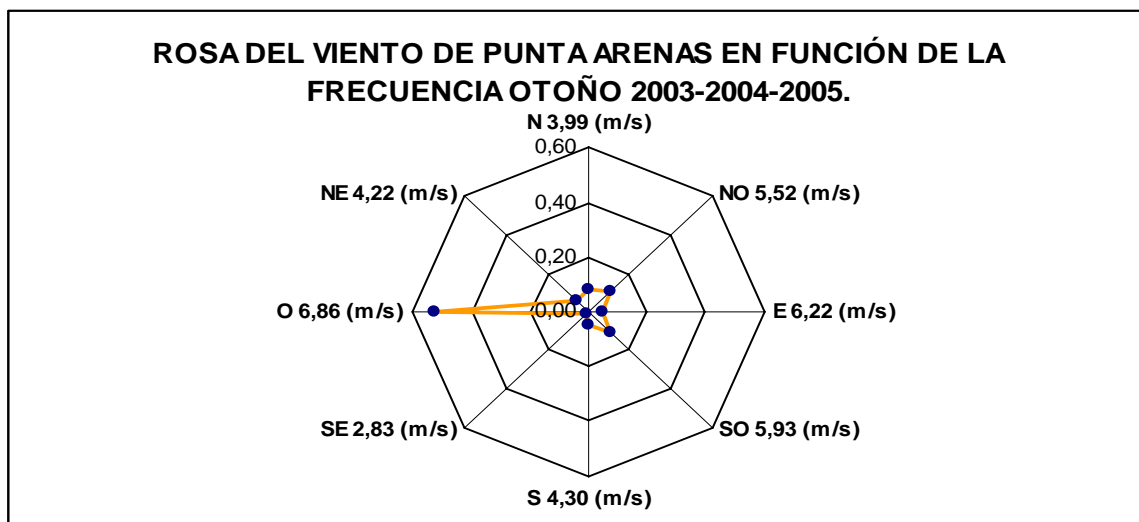


Figura 4.4 -Rosa del viento otoño de Punta Arenas (Fuente: Elaboración propia).

Analizando la rosa del viento de otoño de los años 2003 a 2005, ocurre una disminución de un 5% de la dirección y la intensidad de velocidad oeste y noroeste, aumentada en un 4% y un 2% la dirección norte y suroeste, siendo estos los cambios más relevantes en la dirección del viento de la zona de estudio.

- **Invierno.**

A continuación se presentan las frecuencias relativas de las direcciones del viento de los meses de julio, agosto y septiembre correspondientes al invierno.

Cuadro 4.3 -Dirección del viento invierno (Fuente: Elaboración propia).

Dirección	Velocidad (m/s)	Frecuencia	Número de casos	Frecuencia %
N	4,62	0,11	30,00	10,91
NO	6,67	0,16	45,00	16,36
O	7,49	0,44	121,00	44,00
SO	6,80	0,10	28,00	10,18
S	4,35	0,03	9,00	3,27
SE	3,54	0,03	8,00	2,91
E	4,07	0,04	11,00	4,00
NE	4,61	0,08	23,00	8,36

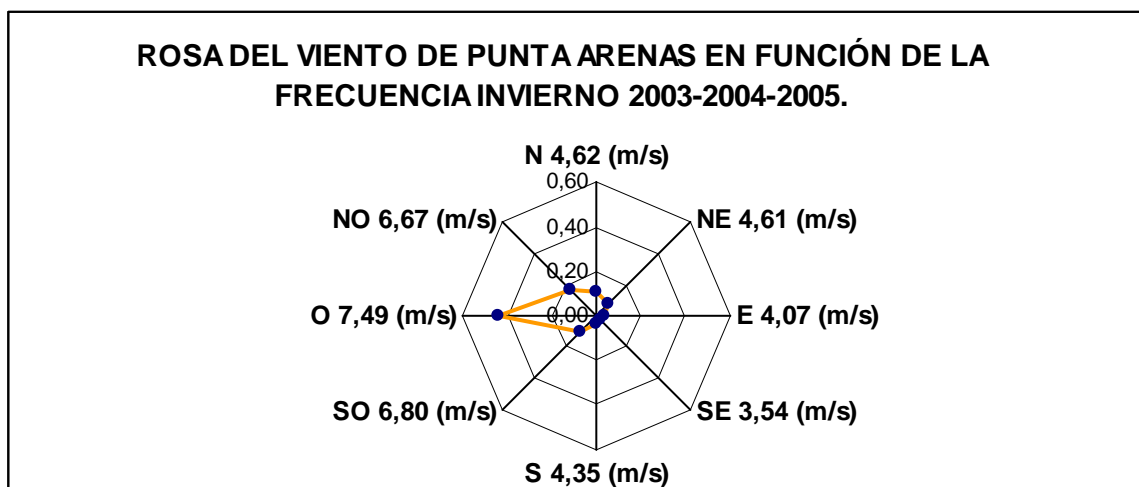


Figura 4.5 -Rosa del viento invierno de Punta Arenas (Fuente: Elaboración propia).

Según los datos observados en la rosa de los vientos de este período se aprecia que la dirección del viento continúa predominado en dirección oeste, presentado una pequeña disminución de un 5% y aumentado un 5% la dirección noroeste.

- **Primavera.**

A continuación se presentan las frecuencias relativas de las direcciones del viento de los meses de octubre, noviembre y diciembre correspondientes a la primavera.

Cuadro 4.4 -Dirección del viento primavera (Fuente: Elaboración propia).

Dirección	Velocidad (m/s)	Frecuencia	Número de casos	Frecuencia %
N	4,74	0,0	10	3,6
NO	6,98	0,1	29	10,5
O	8,06	0,5	138	50,2
SO	7,52	0,2	54	19,6
S	4,77	0,1	15	5,5
SE	3,95	0,0	12	4,4
E	3,95	0,0	6	2,2
NE	4,73	0,0	11	4,0

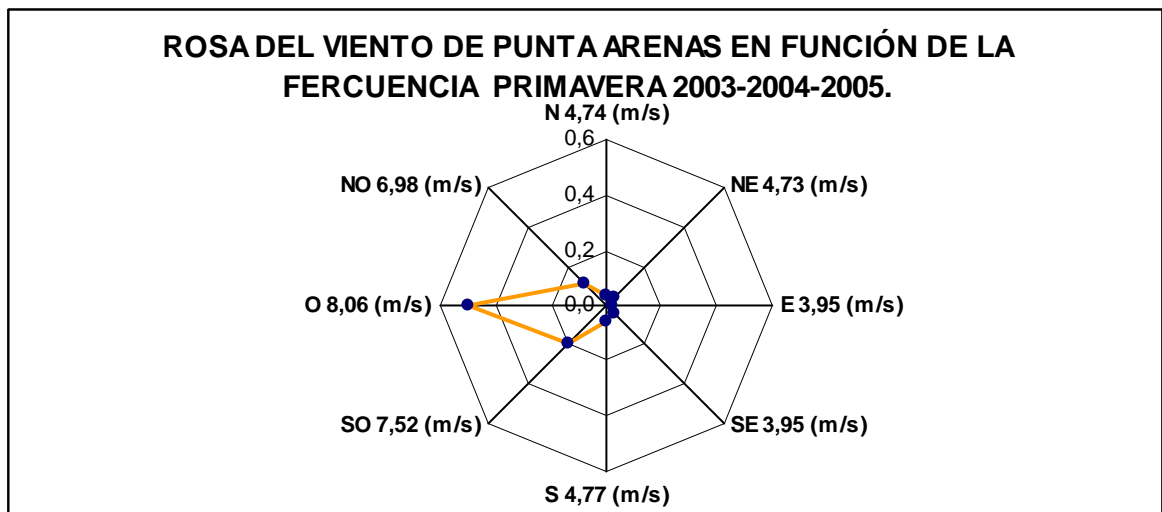


Figura 4.6 -Rosa del viento primavera de Punta Arenas (Fuente: Elaboración propia).

Como muestra la figura 5.6 la tendencia en primavera de la dirección del viento y su intensidad aumenta nuevamente en dirección oeste representando un 50 % de las ocurrencias y aumentando la dirección suroeste en un 10 % respecto al periodo de invierno.

4.2.2 Velocidad media en función de la dirección del viento.

Se realizó la confección de gráficos de frecuencia en función de la dirección del viento y la velocidad media por cada dirección, con información de los años 2003, 2004 y 2005. Esto nos permitirá contar con mayor información al momento de la selección del equipo aerogenerador.

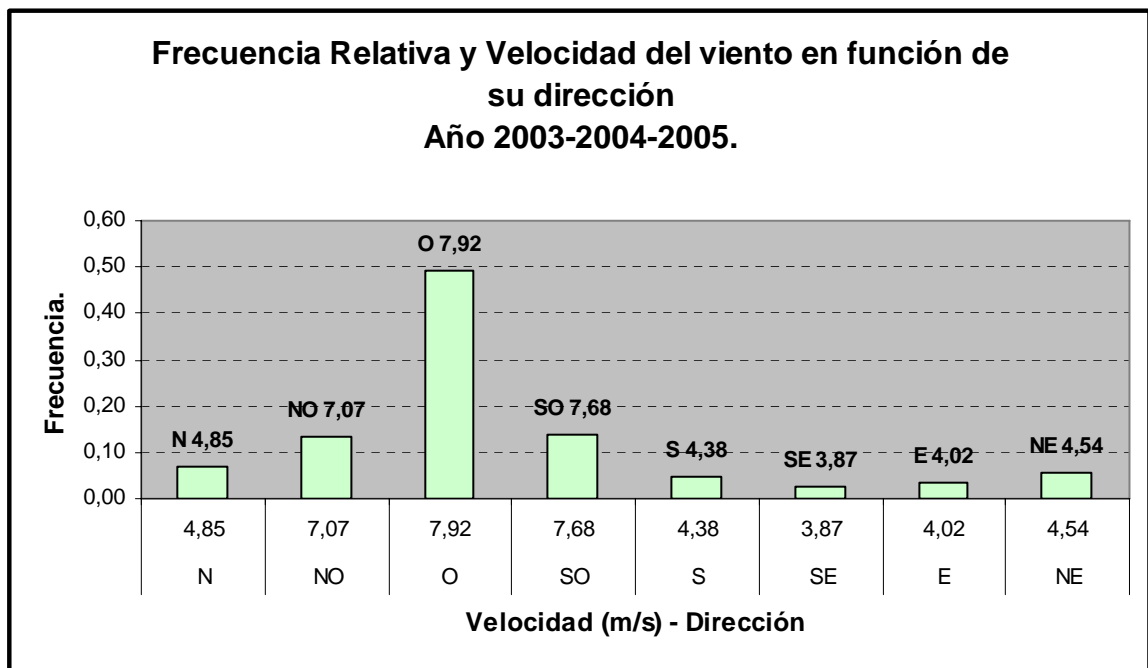


Figura 4.7 -Dirección e intensidad media años 2003, 2004 y 2005 (Fuente: Elaboración propia).

Al analizar el gráfico 4.7 se observa que la velocidad media que tiene mayor valor es de 7,92 (m/s) y corresponde a la dirección oeste, en la cual ocurren un 49,29 % de los eventos registrados, correspondientes a 520 datos de un total de 1088 datos. Las direcciones que la siguen en importancia son las de dirección noroeste y suroeste que representan un 13,26 % y 14,03%, y que presentan una velocidad media de 7,07 (m/s) y 7,68 (m/s) respectivamente.

4.3 Velocidad media diaria del viento.

Mediante el siguiente análisis se pretende establecer el comportamiento del viento en la zona de estudio tanto en el régimen diurno como en el nocturno. Para esto se analizaron 2.154 datos correspondientes al estudio EOLO de la Universidad de Chile y se calcularon velocidades medias horarias. Estos datos corresponden a promedio de velocidad, hora por medio, cada 5 días, mes por medio de los siguientes años 1987,1988 ,1989 ,1990 y 1991. Este cálculo se realizo mediante la siguiente formula:

$$\bar{V} = \frac{\sum_{i=1}^n V_i}{n} \quad (4.1)$$

donde:

\bar{V} : velocidad del viento promedio para un período de tiempo (m/s).

V_i : velocidad promedio horaria (m/s).

n : número de datos.

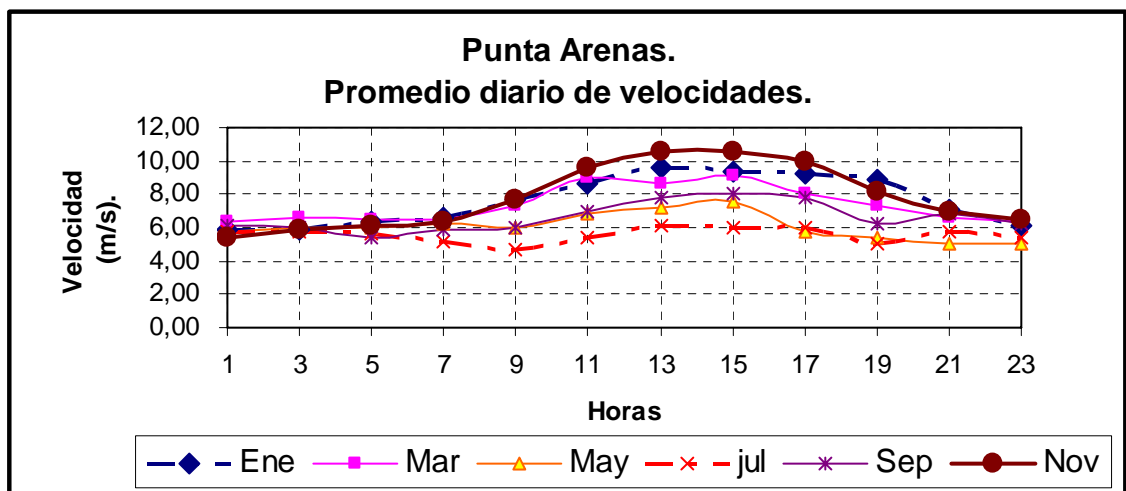


Figura 4.8 -Intensidad horaria media Punta Arenas (Fuente: Elaboración propia).

Como se aprecia en la figura 4.8 las intensidades máximas ocurren al medio día, decreciendo estas a partir de las 17:00 horas. Los meses que presentan una mayor intensidad en el viento son los meses de enero y noviembre con máximas de 10 (m/s) y con mínimas de 5,7 (m/s) a la 01:00 de la mañana. El mes que presenta una menor intensidad es el mes de julio con una máxima de 6,3 (m/s) y una mínima de 4,7 (m/s). La particularidad de este gráfico se refleja en la similitud del comportamiento del viento a lo largo del año, esto radica en que entre la 01:00 horas y las 07:00 horas el viento se comporta de la misma manera y no se aprecian mayores cambios. Eso si, que a partir de las 8:00 horas el viento comienza a aumentar progresivamente hasta las 13:00 horas, luego a partir de las 17:00 horas este comienza a perder intensidad. Para tener una mayor claridad se graficaron los meses extremos y la media del muestreo en análisis representados en la figura 4.9.

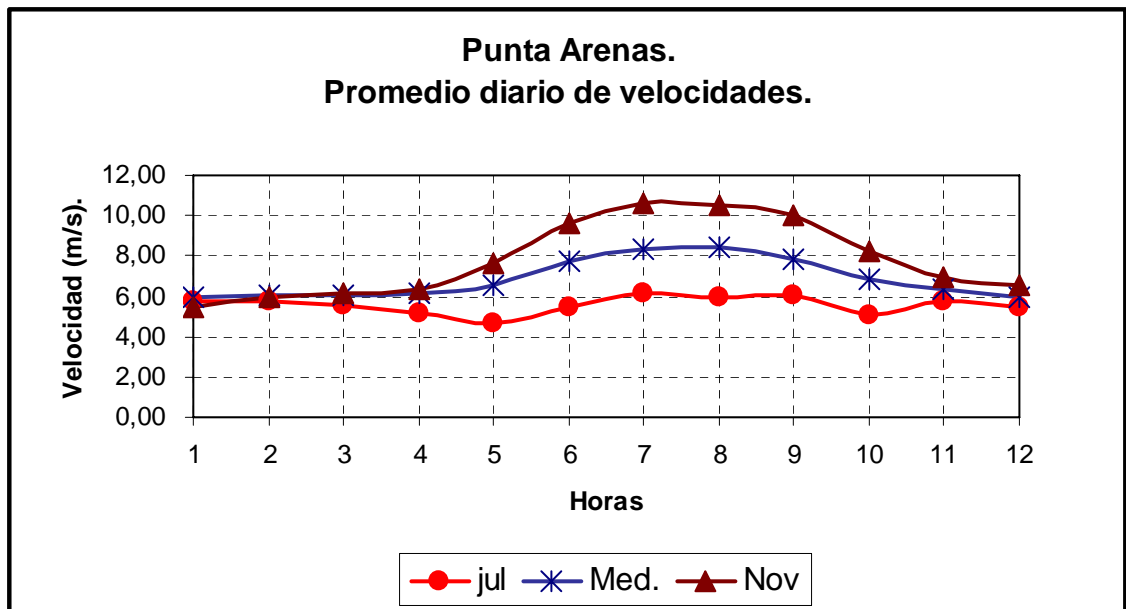


Figura 4.9 -Intensidad horaria meses extremos Punta Arenas (Fuente: Elaboración propia).

4.4 Velocidad media mensual del viento.

Se analizan los promedios de velocidad diarios, de los años 2003, 2004 y 2005. Los cuales corresponde a una muestra de 1.088 datos. Se cálculo un

promedio mensual de la intensidad del viento y el promedio anual de la intensidad del viento.

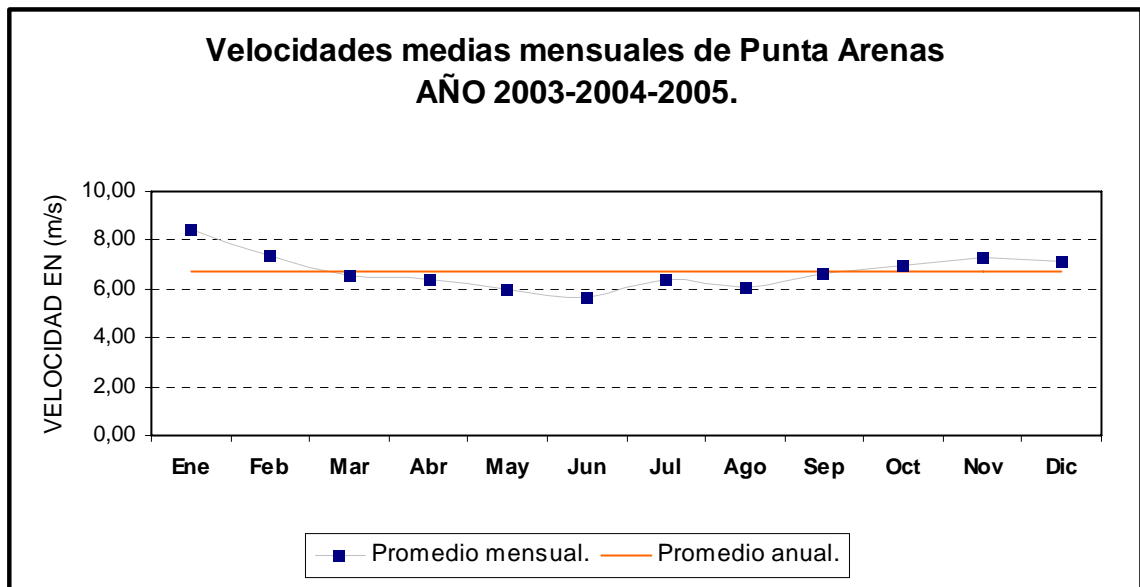


Figura 4.10 -Intensidad media mensual de Punta Arenas (Fuente: Elaboración propia).

Como se aprecia en la figura 4.10 la velocidad promedio anual es de 6,7 (m/s). La velocidades mensuales máximas son de 8,5 (m/s) en enero y 7,11 (m/s), en noviembre. La velocidad mínima promedio se observa en el mes de junio y es de 5,63 (m/s). La figura 4.10 muestra que únicamente el promedio mensual de junio esta por debajo de los 6,0 (m/s) mientras que todos los otros promedios mensuales están por encima de esta velocidad.

4.5 Frecuencia del Viento.

Para realizar el estudio de la frecuencia del viento en la ciudad de Punta Arenas, se analizaron promedios diarios de viento de los años 2003, 2004 y 2005], los cuales fueron adquiridos a la Dirección Meteorológica de Chile, pertenecientes a la estación Carlos Ibáñez ubicada en la cercanía de la ciudad de Punta Arenas. Cabe señalar que estos datos fueron registrados a 10 m de altura, y a 37 m sobre el nivel del mar. Al mismo tiempo se analizaron datos presentados en el estudio EOLO que realizó la Universidad de Chile. Estos

datos corresponden a promedio de velocidad, hora por medio, cada 5 días, mes por medio de los siguientes años 1987, 1988, 1989, 1990 y 1991 correspondientes a la misma estación meteorológica.

4.5.1 Histograma de Velocidades.

Se confeccionaron histogramas de cada año y cada mes por separado, y luego se confecciono un histograma en el cual se tomaron la totalidad de los datos y así poder estimar la frecuencia de ocurrencia que tiene cada velocidad. Para esto se establecieron rangos de velocidades cada 1 (m/s), y así poder establecer el número de horas que la velocidad del viento cae dentro de cada intervalo.

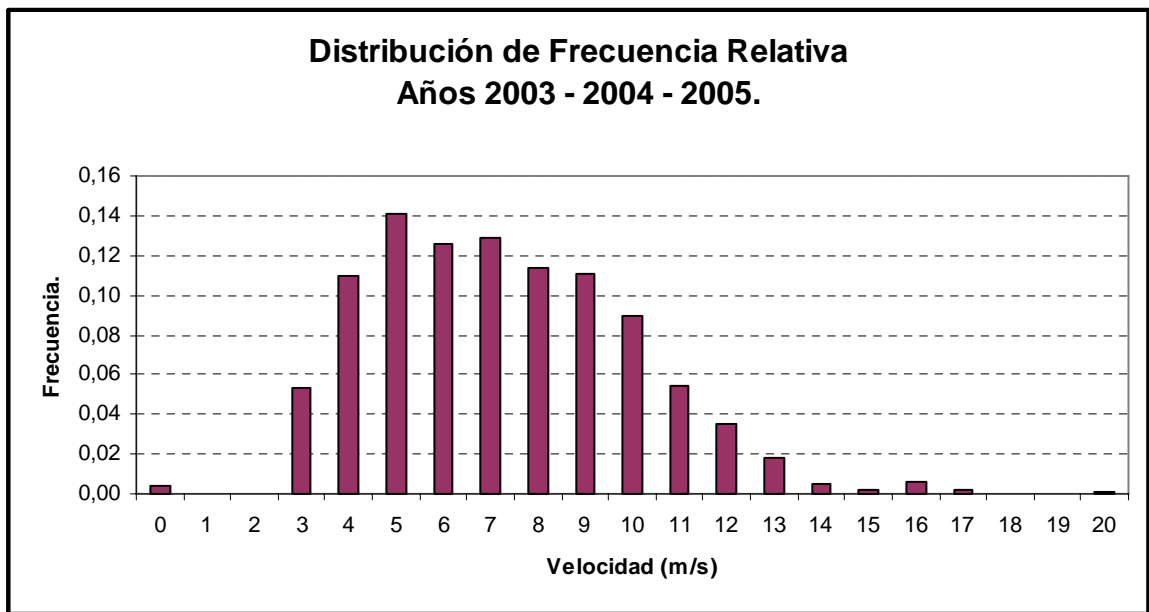


Figura 4.11 - Intensidad media años 2005, 2004 y 2003 (Fuente: Elaboración propia).

Al analizar este gráfico 4.11 de frecuencia relativa se observa una acumulación de datos entre las siguientes velocidades 4 (m/s) y 10 (m/s), esto corresponde a un 60% de la muestra que es de 1.088 datos. Las velocidades más representativas de la muestra son de 6 (m/s), 7(m/s) y 8(m/s). Se confecciono una tabla en la que se entrega la frecuencia de ocurrencia de la velocidad medias horarias estimadas más representativas.

Mes	V	F	V	F	V	F	V	F	V	F	V	F	V	F
Ene	6	5	7	17	8	13	9	16	10	17	11	9	12	10
Feb	6	13	7	9	8	13	9	14	10	13	11	6	12	4
Mar	6	12	7	11	8	12	9	9	10	10	11	6	12	3
Abr	6	17	7	12	8	11	9	14	10	7	11	3	12	1
May	6	15	7	4	8	6	9	8	10	9	11	4	12	5
Jun	6	7	7	16	8	10	9	8	10	4	11	5	12	1
Jul	6	15	7	12	8	9	9	8	10	8	11	3	12	3
Ago	6	15	7	17	8	11	9	10	10	6	11	4	12	1
Sep	6	16	7	10	8	14	9	7	10	8	11	6	12	1
Oct	6	13	7	19	8	13	9	10	10	6	11	6	12	4
Nov	6	12	7	4	8	13	9	13	10	9	11	7	12	6
Dic	6	12	7	20	8	12	9	17	10	11	11	5	12	3

Tabla 4.5 -Características del viento para la zona de estudio.

1).- V = Velocidad (m/s).

F = Frecuencia mayores en % de cada mes.

2).- FUENTE: Dirección Meteorológica de Chile.

Se confecciono un histograma comparativo de las velocidades promedio de los meses de enero, marzo, mayo, julio, septiembre, noviembre de los años 1987 a 1991 y los años 2003 a 2005.

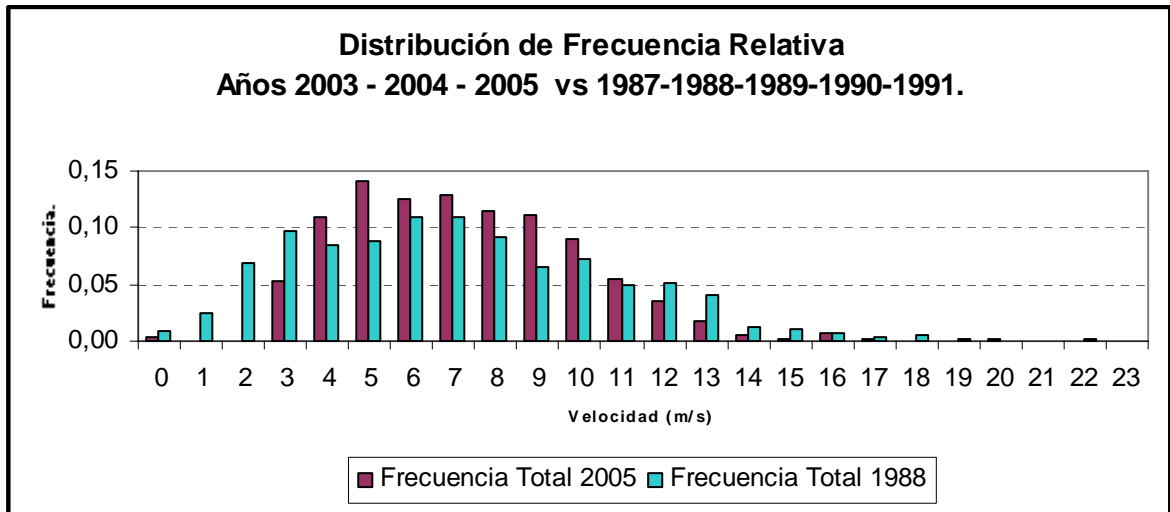


Figura 4.12 Intensidad media años 2003 a 2005 v/s 1987 a 1991 (Fuente: Elaboración propia).

Como se aprecia en la figura 4.12 la frecuencia relativa (la comparación de los intervalos 1987 – 1991 y 2003 – 2005) de los años 2003 a 2005 en comparación a los años 1987 a 1991 muestra la misma tendencia. De lo anterior se puede inferir, que a la fecha de estudio, los vientos no han tenido una mayor variación. Por consiguiente se tomara como referencia los años (el intervalo) 1987 a 1991, incluyéndolos en el análisis.

4.5.2 Frecuencia acumulada.

A continuación se representara la distribución de frecuencia acumulada con la cual podremos determinar el tiempo que un valor de velocidad es excedido en la escala de estimación. Para esto representaremos la distribución acumulada total que corresponde a los años 2003 a 2005.

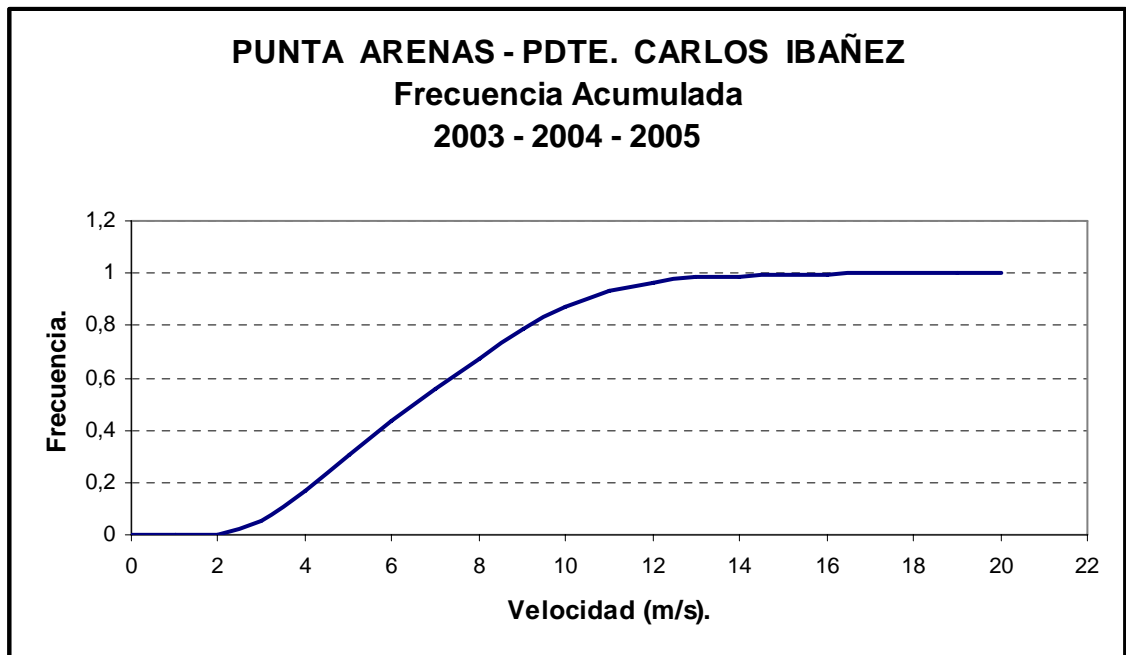


Figura 4.14 -Frecuencia acumulada años 2003 a 2005 (Fuente: Elaboración propia).

Como se aprecia en la figura 4.14 el 60% de los datos se encuentra sobre 6 (m/s), mientras el 20% se encuentra entre 4 (m/s) y 6 (m/s). El resto de la muestra está bajo los 4(m/s) y esto equivale a un 20% de los datos.

4.6 Representación estadística del viento.

Debido a las características tan dispersas y aleatorias de la energía eólica, es necesario representar esta distribución mediante un modelo de distribución estadística de probabilidad, esto permitirá tener una descripción con mayor exactitud del recurso eólico en estudio. Hoy en día, el modelo que presenta mejores resultados y que se ajusta con una mayor exactitud a las características del viento es el modelo de distribución estadística de probabilidad Weibull.

4.6.1 Distribución estadística de probabilidad Weibull.

Se ha comprobado experimentalmente que la velocidad del viento se ajusta a una distribución de la función densidad de probabilidad Weibull y esta se define como [1]:

$$\phi(v) = \frac{k}{c} \times \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \times e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (4.2)$$

donde:

$\phi(v)$: Densidad de probabilidad de la velocidad del viento.

v : Velocidad del viento (m/s).

k : Factor de forma (adimensional).

c : Factor de escala (m/s).

Donde c es un factor de escala que suele ser próximo a la velocidad media, y k es un factor de forma que caracteriza la asimetría de la función de densidad. En este estudio, el cálculo de estos dos factores se realizó mediante el método de los mínimos cuadrados.

La moda se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$v_m = \left(\frac{k-1}{k} \right)^{\left(\frac{1}{k} \right)} \cdot c \quad (4.3)$$

La frecuencia acumulada se representa mediante la siguiente formula:

$$F(v_x) = \int_0^{v_x} p(v) \cdot dv = 1 - e^{\left(\frac{-v_x}{c} \right)^k} \quad (4.4)$$

La velocidad media se obtiene de la siguiente forma:

$$\langle v \rangle = \int_0^{\infty} v \phi(v) dv \quad (5.5)$$

Resolviendo se tiene que:

$$\langle v \rangle = c \cdot \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \quad (4.6)$$

donde:

Γ : Función Gamma (adimensional).

La varianza se obtiene de la siguiente forma:

$$\sigma^2 = \left[\Gamma \left(1 + \frac{2}{k} \right) - \left(\Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \right)^2 \right] \cdot c^2 \quad (4.7)$$

El valor medio del cubo de la velocidad:

$$\langle v^3 \rangle = c^3 \cdot \Gamma \left(1 + \frac{c^3}{k} \right) \quad (4.8)$$

Factor de energía se calcula de la siguiente forma:

$$F_e = \frac{\Gamma \left(1 + \frac{3}{k} \right)}{\left[\Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \right]^3} \quad (4.9)$$

donde:

F_e : Factor de energía ($1,5 \leq F_e \leq 3,5$).

La densidad de potencial eólica media del periodo de estudio puede calcularse como:

$$P_m = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot \int v^3 \phi(v) dv \quad (4.10)$$

Resolviendo, se tiene que:

$$P_m = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot c^3 \cdot \Gamma \left(1 + \frac{3}{k} \right) \quad (4.11)$$

donde:

P_m : densidad de potencia media por unidad de área.(W / m²)

ρ : densidad del aire. (Kgm / m³)

La densidad de energía se expresa de la siguiente forma:

$$E = P_m \cdot t \quad (4.12)$$

donde:

E : densidad de energía (W h/m²)

t : periodo de tiempo en que se registra viento (hrs).

4.6.2 Método de los mínimos cuadrados.

Puesto que la función de probabilidad de una distribución Weibull es no lineal, se trabaja con la función de probabilidad acumulada [6].

$$F(v_x) = \int_0^{v_x} p(v) \cdot dv = 1 - e^{\left(\frac{-v_x}{c}\right)^k} \quad (4.13)$$

Aplicando dos veces el logaritmo natural resulta:

$$\text{Ln}[\text{Ln} \cdot (1 - F(x))] = k \cdot \text{Ln} v_x - k \cdot \text{Ln} c \quad (4.14)$$

Lo que se relaciona con una ecuación de la recta:

$$y = a + bx, \text{ con: } \begin{cases} y = \text{Ln}[-\text{Ln}(1 - F(v))]; k = a \\ x = \text{Ln} v; b = -k \text{ Ln} c; c = e^{\left(\frac{-a}{b}\right)} \end{cases} \quad (4.15)$$

Para la obtención de los parámetros de forma c y k para n cantidad de datos, estas fueron las ecuaciones utilizadas:

$$a = \left(\frac{\sum_{i=1}^n x \cdot y - \frac{\sum_{i=1}^n x \cdot \sum_{i=1}^n y}{n}}{\sum_{i=1}^n x^2 - \frac{(\sum_{i=1}^n x)^2}{n}} \right) \quad (4.16)$$

$$b = y - ax = \frac{\sum_{i=1}^n y}{n} - a \cdot \frac{\sum_{i=1}^n x}{n} \quad (4.17)$$

$$c = e^{\left(\frac{-a}{b}\right)} \quad (4.18)$$

4.6.3 Resultados de cálculo de distribución de probabilidad Weibull.

Se realizó el cálculo de la función distribución de probabilidad Weibull para los años 2003 a 2005 mediante 4.12 y esta fue representada en la figura 4.15.

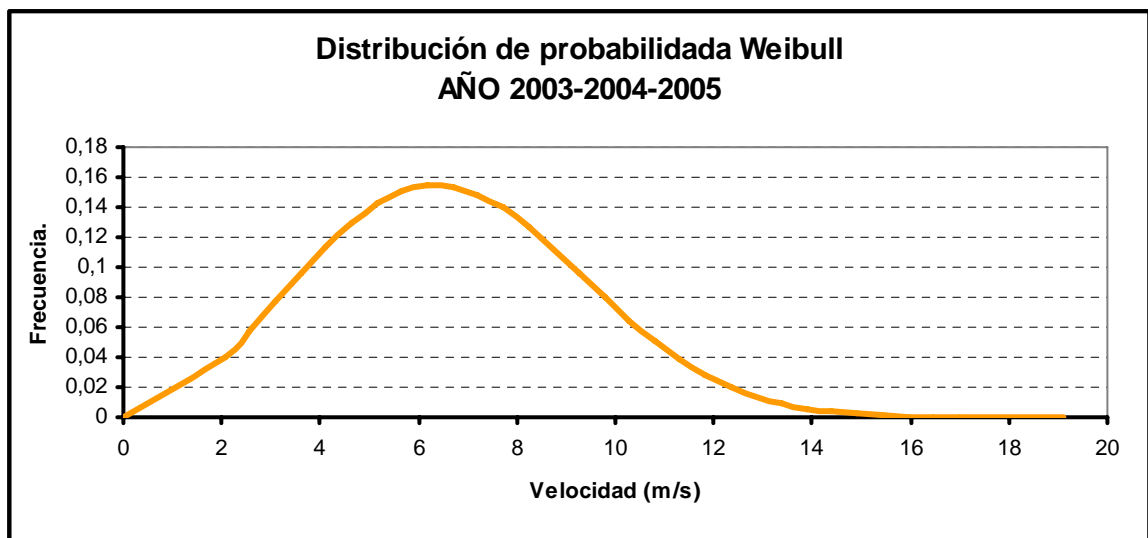


Figura 4.15 -Distribución Weibull años 2003 a 2005 (Fuente: Elaboración propia).

Mediante el método de los mínimos cuadrados se calculó el parámetro de forma $c = 7,556$ y el parámetro de escala $k = 2,730$. Estos parámetros fueron calculados para cada mes como se muestra en el siguiente cuadro.

Cuadro 4.6 -Parámetro de forma y escala Weibull (Fuente: Elaboración propia).

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
c	9,37	8,18	7,3	7,15	6,79	6,21	7,14	6,78	7,46	7,27	8,15	7,87
k	3,79	3,15	2,58	2,84	2,41	2,84	2,54	3,05	2,74	3,13	2,79	3,67

Se compara la función Weibull con el histograma de velocidades del viento en la figura 4.16.

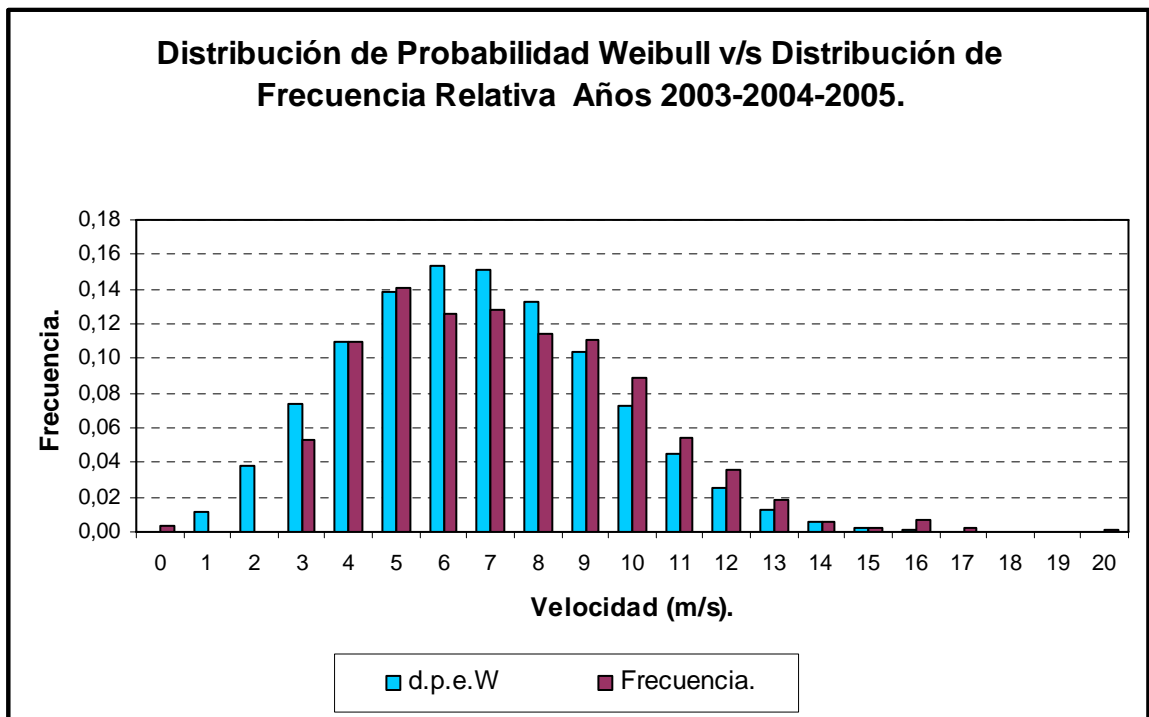


Figura 4.16 -D.p.e.W v/s Distribución de frecuencia relativa (Fuente: Elaboración propia).

Al analizar este gráfico se comprueba que la distribución del viento se asemeja a la distribución Weibull, por esto se calculara la densidad media de potencial eólico con 4.12.

De igual forma se compara la frecuencia acumulada estadística con la frecuencia acumulada de Weibull en la siguiente figura 4.17.

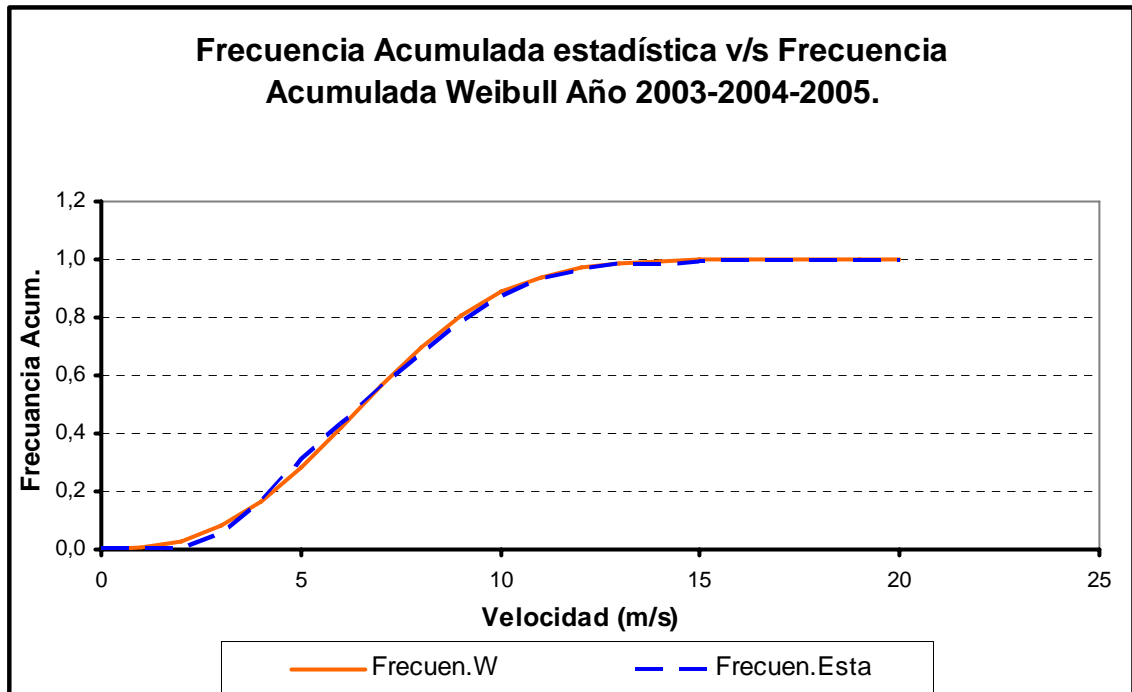


Figura 4.17 -D.p.e.W acumulada v/s Distribución de frecuencia acumulada (Fuente: Elaboración propia).

Al observar esta figura se aprecia claramente la similitud de ambas curvas, mostrando ambas el mismo comportamiento.

4.6.4 Comparación de parámetros estadísticos

Se comparó la distribución Weibull de los años 2003 a 2005 con la distribución estadística. Para estos se calcularon los siguientes parámetros estadísticos: velocidad media, desviación estándar, velocidad eficaz, intensidad de la turbulencia, valor medio de la velocidad al cubo y el factor de la potencia eólica [6]. En tabla 4.7 se muestran los resultados obtenidos.

Cuadro 4.7 -Comparación de parámetros estadísticos. (Fuente: Elaboración propia)

	Distribución de Weibull.	Distribución estadística.
$\langle v \rangle$ (m/s)	6,74	6,73
σ (m/s)	4,3	2,8
$\sigma / \langle v \rangle$	0,64	0,41
v^* (m/s)	8,38	7,80
$\langle v^3 \rangle$	591,96	475,24
F_e	1,92	1,55

4.7 Calculo de la densidad del aire.

La densidad de potencia eólica media es proporcional a la densidad del aire. Por consiguiente es importante poder determinar esta última, y así realizar una adecuada evaluación del potencial eólico de la zona en estudio. Los factores que influyen en la densidad del aire son la altura y la temperatura. Para efectuar dicho cálculo se contará con temperaturas promedio mensuales y anuales [7].

La densidad del aire puede calcularse como:

$$\rho = 1,255 \cdot \left(\frac{288}{T} \right) \cdot e^{\left(\frac{-H}{8435} \right)} \quad (4.19)$$

donde:

ρ : densidad del aire (Kg/m³)

T : temperatura media (°K)

H : altura sobre el nivel del mar (m)

Cuadro 4.8 – Densidad de Punta Arenas (Fuente: Metereología de Chile).

Punta Arenas	Temperatura	Temperatura	Densidad
Meses	°C	°K	Kgm/m ³
Ene	11	284,15	1,24
Feb	9	282,15	1,24
Mar	8	281,15	1,25
Abr	7	280,15	1,25
May	5	278,15	1,26
Jun	3,5	276,65	1,27
Jul	3,5	276,65	1,27
Ago	5	278,15	1,26
Sep	6	279,15	1,26
Oct	7	280,15	1,25
Nov	8	281,15	1,25
Dic	11	284,15	1,24

4.8 Densidad del potencial eólico de la zona de estudio.

Se calcula la potencia media mensual con los datos obtenidos mediante el cálculo de la densidad de probabilidad Weibull con 4.11, y ésta se representa en la figura 4.18.

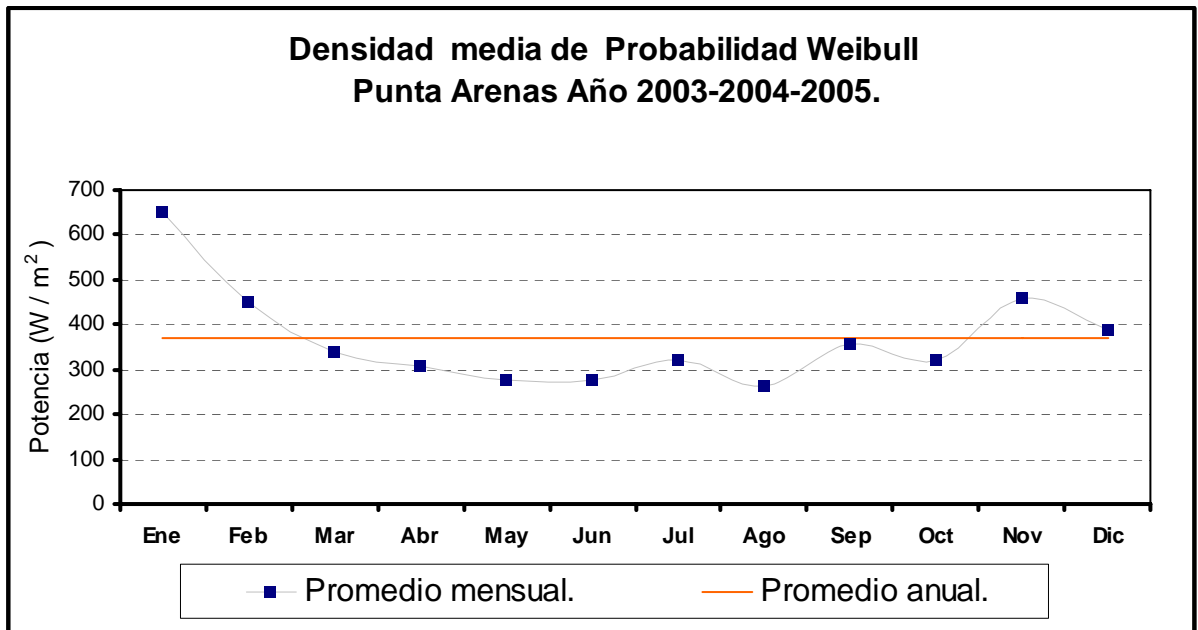


Figura 4.18 -Densidad de la potencia media (Fuente: Elaboración propia).

Como se observa en la figura 4.18 la densidad promedio de potencia es de 369 (W/m^2), esta corresponde al análisis realizados a toda la muestra. Mientras que la mayor densidad de potencia se obtiene en el mes de enero debido a la intensidad que muestra el recurso en ese periodo de tiempo, los meses que reflejan una menor densidad de potencia son los mese de junio y agosto con 278 y 263 (W/m^2) respectivamente como se aprecia en la tabla 4.8.

Tabla 4.8 Densidad de potencia media (Fuente: Elaboración propia).

Meses	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
P_m	651	450	337	309	278	278	321	263	357	320	461	390
P_{ma}	369											

1).- P_{ma} = Densidad de potencia media anual (W/m^2).

4.9 Cálculo de densidad de energía disponible.

Se calcula la energía disponible mensual, esto se realiza utilizando las frecuencias relativas que se presentaron en la tabla 4.5 y luego éstas se multiplican por la cantidad de horas de cada mes, con [2]:

$$Horas = \sum_{i=1}^7 \left(\frac{F_i}{100} \right) \cdot horas \text{ mes} \quad (4.20)$$

Una vez determinada la cantidad de horas por cada mes, se calcula la energía disponible con 4.9, y se confecciona la tabla y su correspondiente gráfico.

Tabla 4.9 Evaluación eólico zona de Punta Arenas (Fuente: Elaboración propia).

	Latitud 53°00' S	Longitud 70°51' O	Altura (m) 37			
	Horas	Densidad	Velo.Med	Potencia	Energía	Energía
Mes	horas	$\rho(\text{Kg/m}^3)$	m/s	W/m^2	Wh/m^2	KWh/m^2
Enero	647	1,24	8,48	651	421660	422
Febrero	484	1,24	7,34	450	217794	218
Marzo	469	1,25	6,59	337	157990	158
Abril	468	1,25	6,39	309	144706	145
Mayo	379	1,26	5,98	278	105547	106
Junio	367	1,27	5,63	278	102142	102
Julio	432	1,27	6,37	321	138604	139
Agosto	476	1,26	6,08	263	125307	125
Septiembre	446	1,26	6,66	357	159345	159
Octubre	528	1,25	6,98	320	168881	169
Noviembre	461	1,25	7,28	461	212479	212
Diciembre	595	1,24	7,11	390	231991	232
Anual					2186444	2186

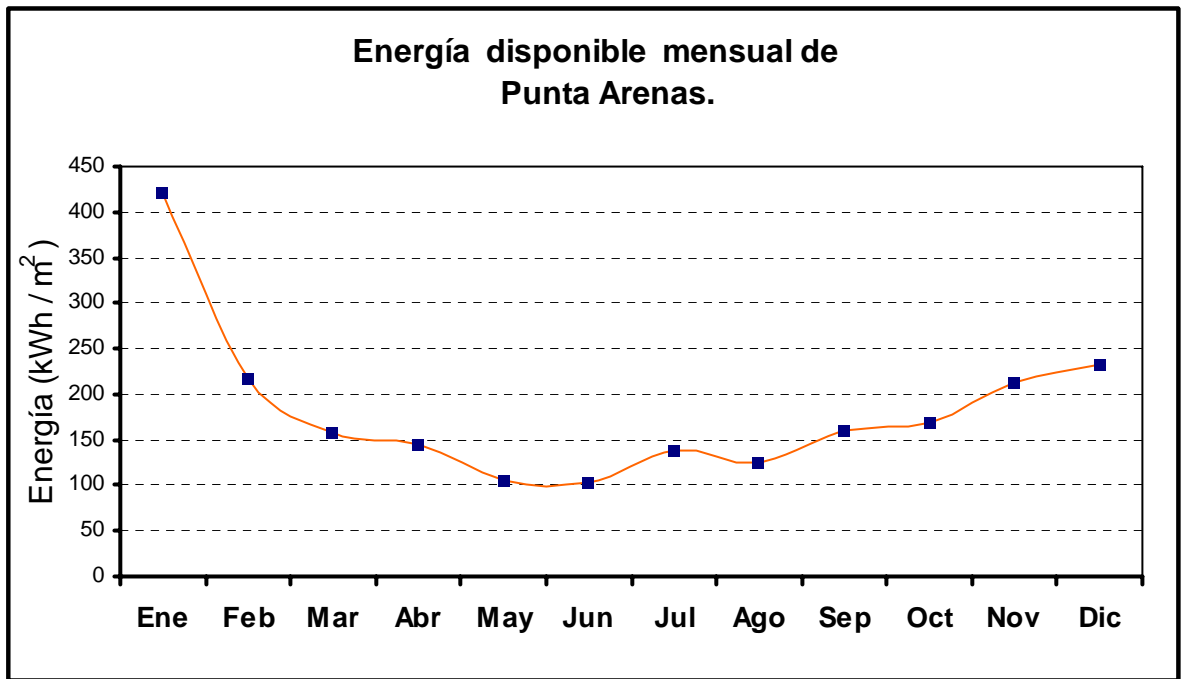


Figura 4.19 Energía disponible Punta Arenas. (Fuente: Elaboración propia)

Al observar la figura 4.19 se puede establecer la cantidad de energía disponible en la zona de estudio por mes, los meses de enero, febrero y diciembre son los meses en los cuales la energía disponible es mayor respecto a los otros meses en estudio.

Al comparar estos datos con las velocidades promedio se reflejan ciertas tendencias debido a que el cálculo de densidad de potencia eólica eleva la velocidad al cubo, la energía teórica disponible no se puede extraer en su totalidad, según el teorema de Betz sólo el 60% de ésta se puede extraer, siendo este un rendimiento ideal.

Cabe destacar que este rendimiento aún es inferior dependiendo el tipo de aerogenerador que se seleccione. En el capítulo V se explicará el rendimiento de Betz y el rendimiento de distintos aerogeneradores.

CAPITULO V

ENERGIA OBTENIDA DEL VIENTO

5.1 Energía cinética del viento.

Una masa de aire en movimiento a una velocidad V tiene una energía cinética, donde [7]:

$$E_c = \frac{1}{2} m \cdot V^2 \quad (5.1)$$

donde:

E_c : energía cinética

m : masa de aire (Kgm)

V : velocidad del viento (m/s).

La energía que fluye por unidad de tiempo, o potencia eólica disponible en una sección A perpendicular a la corriente de aire con velocidad V será el flujo de energía cinética, donde la potencia disponible del viento se expresa como [7]:

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \quad (5.2)$$

donde:

P : Potencia del viento (W)

ρ : Densidad del aire (Kgm/m³)

A : Área barrida por el rotor (m²)

V : Velocidad del viento (m/s)

La potencia disponible en la masa de aire en movimiento es directamente proporcional a la densidad del aire, al área perpendicular de frente al rotor y al cubo de la velocidad.

5.2 Potencia eólica aprovechable.

La energía que contiene el viento está expresado por (5.2). Ahora bien, el cumplimiento de la ecuación de conservación de la masa hace que no toda esta energía disponible en el aire pueda aprovecharse.

Además de las características de viento, la potencia aprovechable depende también de las características de funcionamiento de la maquina eólica. Habrá que considerar, además, las perdidas mecánicas en la transmisión y la eficiencia eléctrica del generador entre otros.

Se define coeficiente de potencia de un aerogenerador C_p como la fracción de potencia contenida en el viento incidente que es realmente captada por el aerogenerador y esta dada por la siguiente ecuación.

$$C_p = \frac{P_{aero}}{P_{viento}} \quad (5.3)$$

donde:

C_p : Coeficiente de potencia (adimensional)

P_{aero} : Potencia del aerogenerador (W)

P_{viento} : Potencia del viento (W)

Luego la potencia generada por un aerogenerador esta dada por la siguiente ecuación:

$$P = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V^3 \cdot C_p \quad (5.4)$$

donde:

P : Potencia generada por el rotor (Watts.)

ρ : Densidad del aire (Kgm/m³)

A : Area barrida por el rotor (m²)

V : Velocidad del viento (m/s)

C_p : Coeficiente de potencia (adimensional)

5.3 Demostración del Teorema de Betz.

El teorema de Betz demuestra que sólo el $16/27$ de la energía cinética del viento puede ser convertida en energía mecánica por un aerogenerador. El teorema de Betz fue formulado por el físico Alemán Albert Betz en 1919 y luego su libro “ Wind Energy ” fue publicado en 1926. El modelo de Betz, que se explica a continuación, fue aplicado esencialmente a las máquinas de eje horizontal. Sin embargo el rendimiento de los aerogeneradores eólicos de eje vertical se calcula con relación a la potencia máxima recuperable. Betz desarrolla su teorema en base a la figura 5.1 que se muestra a continuación.

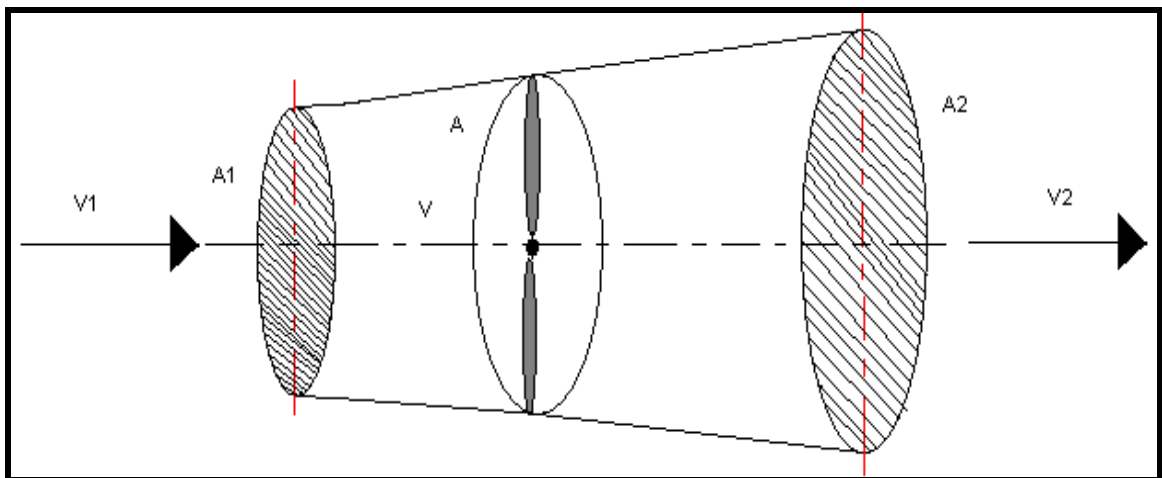


Figura 5.1 Representación teoría de Betz (Fuente: Elaboración propia).

El fenómeno físico que ocurre en esta situación es el siguiente. Sea A , el área del rotor ubicado perpendicularmente al flujo del viento. El flujo que viaja desde $A1$ a $A2$, interceptara al rotor y este cederá energía. Debido a que el rotor perturbara el flujo de aire aguas arriba, la superficie $A1$ tendrá un área inferior respecto a la superficie $A2$ situada aguas abajo del rotor. Además, al ser la densidad constante y el flujo estacionario (conservación de la masa), se conservara el caudal, y por tanto la relación velocidad conforme se avanza a lo largo del tubo de corriente será $V1 > V > V2$ y su área $A1 < A < A2$. Como el rotor no es capaz de captar toda la energía cinética del viento $V2 \neq 0$.

Suponiendo que el gasto masico G es constante se tiene la siguiente ecuación:

$$G = \rho \cdot A_1 \cdot V_1 = \rho \cdot A_2 \cdot V_2 = \rho \cdot A \cdot V \quad (5.5)$$

La energía cinética captada por el aerogenerador es:

$$\begin{aligned} \Delta E_{E.cinetica} &= E_{c1} - E_{c2} & (5.6) \\ \Delta E_{E.cinetica} &= \frac{1}{2} \cdot G \cdot (V_1^2 - V_2^2) \end{aligned}$$

La fuerza ejercida por el viento en un determinado tiempo sobre el área barrida por el rotor, es igual a la variación de la cantidad de movimiento del aire que lo atraviesa y su potencia útil será:

$$P_{util} = F \cdot V \quad (5.7)$$

La fuerza ejercida sobre el rotor esta dado por la siguiente expresión:

$$F = G \cdot \frac{\Delta V}{\Delta t} \quad (5.8)$$

$$F = \rho \cdot A \cdot V \cdot (V_1 - V_2)$$

Reemplazando (5.8) en (5.7) tenemos que:

$$P_{util} = \rho \cdot A \cdot V^2 (V_1 - V_2) \quad (5.9)$$

Al igualar (5.9) con (5.6) tenemos:

$$\rho \cdot A \cdot V^2 (V_1 - V_2) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot V \cdot (V_1^2 - V_2^2) \quad (5.10)$$

De (5.10) obtenemos:

$$V = \frac{(V_1 + V_2)}{2} \quad (5.11)$$

Reemplazando (5.11) en (5.9) tenemos:

$$P_{util} = \frac{1}{4} \rho \cdot A \cdot (V1 + V2) \cdot (V1^2 - V2^2) \quad (5.12)$$

Como $V2 = z \cdot V1$ con $0 < z < 1$ y reemplazando en (5.12) tenemos:

$$P_{util} = \frac{1}{4} \rho \cdot A \cdot V1^3 \cdot (1 + z) \cdot (1 - z^2) \quad (5.13)$$

Obtendremos el máximo valor de la potencia útil mediante $\frac{\partial P_{util}}{\partial z} = 0$, resulta:

$$(1 + z) \cdot (1 - 3z) = 0 \quad (5.14)$$

Soluciones de la ecuación

$$\left\{ \begin{array}{l} z = -1; \text{no cumple}; 0 < z < 1 \\ z = \frac{1}{3}; \text{si cumple}; 0 < z < 1 \end{array} \right.$$

De (5.14) tenemos:

$$V1 = 3V2$$

De (5.12) se obtiene la potencia máxima suministrada por el rotor

$$P_{max} = \frac{8}{27} \rho \cdot A \cdot V1^3$$

Reemplazando en (5.3) el rendimiento ideal es:

$$C_{p\ max} = 0,595$$

Con esto Betz concluye, que como máximo, solo se puede extraer el 59.5% de la energía cinética que contiene una masa de aire en movimiento.

CAPITULO VI

ESTUDIO DE LAS TURBINAS EOLICAS

6.1 Turbinas eólicas.

En la actualidad existen variedad de modelos de aerogeneradores, y pueden clasificarse bajo diferentes criterios. En este capítulo se clasificaran por la posición de su eje y sus aplicaciones.

La vida de diseño de los aerogeneradores modernos fluctúa entre 20 a 25 años, pudiendo incluso durar 30 años según condiciones de viento (turbulencia y temporal) y otros tipos de desgaste por agentes exógeno a las turbinas. Los factores que determinan el rendimiento de cada máquina y su funcionalidad se describen en las siguientes páginas.

Las máquinas eólicas se pueden clasificar según la posición del eje de rotación con respecto a la dirección del viento, pudiendo de esta forma dividir las en dos categorías principales: las de eje horizontal y las de eje vertical.

6.1.1 Turbinas de eje horizontal.

Estos tipos de equipo son los que tienen el uso más difundido en la actualidad. Básicamente, se diferencian por el número de álabes que poseen, lo cual permite clasificarlos en rotores lentos y rotores rápidos. Los rotores rápidos a su vez se clasifican en: rotores de un alaba, de dos alabes, y de tres alabes o tripala. Estos últimos puede llegar a tener un rendimiento entre un 35% a 47%, pueden gira a altas velocidades, tienen un bajo par de arranque y pueden llegar a generar hasta 5 MW. Por esto este tipo de rotores es el más utilizado para la generación de energía eléctrica. Por otra parte los rotores lentos cuenta con mayor cantidad de alabes, estos por lo general tienen un rendimiento inferior

que se encuentra entre un 15% a 17%, giran a bajas velocidades tiene un alto par de arranque, entre estos rotores encontramos al rotor Multipala Americano y al rotor Holandés como se muestra a continuación en la figura 6.1 [8].

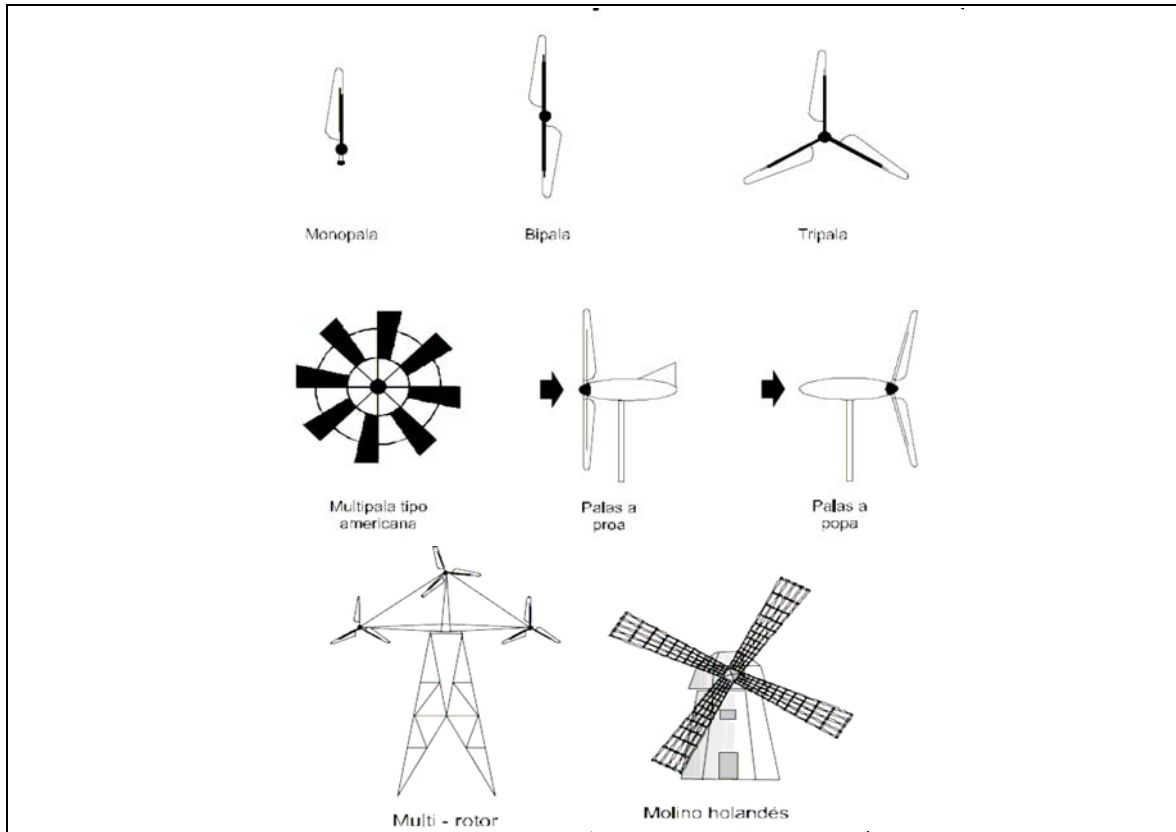


Figura 6.1 Molinos de eje Horizontal (Fuente: Hunt)

6.1.2 Turbinas de eje vertical.

La característica principal de los molinos de eje vertical es que no requieren de sistemas de orientación. Ventaja nada despreciable pues evita complejos mecanismos de direccionamiento y elimina los esfuerzos a que se ven sometidas las palas ante los cambios de orientación del rotor. Por su disposición permite colocar los sistemas de conversión prácticamente a nivel de suelo, evitando pesadas cargas en las torres, como ocurre en los de eje horizontal.

Existen dos diseños básicos de rotores de eje vertical: Savonius y Darrieus. El rotor Savonius trabaja esencialmente por arrastre, tiene un alto par de arranque pero su eficiencia es pobre. Por su sencillez y bajo costo es fácil de

construir con técnicas artesanales. Se los emplea en aplicaciones que requieren potencias pequeñas como es el caso de los extractores de aire en grandes edificios industriales o depósitos y en bombeo de agua [8].

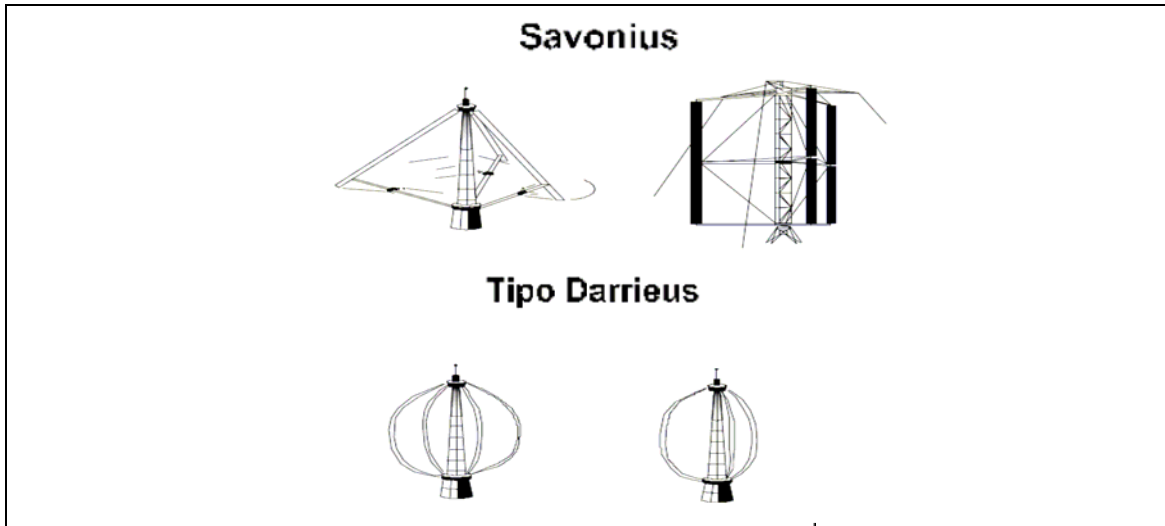


Figura 6.2. Molinos eje Vertical (Fuente: Hunt)

En la siguiente tabla se señalan los rendimientos de los diferentes aerogeneradores que existen y sus principales características.

Cuadro 6.1 Características de rotores eólicos (Fuente:Hunt)

Eje	Tipo de Rotor	Rendimiento Máximo	Características
HORIZONTAL	Holandés	0,17	<ul style="list-style-type: none"> -30-60 kW -Alto par de arranque -Velocidades medias(*) -Diseño ineficiente de las palas -4 palas
	Multipala Americano	0,15	<ul style="list-style-type: none"> -0,4-6 kW -Alto par de arranque -Bajas velocidades -Muchas pérdidas -12-15 palas
	Perfil Aerodinámico (hélices)	0,47	<ul style="list-style-type: none"> -0,5-3.200 kW -Bajo par de arranque -Altas velocidades -Alto rendimiento -1 a 3 palas
VERTICAL	Savonius	0,30	<ul style="list-style-type: none"> -0-1,5 kW -No requiere ser orientado -Alto par de arranque -Bajas velocidades -2 a 4 palas
	Darrieus	0,35	<ul style="list-style-type: none"> -5-500 kW -No requiere ser orientado -No arranca solo -Altas velocidades -Buen rendimiento -2 a 3 palas

6.2 Aplicación de las máquinas eólicas.

La energía captada por el rotor de una máquina eólica se transforma inicialmente en energía mecánica disponible en un movimiento rotativo. Este movimiento puede utilizarse mecánica, eléctrica, térmica o de forma potencial. Las aplicaciones más efectivas serán aquellas en las que se llega al uso final de la energía con el menor número de transformaciones.

En el cuadro 6.2 se muestran las diferentes aplicaciones de los aerogeneradores.

Cuadro 6.2 Aplicaciones de los aerogeneradores (Fuente: Hunt).

Objetivo	Categoría	Tipo de Rotor	Aplicación
Generación de energía eléctrica	Sistemas aislados o remotos	• Horizontal bipala o tripala rápidos	– radioenlaces – comunicaciones – iluminación – electrodomésticos – seguridad
	Sistemas híbridos diesel eólicos	• Vertical Darrieus Horizontal 1 a 3 palas, rápidos	– Abastecimiento eléctrico de comunidades o industrias aisladas.
	Sistemas conectados a las redes eléctricas	• Vertical Darrieus • Horizontal 1 a 3 palas, rápidos	– Abastecimiento eléctrico a través de redes de distribución
Obtención de Energía mecánica	Sistemas aislados o remotos	• Horizontal multipala • Vertical Savonius • Horizontal 1 a 3 palas, rápidos	– Bombeo de agua – Molienda – Etc.

Los rotores eólicos se pueden dividir según su aplicación en dos grupos, los que generan energía eléctrica y de los que se obtiene energía mecánica. En el primer grupo, como lo muestra el cuadro 6.2, tenemos tres

clases de generación eléctrica: para sistemas aislados o remotos, para sistemas híbridos y para sistemas conectados a la red eléctrica. El segundo grupo principalmente tiene aplicaciones en zonas aisladas tendiendo a ser el menos utilizado hoy en día.

- **Rendimiento de aerogeneradores.**

En el año de 1963, Glauert analiza la Teoría General de Momentum, en la cual se considera la rotación de la estela y encuentra límites claros de extracción de potencia para rotores eólicos ideales operando a diferentes velocidades específicas. La figura 6.3 ilustra los resultados del Análisis de Glauert, junto con el rendimiento de rotores eólicos reales. La curva de la teoría de Glauert muestra el rendimiento del rotor eólico ideal asumiendo que no existen pérdidas por fricción, en la medida que el flujo de aire atraviesa el rotor y que el rotor tiene un número infinito de palas. Sin embargo esta curva teórica puede ser interpretada como el límite de rendimiento máximo para diferentes rotores eólicos, cada uno operando con su velocidad específica óptima.

Cuadro 6.3 Rendimiento de rotores eólicos.(Fuente: elaboración propia)

	Rotor Eólico	Tipo	Nºde Palas	C_p máx	V.Específica (m/s)
1	Kejito-Kenia	Horizontal	24	0.25	1
2	Mult.Americana	Horizontal	18	0.30	1
3	Musgrove-UK	Vertical	2	0.22	3
4	Pioner-I	Vertical	2	0.28	3.6
5	Sand-Darrieus	Vertical	2	0.41	5.8
6	ECM-Petlen	Horizontal	2	0.405	8
7	Canvendish	Horizontal	2	0.395	10.5
8	Nasa Mod-OA	Horizontal	2	0.405	11

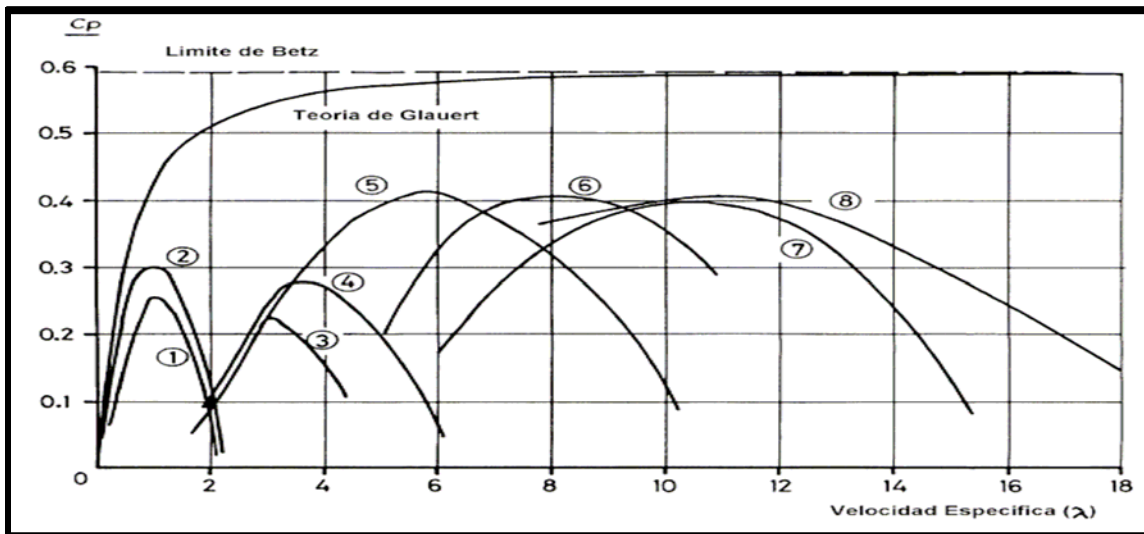


Figura 6.3 Rendimiento de diferentes rotores eólicos (Fuente:Hunt)

La curva de la figura claramente indica que rotores de baja velocidad específica (λ) tienen un rendimiento de extracción de potencia inferior a los rotores de alta velocidad específica, en los cuales su rendimiento se aproxima asintóticamente al límite de Betz.

6.3 Generación de electricidad.

Para obtener electricidad a partir del viento es necesario accionar máquinas que, por arrancar prácticamente en vacío no exigen al rotor eólico un gran par de arranque.

Si a esto se agrega que las mayores eficiencias la obtienen los rotores rápidos, es fácil comprender porqué son los que se emplean casi con exclusividad para generación de electricidad.

Los generadores eléctricos pueden ser de corriente continua (dínamos) o de corriente alterna, existiendo en este último caso dos tipos: generadores sincrónicos o alternadores y generadores asincrónicos o de inducción. Las dínamos tienen el inconveniente de utilizar escobillas, que exigen mantenimiento periódico, y son más pesadas y caras que los generadores de corriente alterna (C.A.) de igual potencia, aunque tienen la ventaja de no necesitar de sistemas especiales para cargar baterías, su uso se ha ido

abandonando reemplazándolos por los generadores de C.A., con la excepción de algunos equipos para proveer muy bajas potencias, de construcción artesanal.

El tipo de generador de C.A. que se utiliza depende fundamentalmente de las características del servicio a prestar. Como regla general puede decirse que los alternadores son mayoritariamente usados en máquinas que alimentan instalaciones autónomas y los generadores de inducción en turbinas eólicas interconectados con otros sistemas de generación.

Esto es así pues los generadores de inducción tienen la enorme ventaja de que, una vez en marcha y conectados a las líneas de distribución, giran a una velocidad constante impuesta por la frecuencia de la red, entregando más o menos energía según la intensidad del viento, pero siempre rotando al mismo número de revoluciones. En otras palabras, los aerogeneradores no requieren de costosos sistemas de regulación de velocidad, ventaja a la que se adiciona la apreciable diferencia de costos entre un generador asincrónico y un alternador de la misma potencia. Es importante destacar que los generadores asincrónicos necesitan tomar energía de la red para mantener la corriente de magnetización, de interrumpirse esta conexión la máquina debe ser frenada para evitar su aceleración.

Los generadores sincrónicos, aunque tienen un mayor rendimiento potencial, deben operar a velocidad constante si se quiere mantener fija la frecuencia. El mantenimiento del número de revoluciones, acorde con la frecuencia de línea, es una función exclusiva del motor que los impulsa (en nuestro caso el rotor eólico), siendo necesario elaborados sistemas de control. Distinto es el caso de las aplicaciones en que la única fuente de abastecimiento es el aerogenerador. En ellos el uso de generadores sincrónicos es casi obligado, pero no tan crítico el mantenimiento de la frecuencia de la C.A. generada, pues por lo general los equipos a alimentar toleran variaciones en la frecuencia.

El acoplamiento entre rotor eólico y generador se realiza a través de una caja multiplicadora. Su empleo es necesario pues a medida que crece el

diámetro deben limitarse las r.p.m. del rotor para evitar que las puntas de las palas trabajen a velocidades que comprometan la resistencia de los materiales empleados o induzcan vibraciones perjudiciales. Por otra parte, los generadores comerciales requieren girar a velocidades que están entre las 1000 y las 3000 r.p.m., dependiendo de sus características constructivas y la frecuencia a obtener.

6.4 Sistemas de almacenamiento.

La conexión a la red puede ser causa de interferencias en el suministro de energía eléctrica, que puede sufrir ciertas perturbaciones en la tensión y frecuencia de la corriente. La influencia de las turbinas sobre la red depende de la magnitud de la potencia de ambas y de la impedancia de la conexión, esta última actúa como amortiguador. Con una impedancia elevada, la influencia de la turbina sobre la red es pequeña, pero las fluctuaciones en la potencia de salida no se compensan con la potencia de la red, siendo necesario disponer de almacenamiento o de algún sistema de regulación de potencia eléctrica. En caso de impedancia reducida, las perturbaciones de corriente de la turbina se compensan con la red, siempre y cuando la potencia de ésta sea muy superior.

Los sistemas de almacenamiento pueden ser de corta duración (15 segundos), para amortiguar fluctuaciones en la potencia de salida, de media duración (30 minutos), que permita la puesta en funcionamiento de otros generadores convencionales que cubran el suministro en caso de ausencia transitoria de viento, y de larga duración, para cubrir la demanda energética durante períodos de ausencia prolongada de viento.

CAPITULO VII

CRITERIO DE SELECCION.

7.1 Selección del aerogenerador.

Los criterios de selección para la elección de la máquina eólico están dados por:

1. Su aplicación, este parque eólico está diseñado para generar electricidad y así poder abastecer a la ciudad de Punta arenas.
2. El parque eólico tendrá una potencia instalada de 10MW, el cual será comparado con la turbina Marsh de 10 MW de potencia, que se encuentra instalada en la central Tres Puentes.
3. La velocidad media anual de la zona de estudio es de 6.7 (m/s) a 37 m sobre el nivel del mar.
4. La densidad de potencia eólica media es de 369 kW/m².

Se concluye, que se seleccionara una máquina eólica de eje horizontal tripala, debido a que esta cuenta con un rendimiento de planta que fluctúa entre un 30% y 45% y cuenta además con sistemas de control eficientes para lograra captar la mayor cantidad de energía del viento.

7.2 Aerogenerador seleccionado.

Se aplicaron los criterio antes mencionados y se selecciono el aerogenerador marca Vestas modelo V-90 2 MW.

EL aerogenerador seleccionado para el proyecto tiene las siguientes especificaciones técnicas.

Vestas Modelo V90 æ 2 MW

Procedencia: Dinamarca.

- **Rotor:**

Número de palas: 3.

Diámetro: 90 m

Área barrida: 6362 m².

Velocidad de giro nominal: 14,9 rpm.

Intervalo operativo: 9,0 – 14,9 rpm.

Regulación de potencia: paso/OptiSpeed

Freno: Tres cilindros hidráulicos de paso independiente.

Rendimiento: 43%.

- **Torre.**

Altura de buje: 105 m

- **Datos operativos.**

Velocidad de arranque: 3,5 m/s

Velocidad nominal: 13 m/s

Velocidad de corte: 25 m/s

- **Generador.**

Tipo: asíncrono con OptiSpeed.

Producción nominal: 2000 kW.

Datos operativos: 50 Hz / 60 Hz 690 V

- **Multiplicador.**

Tipo: Ejes planetarios/ Helicoidales.

- **Control.**

Tipo: Control basado en microprocesador de todas las funciones del aerogenerador con opción de supervisión remota. Optimización y regulación de producción mediante OptiSpeed y regulación de paso OptiTip.

- **Peso.**

Góndola: 68 t

Rotor: 38 t

Torres: 230 t

A continuación se representa la curva característica de potencia del aerogenerador Vestas V90 –2 MW.

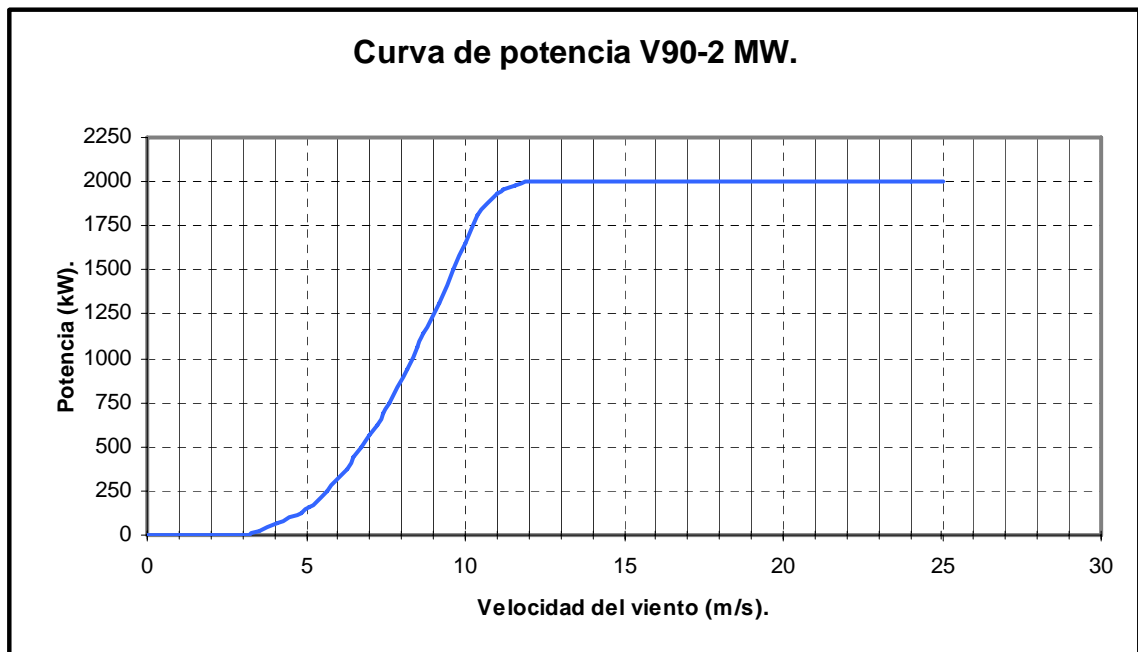


Figura 7.1 Curva de característica de potencia V-90 (Fuente: Vestas)

Debido a que el aerogenerador cuenta con una torre de 105 m de altura se procedió a corregir las velocidades mediante la ecuación 4.19 y tomando un alfa de 0,14, esto debido a las características del lugar seleccionado para la instalación del parque eólico. Mediante la figura 7.2 se presentan los datos obtenidos.

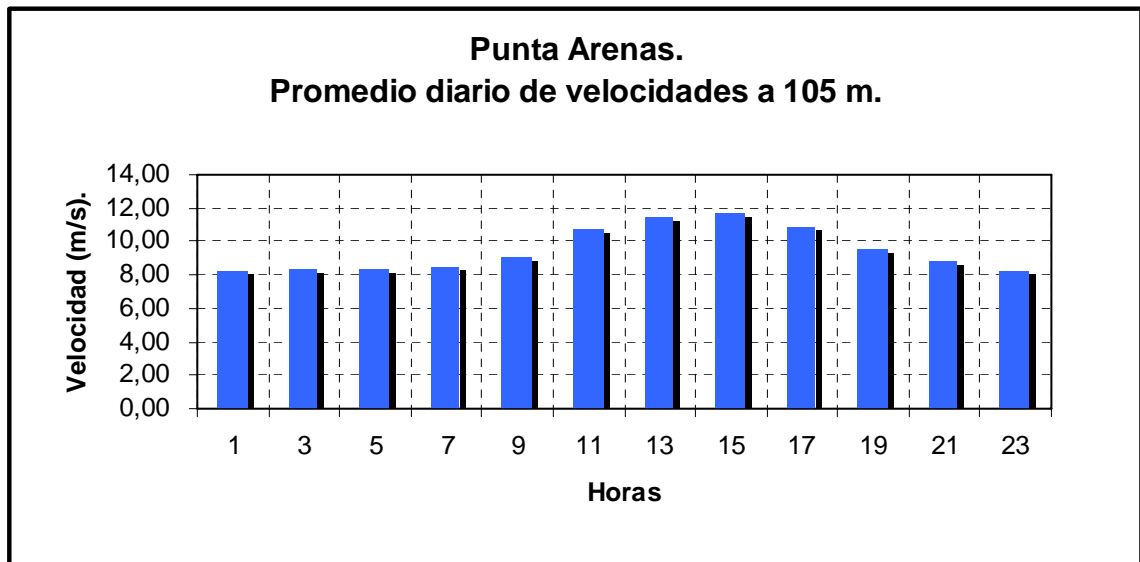


Figura 7.2 Promedio diario de velocidad (Fuente: Elaboración propia)

Como se puede apreciar las velocidades del viento en la zona de estudio aumentan considerablemente a 105 m de altura lo cual permite obtener mayor cantidad de potencia, luego de realizar estos cálculos se procedió a realizar los cálculo de frecuencia relativa mediante la distribución estadística de probabilidad Weibull, la cual arrojó los siguientes resultados.

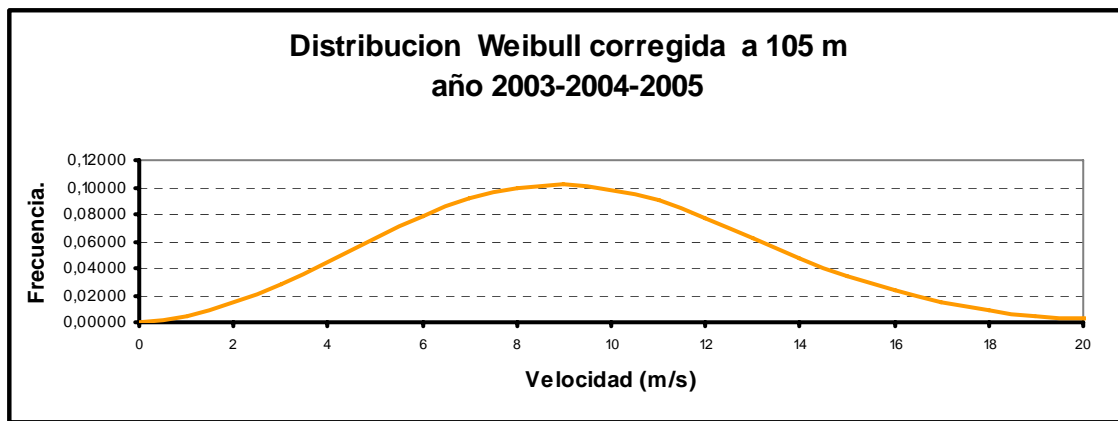


Figura 7.3 Distribución Weibull (Fuente: Elaboración propia)

Mediante el método de los mínimos cuadrados se calculó el parámetro de forma $c = 10,48$ y el parámetro de escala $k = 2,69$. Obteniendo una velocidad media de $8,81$ m/s. Una vez realizado estos cálculos se obtuvo la densidad de potencia media del aerogenerador a la altura del buje a 105 m.

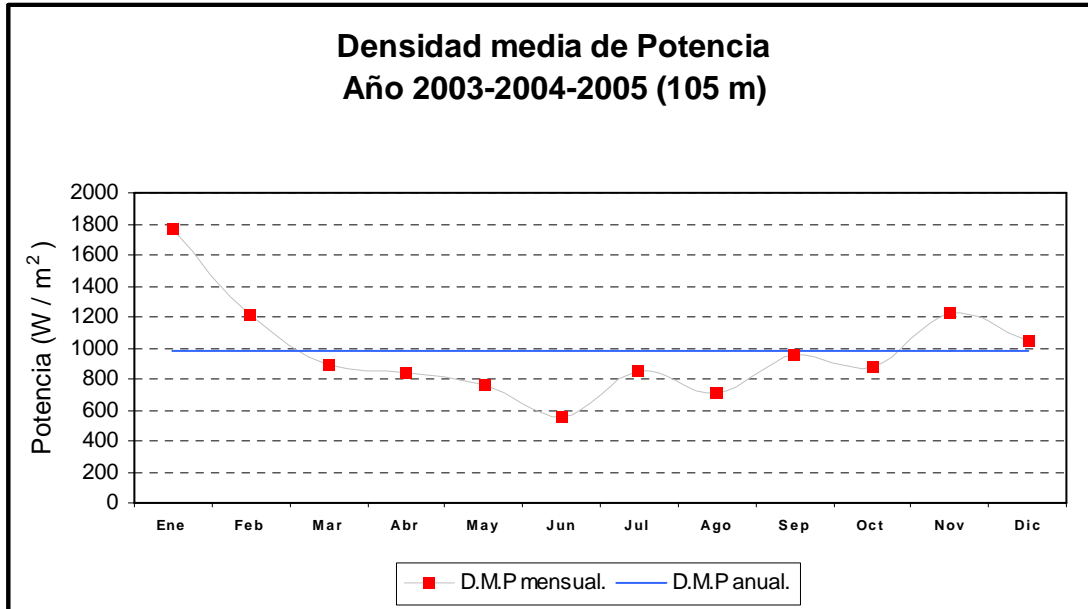


Figura 7.4 Densidad media de potencia (Fuente: Elaboración propia)

Una vez determinado estos parámetros se procedió a calcular la cantidad de energía que es capaz de captar el aerogenerador V – 90, esto se realizó mediante la distribución de densidad Weibull y la curva característica de potencia del aerogenerador, esto dio como resultado que el aerogenerador V-90 es capaz de generar anualmente 9717 MWh.

7.3 Selección del lugar.

El lugar elegido para la instalación de la central eólica corresponde a la Bahía Shoal, ubicada a diez kilómetros del aeropuerto Carlos Ibáñez (se indica en la figura 7.5 con puntos azules). La selección dicha zona obedece principalmente a que esta se encuentra a la misma altitud que el aeropuerto.



Figura 7.5 Ubicación de la planta eólica (Fuente: Google Earth)

Luego de seleccionar el lugar, se procede a indicar la ubicación que tendrán los aerogeneradores. El diseño de la ubicación de los aerogeneradores esta íntimamente relacionado con la dirección predominante del viento y su intensidad, que en el caso en estudio es de este a oeste.

A continuación se procedió a realizar un bosquejo de la ubicación de los aerogeneradores y la distancia que deben tener entre ellos.

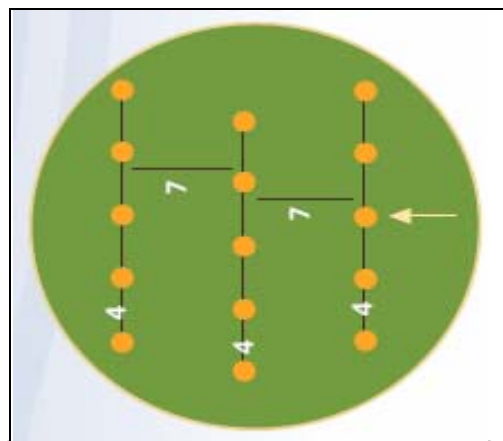


Figura 7.6 Distribución de aerogeneradores en un parque eólico (Fuente: Guía Eólica)

La separación de los aerogeneradores en un parque eólico es de unos cinco a diez veces el diámetro del aerogenerador en dirección del viento dominante, y de tres a cinco veces el diámetro de rotor en dirección perpendicular al viento dominante [5]. En el caso de estudio la dirección perpendicular es de este a oeste, por lo cual la separación entre aerogeneradores será de cuatro veces el diámetro de rotor. Estos se ubicarán uno al lado del otro, por lo cual la distancia en la dirección del viento no será aplicada en este caso.

CAPITULO VIII

EVALUACION ECONOMICA.

8.1 Costos de aerogenerador.

En las plantas eólicas el costo de la instalación presenta economía de escala: hasta ciertos límites tecnológicos, cuanto mayor sea la instalación, menor será su costo por kW. Sin embargo, el costo de la energía depende de diferentes factores variables y de su aplicación, lugares aislados donde el costo de la energía de la red es muy superior al costo en los grandes centros de consumo.

Los costos de los aerogeneradores varían notablemente en función de su tamaño, es decir, de la potencia que llega a generar. A medida que aumenta la potencia instalada, el costo de la aeroturbina crece. La razón radica en que aumenta tanto la altura de la torre como el tamaño del rotor, por esta razón la inversión de los proyectos eólicos está predominantemente establecido por los costos de la turbina (aspas, generador, góndola torre y transporte). En este proyecto se considera una turbina de mediano tamaño de 2 MW de potencia, la cual tiene un costo de 1500 dólares por cada kW instalado [10]. De lo anterior se concluye que el mayor costo de la inversión esta directamente relacionado con la compra de la turbina eólica, ya que este refleja un 70 % de la inversión inicial [10].

La rentabilidad económica de un proyecto de utilización de energía eólica, debe ser evaluada en una perspectiva de largo plazo, constatando inversión inicial, costos y gastos con el ahorro potencial en la utilización de otras fuentes de energía. A continuación se desglosan porcentualmente los diferentes costos del parque eólico en estudio.

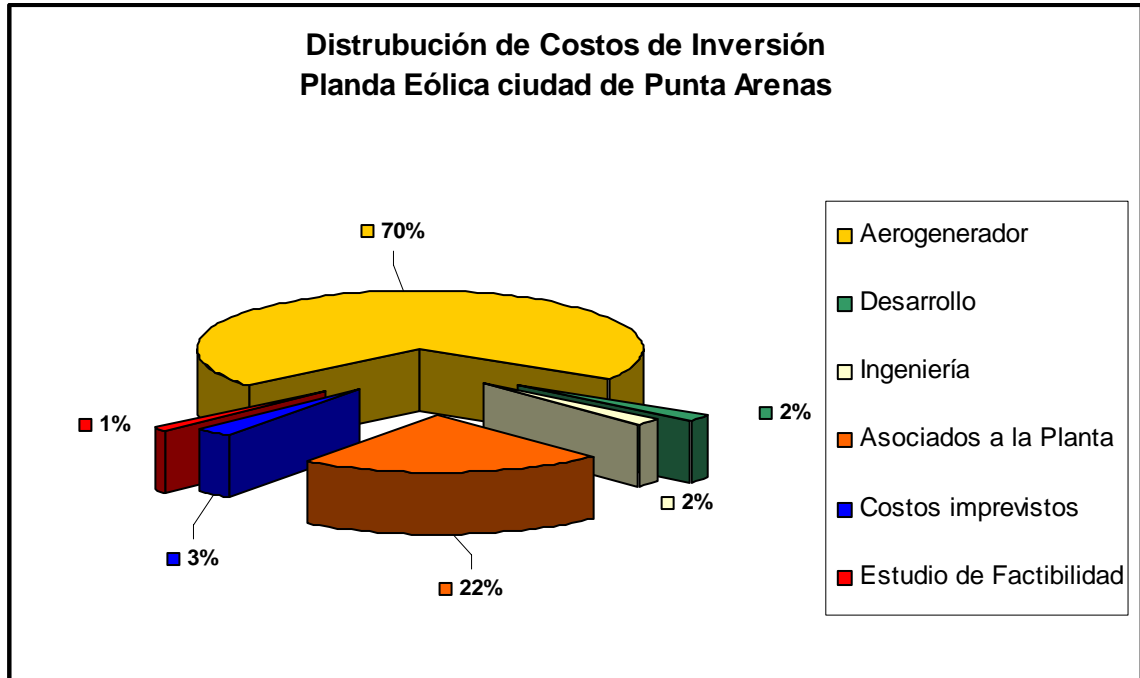


Figura 8.1 Distribución de costos de inversión.(Fuente. Dewi)

Los costos observados en la figura 8.1, representan los costos de la inversión inicial. En el caso del parque eólico proyectado en la Bahía Shoal éste contara con una potencia instalada de 10 MW, lo cual permite deducir que la inversión inicial será de US \$15.000.000, considerándose éste como capital propio para el caso del análisis. En la tabla 8.1 se desglosan los diferentes valores en dólares de esta inversión [10].

Tabla 8.1 Distribución de la inversión inicial (Fuente: Dewi)

Inversión Inicial	Cantidad (%)	Costo Total (US\$)
Aerogenerador	70%	10.500.000
Desarrollo	2%	300.000
Ingeniería	2%	300.000
Asociados a la Planta	22%	3.300.000
Costos por imprevistos	3%	450.000
Estudio de Factibilidad	1%	150.000
Total	100%	15.000.000

Además de los costos de inversión, se deben estimar los costos de operación y mantenimiento. Para ello, es necesario determinar los requerimientos de personal, los costos de seguro, los contratos de mantención,

pago de servidumbre, costos por imprevistos y los cargos de transmisión, según corresponda. Este estudio se baso en la estimación de un costo de mantenimiento y operación por kW generado, tomando como referencia los casos de Alemania y España, y teniendo en consideración que los costos de mano de obra y administración en Chile son más bajos. Este costo es de US \$ 0,014 por kW generado. A continuación en la tabla 8.2 se reflejan los costos por mantención y operación del parque eólico [10].

Tabla 8.2 Costos de operación y mantenimiento (Fuente: Dewi).

Costos de Operación y Mantenimiento	Cantidad (%)	Costo Total (US\$)
Arriendo Terreno y Servidumbres	20%	136.035
Seguros	13%	88.423
Energía desde la Red	5%	34.009
Insumos	15%	102.027
Administración	21%	142.837
Mantención de Generadores	26%	176.846
Total	100%	680.177

Al analizar estas dos tablas se aprecia que el costo por operación y mantención del parque eólico es de 4.5 % de la inversión inicial. El costo total por MWh generado es calculado descontando y anualizado el pago de los costos de inversión, operación y mantenimiento durante el periodo de estudio, dividido por la energía anual generada.

- **Ingresos parque eólico.**

El ingreso de una empresa generadora en el sistema de Magallanes se fija a través del precio monomónico de energía y potencia, se consideró un precio de energía de 47,79 US \$/MWh y de potencia de 12.674 US \$/MW/Mes, que se fija cada cuatro años según ley en conformidad a lo establecido en el artículo quinto transitorio inciso segundo de la Ley N° 19.940, publicada el 13 de marzo de 2004 en el Diario Oficial, y en el DFL N°1 de 1982. Este precio

corresponde a un precio estabilizado (precio del nudo) y el precio de potencia al precio de nudo de potencia [4].

- **Ingresos por Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL).**

Debemos entender al ingreso por mecanismo de desarrollo limpio como el aporte que recibe un proyecto de generación de energía eléctrica en relación proporcional a la cantidad de dióxido de carbono que es capaz de desplazar dicha generación. Para el caso en estudio esta se debe comparar con una central termoeléctrica a gas natural, por lo cual dicho ingreso será incluido dentro de la evaluación económica. Para poder contar con este ingreso, el primer año de funcionamiento de la planta eólica se deberá certificar la reducción de emisiones de CO₂, cuyo costo es US \$75.000. El precio de reducción de emisiones del proyecto es de 9 US \$/Ton CO₂ y la cantidad de CO₂ desplazado es 179.275 Ton [10].

8.2 Resumen de antecedentes de evaluación económica.

- Instalación 5 aerogeneradores de 2 MW y todos los equipos necesario para su operación.
- Taza de descuento 10 %.
- Inversión inicial US \$ 15.000.0000.
- Energía eólica anual producida 9717 MWh.
- Vida útil 20 años.
- Valor residual 15 %.

Este proyecto eólico se evaluará con una tasa de descuento equivalente al 10% anual. Los bienes se depreciaran a 20 años.

Respecto a los impuestos, según lo estipula el Artículo 20 de la Ley de Impuesto a la Renta se aplicará el equivalente a un 17% sobre la base de utilidades percibidas o devengadas.

Finalmente en relación al valor residual de las instalaciones, se a considerado que al cabo de 20 años de operación, estas serán valorizadas en un equivalente a 15% de la inversión inicial en equipos.

Se realizó el flujo de caja el cual se presenta en el anexo 2.

8.3 Criterios económicos.

El análisis de factibilidad económica del proyecto se basará en la determinación y el estudio de los indicadores económico financieros Valor Actualizado Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Costo Anual Equivalente (CAE) y el Beneficio Anula Equivalente (BAE).[13]

- VAN.
- TIR.
- CAE.
- BAE.

8.4 Resultados de la evaluación económica.

La metodología empleada se basa en la determinación del Valor Actual Neto (VAN), el cual refleja un valor de US \$ 2.536.952. La máxima Tasa Interna de Retorno que se le puede aplicar al proyecto es equivalente a un 12, 25%. Al calcular el costo anual equivalente este fue de US \$ 1.722.610 y el beneficio anula equivalente es de US \$ 281.142.

▪ Análisis de resultados

Este análisis de sensibilidad se relazará para comprobar en cuanto influyen ciertas variables en el desarrollo del proyecto.

- ***Sensibilidad de la inversión.***

El costo de la inversión es el parámetro que afecta de mayor manera el VAN del proyecto. Los proyectos de generación con energías renovables no

convencionales son intensivos en el capital de inversión, lo que hace difícil su rentabilización en periodos menores a 10 años sin mecanismos de subvención. En el mediano plazo se estima que difícilmente los costos de inversión puedan variar significativamente. Respecto a esto último, la tendencia internacional indica, que durante los últimos años el costo por Kw de los generadores eólicos ha aumentado levemente. Esto principalmente por la incorporación de nuevas tecnologías, el aumento del tamaño de los sistemas y la alta demanda existente.

- **Sensibilidad de tasa de descuento.**

El proyecto base a sido evaluado con una tasa de descuento del 10%, se procedió a disminuir la tasa de descuento a un 8% y se aumento a un 12% para poder apreciar el cambio que existe en el VAN.

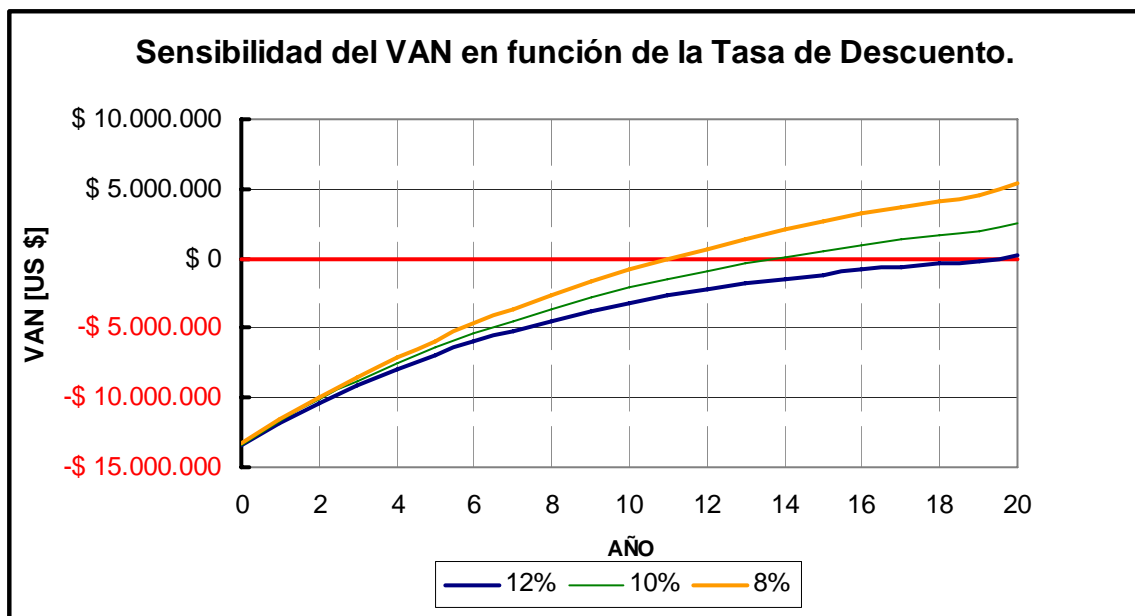


Figura 8.2 Sensibilidad del VAN. (Fuente: Elaboración propia)

Al analizar la variación de tasa de descuento se aprecia claramente que al disminuir la exigencia del proyecto, aumenta en un 100% el VAN.

- **Sensibilidad en la potencia instalada del proyecto en función del VAN.**

El siguiente análisis de sensibilidad tiene como fin demostrar que al aumentar la potencia instalada de la planta eólica, la rentabilidad del proyecto

aumenta. Esto suponiendo la instalación de 10 aerogeneradores V-90 con una tasa de descuento del 10%,12% y un 8%.

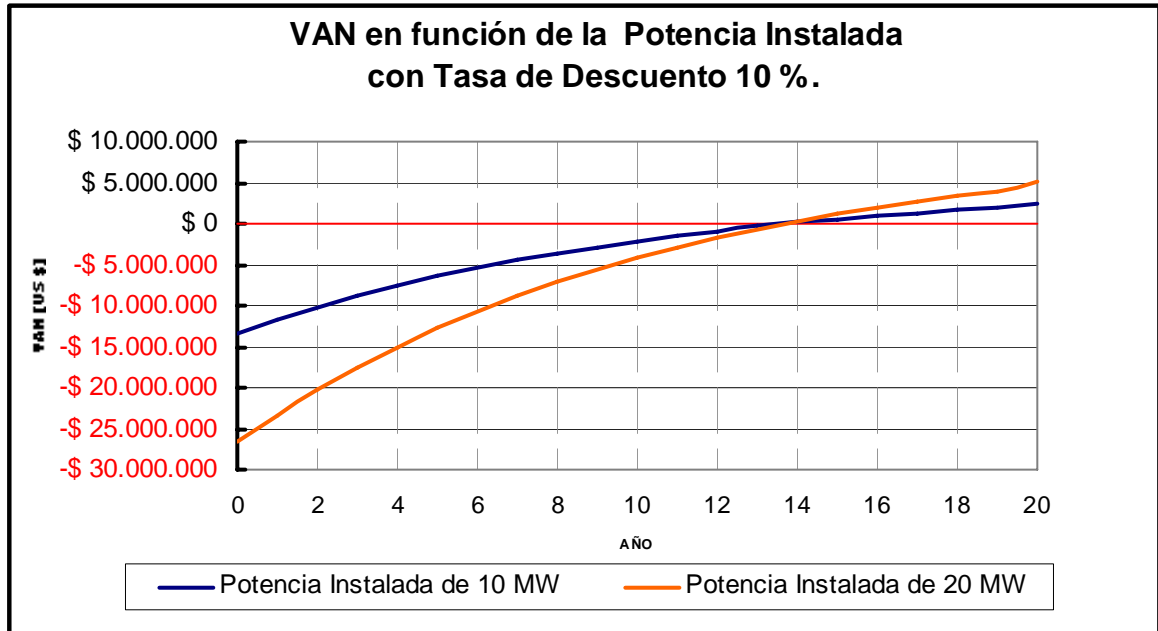


Figura 8.3 VAN en función de la potencia instalada 10%. (Fuente: Elaboración propia)

Al analizar este gráfico se ve claramente que la rentabilidad del proyecto aumenta, esto debido a que los costos de mantención no aumentan considerablemente.

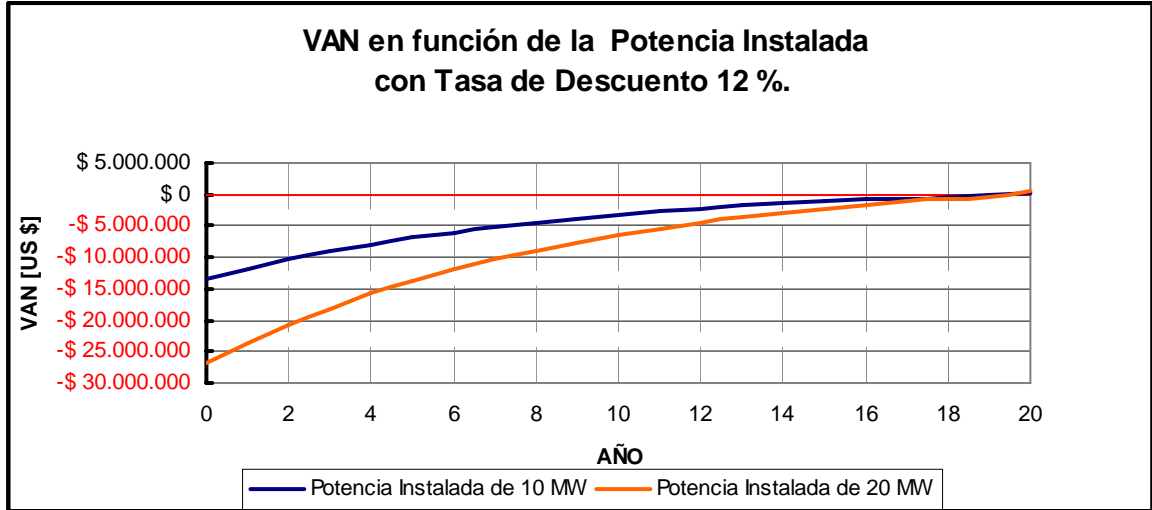


Figura 8.4 VAN en función de la potencia instalada 12%. (Fuente: Elaboración propia)

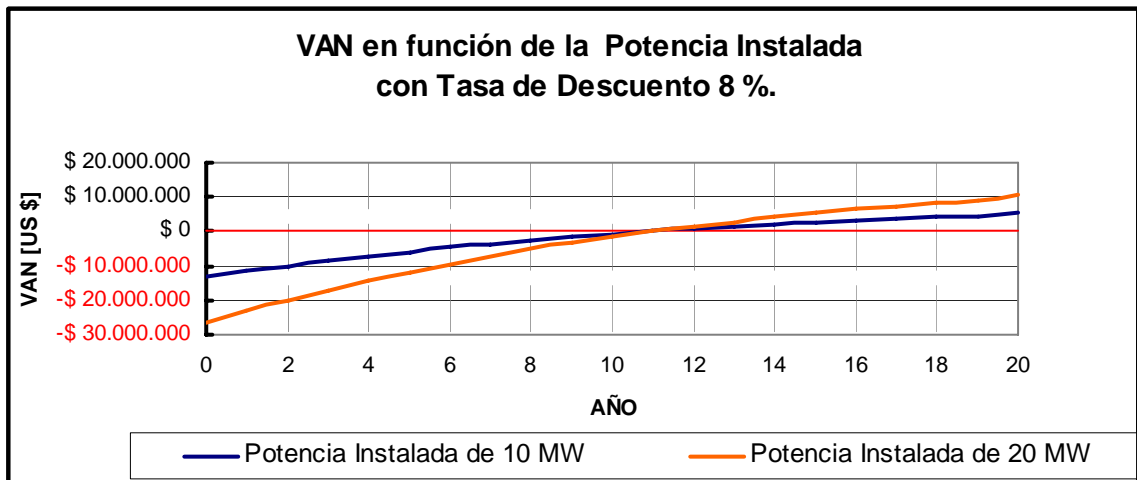


Figura 8.5 VAN en función de la potencia instalada 8%. (Fuente: Elaboración propia)

- ***VAN en función de la tasa de descuento.***

En la figura 8.6, se muestra la gráfica del VAN en función de la tasa de interés de descuento, en el cual se aprecia que la tasa interna de retorno es 12.25% que es superior a la tasa mínima atractivo de retorno establecido para el análisis el presente proyecto (10%). La tasa interna de retorno, es un índice de rentabilidad y se define como la tasa de interés que reduce a cero el valor

presente o valor actual neto de una serie de ingresos y desembolsos en el período comprendido como vida del proyecto.

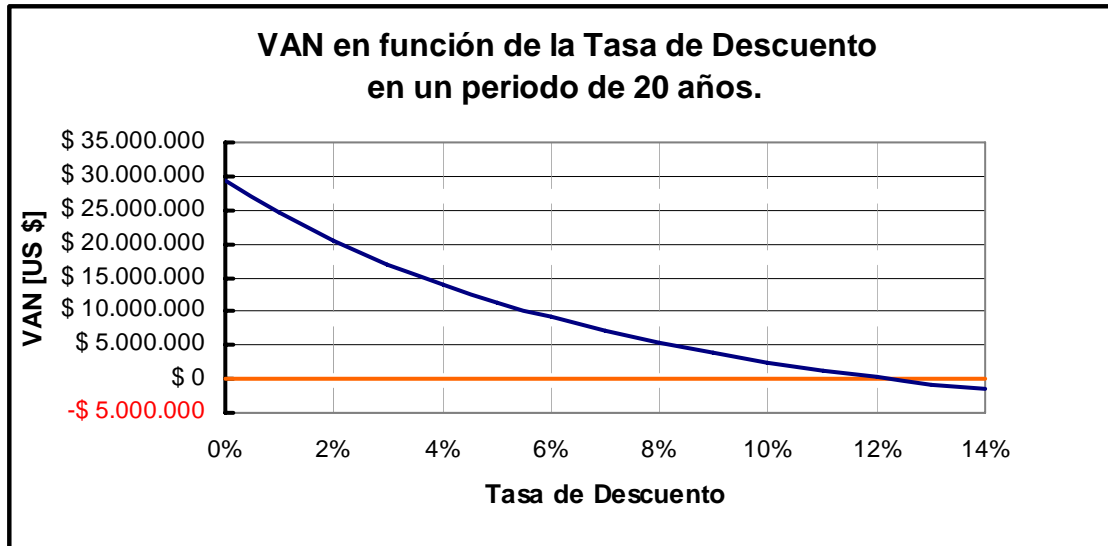


Figura 8.6 VAN en función de la Tasa de descuento (Fuente: Elaboración propia).

CONCLUSIONES

El estudio realizado ha permitido determinar la factibilidad técnica y económica de un parque eólico de 10 MW de potencia instalada para abastecer de electricidad a la ciudad de Punta Arenas.

Para esto se realizó el estudio estadístico de vientos en la ciudad de Punta Arenas, analizando los años 2003, 2004 y 2005. Con este fin se utilizó el modelo estadístico de Weibull, lo cual permitió establecer la densidad de potencia eólico de $369 \text{ (W/m}^2\text{)}$ y una velocidad media de $6,74 \text{ (m/s)}$.

La velocidad media mensual tiende a disminuir en invierno y aumenta en verano, teniendo las máximas velocidades medias mensuales en los meses de diciembre y enero, que corresponden a $7,11 \text{ (m/s)}$ y a $8,5 \text{ (m/s)}$ respectivamente. Hay que considerar que la velocidad media se obtuvo a una altura de 10 m.

Se observa que en la zona de estudio, la dirección predominante del viento es de este a oeste, representando un 49,29% de todos los datos estudiados.

Debido a la frecuencia constante de viento, dicha zona presenta condiciones excepcionales para el desarrollo de un proyecto de una central eólica. Luego de realizar el estudio de los vientos se seleccionó la turbina eólica en función de la condición analizada, tomando en cuenta principalmente la velocidad media del viento, su frecuencia y por último su aplicación.

Se seleccionó una turbina marca Vestas modelo V-90 que cuenta con una potencia nominal de 2MW. Una vez seleccionada la turbina eólica se recalculó la velocidad del viento y la densidad de potencia a la altura del buje, con lo cual se determinó exactamente cuanta energía podrá generar cada turbina eólica. Esto último se realizó mediante la curva característica de potencia del aerogenerador

V-90, obteniendo 9.717 MWh de energía anual por cada aerogenerador y una energía anual total del parque de 48.585 MWh.

El análisis de factibilidad económica del proyecto se basó en la determinación y el estudio de los indicadores económico financieros Valor Actualizado Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Costo Anual Equivalente (CAE) y el Beneficio Anual Equivalente (BAE). Al evaluar la instalación del parque eólico se consideró un costo de inversión de US \$1.500 por kW y un costo de operación de US \$0,0014 por kWh generado, una tasa interna de retorno de 10% y una vida útil de 20 años [10]. El costo de inversión de la planta eólica de US \$ 15.000.000 de dólares y un costo anual de operación y de mantenimiento de US \$ 680.017 anual. Los resultados de los indicadores económicos fueron los siguientes: el valor actual neto fue de US \$2.536.532, la tasa interna de retorno fue de 12,5%, el costo anual equivalente fue de US \$1.722.610 y el beneficio anual equivalente fue de US \$281.142. Esto refleja que en un periodo de 20 años que representa la vida útil del proyecto, la central eólica para la ciudad de Punta Arenas es rentable y representa una alternativa de generación energética frente a la dependencia energética de la misma ciudad.

Tras el estudio financiero del parque eólico de 10 MW para la ciudad de Punta Arenas, se ha determinado que los parámetros más importantes que afectan al proyecto son: la potencia instalada, la velocidad del viento, los costos de la inversión, el precio de venta de energía y la tasa de descuento.

Respecto al análisis de sensibilidad de potencia instalada de la central eólica a mayor potencia instalado mayor es la rentabilidad del proyecto, esto se denomina economía de escala.

Los valores que más afectan a la inversión son la adquisición del aerogenerador, por esto se plantea la posibilidad de que el proyecto sea subvencionado por el Estado, lo cual en todo caso, no se encuentra lejos de estar justificado, en virtud del mandato constitucional establecido en el art. 19 N° 8, donde junto con garantizar el derecho a vivir en un medio ambiente libre de

contaminación, establece que corresponde al Estado el deber de velar por que dicho derecho no sea afectado y de tutelar la preservación de la naturaleza.

Al comparar el proyecto del parque eólico para la ciudad de Punta Arenas de 10 MW de potencia instalada con la central termoeléctrica Marsh de 10 MW existente en la misma ciudad, y generando la misma cantidad de energía que la central eólica estudiada, la inversión inicial de la planta termoeléctrica es de US \$ 7.748.700 y el costo de mantenimiento y operaciones anual es de US \$ 1.492.530. Cabe destacar que dentro de los costos operacionales el consumo de combustible anual es de US \$1.064.497 [4]. Al analizar estos resultados se aprecia que los proyectos de energía eólica son intensivos en su inversión inicial, no así los proyectos de generación mediante una central termoeléctrica a gas natural. Por otro lado los costos de mantenimiento de un parque eólico son un 130 % más bajo.

Uno de los mayores atractivos de una central eólica está básicamente ligado a lo amigable que es con el medio ambiente, esto debido a sus nulas emisiones de CO₂. Esta relación amigable es moderada o relativizada, por su menor impacto acústico y mayor impacto visual, elementos que también corresponde a una forma de contaminación ambiental. En todo caso dichas formas de contaminación son mínimas, en comparación a los beneficios ambientales ya mencionados.

Finalmente, para hacer posible la incorporación a gran escala de parques eólicos, el mercado debe dirigirse hacia una política que refleje los beneficios que produce la incorporación de generación mediante energía renovables no convencionales, que actualmente no son considerados, incluyendo el valor de tener medios de generación que convivan de mejor manera con el medio ambiente. Se debe esperar que a medida que esta tecnología se incorpore de una real forma a todo el mundo, los costos de adquisición sean menores y esta tenga un mayor atractivo para los inversionistas.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Comisión Nacional de Energía, 2005 Informe Final: Mejoría del conocimiento y administración de la información eólica en Chile. Centro de estudios energéticos de la Universidad de Magallanes.
- [2] Coronado Araneda, Alex; 1997 "Diseño de una Turbina Eólica", Tesis, Universidad Austral de Chile.
- [3] Corfo, 1993 Informe Final: Evaluación del Potencial de Energía Eólica en Chile. Departamento de Geofísica, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile.
- [4] Comisión Nacional de Energía, 2006 Informe técnico presentado por la empresa EDELMAG S.A, "Valorización, Expansión y Tarificación de Sistemas medianos cuadrienio 2007-2010".
- [5] Comisión Nacional de Energía, 2006 Guía para Evaluación Ambiental Energía Renovable no Convencionales.
- [6] Devore, Jay; 2001, "Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias", 5ª.ed., Thomson Learning, México.
- [7] Fernández, Pedro; 2002; "Energía Eólica", Departamento de Ingeniería eléctrica y energética, Universidad de Cantabria, España
- [8] Hunt Daniel,1981 .Windpower a Handbook on Wind Energy Conversion Systems, Van Nostrand Reinhold Company, United States of America.
- [9] José M^a Cuadrat y M^a Fernanda Pita 2000 *Climatología*, 2^a Edición. EditorialCátedra (Geografía).

[10] Moreno Jorge, Mocarquer Sebastian , Rudnick Hugh,(2005) "Generación Eólica en Chile: Análisis del entorno y perspectivas de desarrollo".

[11] Park, Jack; 1981 "The Wind Power Book", Brownsville, California.

[12] Roy, S. 1997 Wind and power system.. "Optimal planning of wind energy conversion systems over an energy Scenario "IEEE Transaction on Energy Conversion.

[13] Sapag Chain,N.,Sapag Chain, R.,1996 Preparación y Evaluación de Proyectos, 3º ed., Santafe de Bogota,D.C Colombia.

[14] Salinas, Iván; González, Nelson; "Antecedentes para el diseño de Rotores Eólicos en la X Región y Evaluación de un Prototipo", Tesis, Instituto Profesional de Valdivia, 1984.

[15] Secretaria Regional Ministerial de Vivienda y Urbanismo de la XII Región CEC,2003 "Plan regional de desarrollo urbano XII Región de Magallanes y la Antártica Chilena".

DIRECCION METEOROLOGICA DE CHILE
 SUBDIRECCION CLIMATOLOGIA Y MET. APLICADA
 DEPARTAMENTO CLIMATOLOGIA
AREA EXPLOTACION

DIRECCION PREDOMINANTE E INTENSIDAD MEDIA DEL VIENTO (nudos)
AÑO 2004

Estación : PUNTA ARENAS - PDTE. CARLOS IBAÑEZ

Latitud : 53° 00' S Longitud : 70° 51' O Elevación : 37 m

	ENE		FEB		MAR		ABR		MAY		JUN		JUL		AGO		SEP		OCT		NOV		DIC	
	ddd	ff	ddd	ff	ddd	ff	ddd	ff	ddd	ff	ddd	ff	ddd	ff	ddd	ff	ddd	ff	ddd	ff	ddd	ff	ddd	ff
1	E	5	O	19	O	12	NE	6	SO	7	NO	13	N	10	NE	13	NE	7	N	6	NE	8	O	20
2	O	15	O	14	O	15	NO	13	O	6	N	8	O	10	S	10	O	14	NO	14	SE	9	O	14
3	O	23	O	21	N	7	O	11	O	4	NO	14	O	8	NO	5	E	11	E	7	O	18	NO	14
4	O	15	O	23	O	22	N	7	N	9	NO	12	NO	8	NO	8	NO	11	NO	5	O	18	O	21
5	NO	12	O	16	NO	14	S	10	O	18	O	16	N	7	O	13	O	10	S	8	O	25	NO	19
6	O	14	O	15	O	14	NO	10	O	15	O	16	O	18	NO	10	O	8	E	5	O	17	O	13
7	NO	13	E	6	O	15	O	11	O	21	O	12	O	20	NO	8	O	17	O	18	O	16	O	17
8	NO	17	O	17	O	20	O	11	O	19	O	12	O	18	N	6	O	24	O	21	O	18	O	9
9	O	13	O	16	O	14	E	7	O	22	O	13	O	11	O	10	O	21	O	13	O	11	S	11
10	O	30	O	15	NE	7	Ca	ma	O	22	O	15	O	15	N	10	O	12	SE	7	S	7	O	18
11	O	20	S	6	O	10	S	5	O	16	NO	18	O	9	NO	7	NO	18	SE	7	S	11	NO	12
12	O	21	S	10	O	7	O	4	O	17	NO	5	S	14	O	10	O	21	O	7	S	9	O	12
13	O	23	NE	8	O	6	O	9	NO	6	S	9	O	6	NO	14	O	15	O	13	S	8	NE	6
14	O	12	NE	6	S	6	NO	9	N	6	E	11	O	6	O	18	NO	17	O	12	S	9	O	11
15	NO	17	S	9	E	13	NO	16	S	5	E	21	O	7	O	14	NO	15	SO	17	E	8	O	13
16	O	21	O	19	S	7	O	13	E	5	E	13	O	7	O	17	N	16	O	11	O	17	O	11
17	O	16	O	15	NO	17	E	10	NE	8	E	8	NE	13	O	20	N	9	O	8	N	7	O	18
18	NO	11	O	10	NO	16	O	14	NE	6	E	17	SE	7	O	19	O	21	SO	9	NO	10	S	9
19	NO	12	N	10	NO	11	O	16	NE	8	NE	11	NE	10	O	23	O	27	O	22	O	9	SO	9
20	O	16	O	11	NO	14	NE	5	E	7	NE	16	NO	21	O	11	O	24	O	23	O	16	O	8
21	NO	18	O	11	NO	13	O	7	O	7	O	7	S	6	O	21	O	24	O	17	O	14	O	13
22	O	17	NO	18	NO	12	O	15	O	9	E	8	O	10	NO	12	O	17	O	13	NO	15	O	17
23	NO	11	O	10	NO	11	O	9	NO	8	NO	9	NO	13	O	20	O	18	O	11	NO	14	SO	17
24	O	12	S	7	NO	20	O	14	O	27	N	7	O	13	O	19	O	22	NO	13	O	20	SO	9
25	NO	19	O	11	O	19	O	17	O	19	NO	12	O	15	O	21	O	15	O	17	O	32	NO	8
26	O	19	O	8	NO	14	O	22	O	23	NE	7	NO	14	O	13	O	12	O	16	S	9	SO	12
27	O	23	O	8	NO	10	NO	19	O	24	NO	12	NO	15	NE	10	NO	8	N	9	O	15	O	12
28	S	8	O	8	O	14	NO	16	O	18	O	14	NO	21	N	6	O	8	O	14	O	13	NO	8
29	O	18	S	7	O	9	O	19	Ca	ma	O	14	O	24	O	16	N	7	NO	11	N	8	O	22
30	NO	16			E	5	O	14	S	6	NO	10	S	9	O	14	O	9	O	14	S	8	O	18
31	O	23			NO	13			SE	5			NE	10	S	8			S	9			O	18

Nota: ddd = Dirección del viento
 ff = Velocidad del viento en nudos
 1 nudo = 1.852 Km/hr
 N = Dirección del viento Norte
 NE = Dirección del viento Noreste
 E = Dirección del viento Este
 SE = Dirección del viento Sureste
 S = Dirección del viento Sur

SO = Dirección del viento Suroeste
 O = Dirección del viento Oeste
 NO = Dirección del viento Noroeste

JORGE CARRASCO CERDA
DR. EN METEOROLOGIA
JEFE DEPTO. CLIMATOLOGIA

DIRECCION METEOROLOGICA DE CHILE
SUBDIRECCION CLIMATOLOGIA Y MET. APLICADA
DEPARTAMENTO CLIMATOLOGIA
AREA EXPLOTACION

DIRECCION PREDOMINANTE E INTENSIDAD MEDIA DEL VIENTO (nudos)
AÑO 2003

Estación : PUNTA ARENAS - PDTE. CARLOS IBAÑEZ

Latitud : 53° 00' S Longitud : 70° 51' O Elevación : 37 m

	ENE		FEB		MAR		ABR		MAY		JUN		JUL		AGO		SEP		OCT		NOV		DIC	
	ddd	ff	ddd	ff	ddd	ff	ddd	ff	ddd	ff	ddd	ff	ddd	ff	ddd	ff	ddd	ff	ddd	ff	ddd	ff	ddd	ff
1	O	15	O	18	O	15	O	9	O	23	O	19	O	13	O	9	NO	15	O	8	O	23	O	13
2	O	16	NO	13	O	22	SE	6	N	7	O	21	NO	12	O	6	N	9	NE	8	NO	17	O	12
3	O	16	NO	8	SE	7	O	13	N	8	N	9	O	17	S	7	NO	13	NE	5	O	18	O	12
4	O	27	O	14	O	23	NO	12	O	11	NO	11	O	18	NE	12	NO	12	O	12	NO	21	O	11
5	O	14	O	13	N	7	N	6	N	7	O	13	O	24	N	8	O	8	O	17	O	13	N	11
6	O	23	O	15	NO	21	NO	16	NO	15	O	15	O	22	E	7	O	13	O	15	NE	6	O	19
7	O	13	NO	17	O	19	O	25	O	9	O	21	O	12	NO	10	O	18	O	15	O	13	O	20
8	O	16	O	23	NO	7	O	20	NE	11	O	15	O	16	NO	16	O	18	S	12	O	23	O	16
9	NO	22	O	18	NE	8	O	11	S	9	O	8	O	16	N	13	N	10	O	7	O	21	NE	15
10	O	20	NO	14	O	21	NE	5	O	10	O	5	O	18	NO	12	E	5	O	7	O	15	O	8
11	NO	19	O	23	O	16	O	6	O	14	S	13	O	14	NO	12	SO	12	NE	10	O	5	O	14
12	O	22	O	30	O	21	O	7	O	9	E	20	NE	5	NO	17	SO	14	NO	15	O	10	O	13
13	O	25	O	12	O	19	O	13	O	11	E	18	E	11	NO	18	E	6	O	12	NO	8	NO	6
14	O	12	S	10	O	18	S	6	O	18	E	20	SO	10	O	9	NE	10	O	21	O	14	SO	7
15	O	18	NO	18	O	18	NE	6	O	16	SE	5	O	8	NE	15	NE	9	E	14	O	10	NO	16
16	S	10	O	13	N	15	O	11	O	20	O	10	N	7	N	13	E	11	O	11	O	15	O	17
17	O	16	O	9	O	31	NO	11	O	18	NE	8	NO	18	NO	17	NE	11	O	7	O	26	NO	23
18	E	12	SO	11	O	19	O	12	O	23	N	8	N	12	NO	15	E	5	NO	13	O	23	O	12
19	O	20	O	11	O	8	O	5	O	10	NO	6	NO	13	N	13	O	13	O	12	O	19	NO	9
20	O	18	NO	14	O	13	NE	9	O	4	O	14	O	8	O	17	NO	11	NO	15	O	17	O	12
21	O	16	O	14	O	5	E	12	E	17	N	9	O	18	O	19	N	9	O	20	O	17	S	11
22	O	15	NO	24	E	7	O	8	NE	14	O	6	O	22	O	17	O	20	N	14	NO	16	NO	10
23	N	9	O	12	S	7	O	13	NE	11	SO	6	O	16	O	15	NO	18	O	22	O	18	NO	16
24	O	31	E	8	S	7	O	19	N	6	O	6	NO	13	O	11	NO	17	NO	19	O	26	O	14
25	O	18	O	20	SE	6	O	14	E	8	NO	6	O	24	O	4	N	10	NO	16	O	24	O	16
26	N	9	NO	20	S	8	O	25	O	12	N	8	O	28	N	5	O	9	O	37	O	22	O	9
27	O	10	NO	19	S	12	O	21	O	20	N	5	NO	11	S	9	O	14	O	19	O	21	O	12
28	N	9	O	16	O	4	O	17	O	13	Ca ma		NO	13	S	8	O	29	O	25	O	16	O	12
29	NO	18			S	4	O	18	N	6	O	6	N	9	NE	5	O	15	O	21	O	8	O	18
30	N	13			O	4	NO	11	O	16	O	13	O	4	NO	13	O	15	NO	23	O	11	O	11
31	O	18			O	12			O	20			NE	11	NO	11			O	21			O	15

Nota: ddd = Dirección del viento
ff = Velocidad del viento en nudos
1 nudo = 1.852 Km/hr
N = Dirección del viento Norte
NE = Dirección del viento Noreste
E = Dirección del viento Este
SE = Dirección del viento Sureste
S = Dirección del viento Sur

SO = Dirección del viento Suroeste
O = Dirección del viento Oeste
NO = Dirección del viento Noroeste

JORGE CARRASCO CERDA
DR. EN METEOROLOGIA
JEFE DEPTO. CLIMATOLOGIA

Anexo 1

DIRECCION METEOROLOGICA DE CHILE
SUBDIRECCION CLIMATOLOGIA Y MET. APLICADA
DEPARTAMENTO CLIMATOLOGIA
AREA EXPLOTACION

DIRECCION PREDOMINANTE E INTENSIDAD MEDIA DIARIA DEL VIENTO (nudos) AÑO 2005

Estación : PUNTA ARENAS - PDTE. CARLOS IBAÑEZ

Latitud : 53°00' S Longitud : 70°51' O Elevación : 37 m

DIA	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	O 19	O 13	SE 10	SO 16	O 19	O 12	O 9	NE 6	NE 7	N 10	O 16	O 25
2	O 11	SO 25	O 14	O 10	O 19	O 8	SO 13	SO 10	SE 7	SO 13	SO 14	O 17
3	O 8	SO 17	SO 8	N 5	S 8	NO 9	O 8	NO 9	SE 7	NE 8	SO 20	SO 12
4	SO 14	O 15	SO 25	O 16	SO 11	NO 11	SO 16	O 13	SE 8	N 7	SO 20	SO 15
5	O 12	SO 16	O 16	O 16	SO 15	O 10	SO 15	O 11	O 4	O 10	SO 14	SO 10
6	O 16	SO 19	O 9	O 10	O 10	O 17	O 5	SO 13	N 11	O 11	SO 16	SO 12
7	O 17	O 18	SO 12	SO 19	O 5	O 10	E 7	VR 6	NE 7	O 19	E 6	SO 19
8	O 18	SO 13	SO 12	SO 20	O 5	NO 15	O 5	N 7	O 7	SO 19	SE 6	SO 20
9	O 15	Calma	SO 21	O 9	E 9	O 14	N 8	NO 9	SO 10	O 30	SE 8	SO 14
10	O 19	SO 10	SO 19	O 10	S 8	O 8	O 8	O 15	SO 12	SO 17	O 14	SO 19
11	O 20	NE 7	SO 15	SO 9	O 13	SO 7	N 5	NO 11	SO 14	O 13	SO 10	SO 11
12	SO 22	N 8	O 7	NO 12	SO 9	SO 8	SE 4	SO 17	NO 9	SO 21	SO 15	O 16
13	SO 15	SO 15	O 10	SO 13	NO 6	SO 9	SO 9	O 15	O 14	SO 16	SO 9	SO 8
14	SO 19	SE 9	S 7	NO 10	O 10	O 11	SO 15	O 18	SO 26	SO 15	SE 8	SO 16
15	SO 12	SO 17	NE 13	O 16	O 15	SO 7	SO 22	O 13	O 12	O 10	SE 5	O 15
16	SO 33	O 16	NE 13	O 16	NO 8	SO 5	SO 19	O 7	N 6	O 11	O 18	SO 23
17	SO 20	O 16	E 7	O 15	SO 8	O 6	SO 12	SO 12	O 19	O 17	O 10	SO 10
18	NE 7	SO 16	N 11	SO 14	SO 11	O 8	SO 17	O 15	O 17	SO 18	O 22	SO 14
19	SO 13	SO 12	NO 8	SO 10	S 7	O 5	NE 11	SO 17	O 14	NE 13	O 18	SO 14
20	O 13	NE 9	NE 5	SO 24	SO 5	O 5	N 12	SE 7	N 5	NE 12	SO 24	SO 18
21	SO 14	SE 8	SO 15	SO 19	O 5	N 7	NO 13	E 5	O 6	SO 13	SO 11	SO 17
22	O 18	SO 20	N 13	S 15	NO 5	NE 10	O 31	NE 10	O 11	O 12	N 11	SO 17
23	SO 22	SO 17	O 21	O 7	SO 10	N 12	O 16	N 9	O 18	SO 14	SE 7	SO 17
24	SO 20	O 18	NO 12	O 9	SO 10	NE 6	O 7	NE 7	O 11	O 12	VR 6	SO 16
25	SO 18	SO 20	O 16	O 17	N 12	O 5	SO 8	E 12	O 21	SE 8	SO 8	SO 20
26	O 15	SO 25	NO 9	O 12	N 10	SE 6	S 5	NE 6	O 9	NE 10	SO 14	SO 16
27	O 14	SO 18	NO 15	O 16	O 17	SE 8	N 9	N 8	SO 14	S 11	SE 10	SO 13
28	O 16	O 8	SO 16	O 14	N 8	O 7	E 7	SE 9	O 10	S 7	SO 12	E 6
29	SO 12		O 14	O 14	SO 16	SO 8	NE 5	SO 9	SO 6	O 12	SO 9	SE 5
30	SO 13		NO 10	VR 7	NO 7	SO 11	SO 5	SO 14	SE 6	NO 7	SO 16	N 9
31	SO 17		SO 16		NE 10		NE 6	SO 9		O 15		SE 12

Nota: ddd = Dirección del viento
ff = Velocidad del viento en nudos
1 nudo = 1.852 Km/hr
N = Dirección del viento Norte
NE = Dirección del viento Noreste
E = Dirección del viento Este
SE = Dirección del viento Sureste
S = Dirección del viento Sur

SO = Dirección del viento Suroeste
O = Dirección del viento Oeste
NO = Dirección del viento Noroeste

JORGE CARRASCO CERDA
DR. EN METEOROLOGIA
JEFE DEPTO. CLIMATOLOGIA

Anexo 2

Potencia Instalada de 10 MW

AÑOS	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Ingreso por Energía (US\$)		2.321.832	2.321.832	2.321.832	2.321.832	2.321.832	2.321.832	2.321.832	2.321.832	2.321.832	2.321.832	2.321.832
Ingreso por Potencia Instalada (US\$)		456.264	456.264	456.264	456.264	456.264	456.264	456.264	456.264	456.264	456.264	456.264
Ingreso MDL		179.275	179.275	179.275	179.275	179.275	179.275	179.275	179.275	179.275	179.275	179.275
GRESO TOTAL		2.778.096	2.957.371	2.957.371	2.957.371	2.957.371	2.957.371	2.957.371	2.957.371	2.957.371	2.957.371	2.957.371
Operacionales y de Mantenimiento		-680.177	-680.177	-680.177	-680.177	-680.177	-680.177	-680.177	-680.177	-680.177	-680.177	-680.177
Costo CER		-75.000										
Depreciación Equipamiento		-733.278	-733.278	-733.278	-733.278	-733.278	-733.278	-733.278	-733.278	-733.278	-733.278	-733.278
Utilidad Bruta		1.289.642	1.543.917	1.543.917	1.543.917	1.543.917	1.543.917	1.543.917	1.543.917	1.543.917	1.543.917	1.543.917
Impuestos (-)		219.239	262.466	262.466	262.466	262.466	262.466	262.466	262.466	262.466	262.466	262.466
Utilidad Neta		1.070.403	1.281.451	1.281.451	1.281.451	1.281.451	1.281.451	1.281.451	1.281.451	1.281.451	1.281.451	1.281.451
Depreciación Equipamiento		733.278	733.278	733.278	733.278	733.278	733.278	733.278	733.278	733.278	733.278	733.278
Inversión Inicial		-15.000.000										
Valor Residual												
Flujo de Caja		-15.000.000	1.803.680	2.014.728	2.014.728	2.014.728	2.014.728	2.014.728	2.014.728	2.014.728	2.014.728	2.014.728

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
	2.321.832	2.321.832	2.321.832	2.321.832	2.321.832	2.321.832	2.321.832	2.321.832	2.321.832	2.321.832
	456.264	456.264	456.264	456.264	456.264	456.264	456.264	456.264	456.264	456.264
	179.275	179.275	179.275	179.275	179.275	179.275	179.275	179.275	179.275	179.275
	2.957.371	2.957.371	2.957.371	2.957.371	2.957.371	2.957.371	2.957.371	2.957.371	2.957.371	2.957.371
	-680.177	-680.177	-680.177	-680.177	-680.177	-680.177	-680.177	-680.177	-680.177	-680.177
	-733.278	-733.278	-733.278	-733.278	-733.278	-733.278	-733.278	-733.278	-733.278	-733.278
	1.543.917	1.543.917	1.543.917	1.543.917	1.543.917	1.543.917	1.543.917	1.543.917	1.543.917	1.543.917
	262.466	262.466	262.466	262.466	262.466	262.466	262.466	262.466	262.466	262.466
	1.281.451	1.281.451	1.281.451	1.281.451	1.281.451	1.281.451	1.281.451	1.281.451	1.281.451	1.281.451
	733.278	733.278	733.278	733.278	733.278	733.278	733.278	733.278	733.278	733.278
										2.250.000
	2.014.728	2.014.728	2.014.728	2.014.728	2.014.728	2.014.728	2.014.728	2.014.728	2.014.728	4.264.728

VAN	\$ 2.536.951,68
TIR	12,25%