



**UNIVERSIDAD DE CHILE**

**FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS**

**DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

# **METODOLOGÍA PARA PROYECTOS DE CENTRALES EOLO-ELÉCTRICAS CON GENERADOR DOBLEMENTE ALIMENTADO**

**MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO  
DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA**

**ALEXANDER WULF VILINA**

**PROFESOR GUÍA:  
JORGE ROMO LÓPEZ**

**MIEMBROS DE LA COMISIÓN:  
ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA  
LUIS VARGAS DÍAZ**

**SANTIAGO DE CHILE  
JUNIO 2012**

RESUMEN DE LA MEMORIA  
PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA  
POR: ALEXANDER WULF V.  
PROF. GUÍA: SR. JORGE ROMO L.  
FECHA: 25 DE JUNIO DE 2012

## **METODOLOGÍA PARA PROYECTOS DE CENTRALES EOLO-ELÉCTRICAS CON GENERADOR DOBLEMENTE ALIMENTADO**

El objetivo de este trabajo de título es desarrollar una metodología para diseñar una central eólica con generador doblemente alimentado. Con este propósito, se describen las herramientas de análisis necesarias para estimar la velocidad del viento, la potencia generada por un aerogenerador y la energía generada por el conjunto de aerogeneradores que constituyen la central.

Para ello se realiza una investigación de los métodos utilizados en la industria de los aerogeneradores, así como del comportamiento de las máquinas. También se hace una revisión de los modelos de generadores actuales, bases de datos públicas de la energía eólica y programas computacionales de apoyo, entre otros.

Todo lo anterior se utiliza para el desarrollo de una metodología capaz de estimar la energía generada en un sitio, dado un determinado aerogenerador, permitiendo discriminar entre lugares con distinto régimen de viento y diferentes aerogeneradores. La metodología consta de dos partes: la primera, corresponde a una versión simplificada que sirve durante los primeros pasos del proyecto, cuando aún no se tiene información certera (que se consigue con meses de mediciones), pero permite hacer una buena estimación de la energía generada antes de comprometerse o no con el proyecto. La segunda parte incluye métodos adicionales necesarios para estimar de mejor forma el recurso eólico, requiriendo más información y tiempo de estudio; no obstante, entrega un resultado mucho más cercano a la realidad.

Posteriormente, se aplica la metodología para un proyecto ficticio, llevándose a cabo casi la totalidad de los pasos necesarios, sólo faltando algunos que requieren mediciones. Se logra evaluar dos sitios potenciales con una variedad de aerogeneradores y posiciones dentro de la central, lográndose finalmente tener una estimación de la energía y el VAN del proyecto en cada localización.

Con esto, se concluye que la metodología desarrollada es adecuada para seleccionar máquinas y lugares, y estimar la energía que proveerá una central con generadores doblemente alimentados.

## **Agradecimientos**

Al profesor Jorge Romo por su tiempo, compromiso y consejos que ayudaron a guiar este trabajo.

A mis amigos del colegio y la universidad, con quienes he compartido gratos momentos que ayudaron a amenizar el día a día de estos años de estudios.

A mi familia, especialmente a mi madre, por estar siempre presente con su apoyo y amor incondicional.

A mi polola Jessica Rivas, que me ha acompañado durante estos siete años de universidad. Te quiero mucho mi amor.

# Índice

1	Introducción .....	1
1.1	Motivación.....	1
1.2	Objetivos .....	1
1.3	Alcances .....	2
1.4	Estructura de la memoria .....	2
2	Antecedentes de la energía y centrales eólicas.....	3
2.1	Introducción a las ERNC y la energía eólica.....	3
2.1.1	Energías Renovables No Convencionales.....	3
2.1.2	Energía Eólica.....	4
2.2	Aerogeneradores existentes .....	4
2.2.1	Aerogeneradores de eje vertical .....	5
2.2.2	Aerogeneradores de eje horizontal.....	6
2.2.3	Aerogeneradores onshore y offshore .....	7
2.2.4	Características y estructura de los aerogeneradores.....	8
2.2.5	Aerogeneradores de velocidad fija.....	9
2.2.6	Aerogeneradores de velocidad variable .....	10
2.3	Régimen de viento, parámetros característicos.....	11
2.3.1	Tipos de vientos .....	12
2.3.2	Velocidad del viento y medición .....	14
2.3.3	Energía extraíble del viento .....	16
2.3.4	Distribución de Weibull.....	16
2.3.5	Turbulencia.....	19
2.4	Modelación de hélice y sistema de transmisión.....	20
2.4.1	Tamaño y forma de las palas .....	21
2.4.2	Concepto de disco actuador .....	21
2.4.3	Límite de Betz.....	24
2.4.4	Coefficiente de potencia.....	24
2.4.5	Caja de engranajes .....	28
2.5	Control de la hélice.....	28
2.5.1	Control de ángulo de paso (“Pitch Control”).....	28
2.5.2	Control por pérdida aerodinámica pasiva (“Stall Control Passive”).....	29
2.5.3	Control por pérdida aerodinámica activa (“Stall Control Active”).....	30
2.5.4	Control de orientación (“Yaw Control”).....	31
2.6	Generador de inducción doblemente alimentado.....	32
2.6.1	Funcionamiento .....	32
2.6.2	Componentes de un aerogenerador y conexión a la red.....	33
2.6.3	Circuito equivalente.....	34
2.6.4	Flujo de potencia.....	36
2.6.5	Potencia del aerogenerador .....	39
2.6.6	Controlador de frecuencia rotórica .....	40
2.6.7	Control del factor de potencia.....	41
2.7	Seguridad y Calidad de Servicio .....	41
2.7.1	Exigencias a las centrales eolo-eléctricas .....	42
2.7.2	Exigencias en Chile .....	42
2.8	Fomento de las ERNC.....	43
2.9	Aerogeneradores comerciales de alta potencia con generador doblemente alimentado .....	44
2.10	Software especializado.....	45
2.10.1	Modelación del flujo.....	46

2.10.2	Modelación de la central .....	46
2.11	Dimensionamiento de cables.....	46
2.11.1	Capacidad de corriente nominal .....	47
2.11.2	Capacidad de cortocircuito .....	48
2.11.3	Regulación de tensión.....	49
3	Metodología para localizar la central.....	49
3.1	Datos necesarios .....	50
3.1.1	Bases de datos en Chile .....	51
3.1.2	Correcciones necesarias.....	51
3.2	Especificaciones de un aerogenerador.....	53
3.2.1	Clase IEC.....	53
3.2.2	Catálogos .....	54
3.2.3	Caja de engranajes .....	56
3.3	Estimación de Energía.....	57
3.3.1	Distribución del viento.....	57
3.3.2	Coefficiente de potencia.....	59
3.3.3	Potencia del aerogenerador .....	61
3.3.4	Número de aerogeneradores .....	63
3.3.5	Energía capturada .....	65
3.3.6	Pérdidas en las líneas .....	66
3.4	Estimación de Costos .....	69
3.4.1	Costo inicial de una central.....	69
3.4.2	Costos de operación, mantenimiento y restauración .....	70
3.4.3	Precio de un aerogenerador.....	71
3.4.4	Costo de la conexión a la red .....	73
3.5	Ingresos .....	74
3.5.1	Venta de energía .....	75
3.5.2	Potencia Firme .....	75
3.5.3	Multa Ley ERNC.....	75
3.5.4	Bonos de Carbono.....	75
3.6	Comparación de sitios .....	76
4	Metodología para proyectos de centrales eolo-eléctricos con generador doblemente alimentado.....	77
4.1	Datos necesarios .....	77
4.1.1	Mediciones.....	78
4.1.2	Predicción de la velocidad del viento .....	81
4.2	Posicionamiento de los aerogeneradores .....	82
4.2.1	Efecto Estela (“Wake Effect”).....	82
4.2.2	Estimación del viento en todo el sitio .....	85
4.2.3	Distancia a otras estructuras.....	86
4.3	Aerogenerador.....	87
4.3.1	Pérdidas en la caja de engranajes.....	87
4.3.2	Velocidad de reentrada .....	88
4.4	Generador doblemente alimentado.....	91
4.4.1	Pérdidas en el generador .....	91
4.4.2	Pérdidas en el controlador.....	92
4.4.3	Control de potencia activa y respuesta ante fallas .....	93
4.5	Estimación de la Energía Generada.....	94
4.5.1	Resumen de las pérdidas.....	94
4.5.2	Cálculo de la energía.....	94
4.6	Impacto medio ambiental y emisiones .....	95

4.6.1	Impacto sobre la flora y fauna .....	96
4.6.2	Impacto visual.....	96
4.6.3	Ruido .....	96
4.6.4	Efecto parpadeo .....	98
4.6.5	Campos electromagnéticos .....	98
4.7	Evaluación Económica .....	99
4.7.1	Formas de venta de la energía.....	99
4.7.2	VAN.....	99
5	Aplicación.....	100
5.1	Lugares seleccionados .....	101
5.1.1	Sitio 1.....	102
5.1.2	Sitio 2.....	103
5.2	Datos del viento.....	104
5.3	Mapa del sitio .....	104
5.4	Estimación del viento durante la vida del proyecto .....	105
5.5	Distribución del viento .....	105
5.6	Estimación del viento en todo el sitio .....	107
5.7	Aerogeneradores seleccionados.....	109
5.8	Curvas de potencia .....	109
5.9	Posicionamiento de los aerogeneradores y cálculo de energía generada por los aerogeneradores .....	111
5.9.1	Sitio 1.....	111
5.9.2	Sitio 2.....	114
5.10	Pérdidas en el sistema de transmisión .....	117
5.11	Consideraciones adicionales para el cálculo de energía .....	119
5.12	Costos e inversión .....	120
5.12.1	Inversión inicial en la central.....	120
5.12.2	Costos de la conexión .....	121
5.12.3	Costos operacionales y de restauración .....	121
5.13	Ingresos .....	122
5.14	Energía generada por la central .....	122
5.15	Estimación del VAN del proyecto .....	123
5.15.1	Sitio 1 .....	123
5.15.2	Sitio 2 .....	125
5.15.3	Comparación de sitios .....	127
6	Conclusiones y trabajo futuro .....	129
7	Bibliografía .....	131
8	Anexo A - Datos del sitio.....	137
9	Anexo B - Turbinas.....	141

## Índice de Figuras

Figura 2.1: Turbina Savonius.....	5
Figura 2.2: Turbina Darrieus a la izquierda y giromill a la derecha.....	6
Figura 2.3: Turbina tipo hélice.....	6
Figura 2.4: Hélice con rotor a barlovento ( <i>upwind</i> ).....	7
Figura 2.5: Hélice con rotor a sotavento ( <i>downwind</i> ).....	7
Figura 2.6: Vientos en la superficie de la Tierra.....	11
Figura 2.7: Brisa marina.....	12
Figura 2.8: Brisa en valles.....	13
Figura 2.9: Vientos catabáticos y anabáticos.....	13
Figura 2.10: Viento de Fhoen.....	14
Figura 2.11: Rosa de los vientos.....	14
Figura 2.12: Anemómetro de rotación.....	15
Figura 2.13: Distribución de Weibull al cambiar el parámetro de forma.....	17
Figura 2.14: Elementos de una turbina eólica.....	20
Figura 2.15: Disco Actuador.....	22
Figura 2.16: Curva $C_p$ vs $\lambda$ .....	25
Figura 2.17: Curva $C_p$ vs $\lambda$ parametrizada con $\beta$ .....	26
Figura 2.18: Curva $C_p$ vs $\lambda$ con otros factores, parametrizada con $\beta$ .....	27
Figura 2.19: Engranaje planetario.....	28
Figura 2.20: Control de ángulo de paso.....	29
Figura 2.21: Turbina de dos palas con control por pérdida aerodinámica pasiva.....	30
Figura 2.22: Control de ángulo de paso vs Control por pérdida aerodinámica activa.....	31
Figura 2.23: Control de orientación.....	32
Figura 2.24: Generador doblemente alimentado con convertor “back-to-back”.....	34
Figura 2.25: Circuito equivalente del generador doblemente alimentado.....	35
Figura 2.26: Flujo de potencia del generador doblemente alimentado operando a velocidad subsíncrona.....	37
Figura 2.27: Flujo de potencia del generador doblemente alimentado operando a velocidad supersíncrona.....	38
Figura 2.28: Curva Potencia vs Velocidad del viento de aerogenerador con DFIG.....	40
Figura 2.29: Convertor “back-to-back”.....	41
Figura 2.30: Requerimiento FRT para centrales eólicas en Chile.....	43
Figura 3.1: Metodología para localizar la central.....	50
Figura 3.2: Intensidad de turbulencia definida por la norma IEC 61400-1.....	54
Figura 3.3: distribución de Rayleigh para distintas velocidades de viento promedio en (m/s).....	58
Figura 3.4: distribución de velocidad del viento, obtenida del Explorador de energía eólica y solar.....	59
Figura 3.5: curva $C_p$ vs $\lambda$ descrita por la ecuación (3.11).....	61
Figura 3.6: Zona de optimización y de control de potencia en una curva de potencia vs velocidad del viento.....	62
Figura 3.7: Velocidad del viento según secciones de 30°.....	64
Figura 3.8: Energía, Potencia y $f(v)$ vs velocidad del viento.....	66
Figura 3.9: Pago peaje por subtransmisión.....	74
Figura 4.1: Metodología para proyectos de centrales eolo-eléctricas con generador doblemente alimentado.....	78
Figura 4.2: Rosa de los vientos, datos tomados en un sitio en Bosnia.....	79
Figura 4.3: Datos de un sitio en WAsP.....	80
Figura 4.4: Distancias entre aerogeneradores en una central eólica.....	83
Figura 4.5: Mapa de energía de un sitio obtenido usando WAsP.....	86
Figura 4.6: Pérdidas de la caja de engranajes vs velocidad del viento.....	88
Figura 4.7: Energía anual obtenida con dos velocidades de salida distinta para un sitio de baja velocidad.....	89
Figura 4.8: Energía anual obtenida con dos velocidades de salida distinta para un sitio de alta velocidad.....	90
Figura 4.9: Pérdidas en el generador vs velocidad del viento.....	91
Figura 4.10: Pérdidas en el convertor vs velocidad del viento.....	93
Figura 5.1: Metodología para proyectos de centrales eolo-eléctricas con generador doblemente alimentado.....	101
Figura 5.2: Unilineal simplificado del SING alrededor del nudo Pozo Almonte.....	102
Figura 5.3: Ubicación geográfica del sitio 1 (imagen: Google Maps).....	103
Figura 5.4: Ubicación geográfica del sitio 2 (imagen: Google Maps).....	103
Figura 5.5: Mapas vectoriales con información de elevación. A la izquierda el sitio 1 y a la derecha el sitio 2.....	105
Figura 5.6: Rosa de los vientos construida con los datos del sitio 1.....	106

Figura 5.7: Rosa de los vientos construida con los datos del sitio 2.....	107
Figura 5.8: Velocidad promedio del viento en todo el sitio 1.....	108
Figura 5.9: Velocidad promedio del viento en todo el sitio 2.....	108
Figura 5.10: Curva $C_p$ vs $\lambda$ descrita por la ecuación (5.1).....	110
Figura 5.11: Posicionamiento de las turbinas en el sitio 1.....	112
Figura 5.12: Posicionamiento de las turbinas en el sitio 2. Arriba para cuatro turbinas, abajo para cinco.....	115
Figura 5.13: Rosa de los vientos con pérdidas por efecto estela para T4 (izquierda) y T5 (derecha).....	117

## Índice de Tablas

Tabla 2.1: Clasificación de turbinas según la norma IEC 61400-1.....	8
Tabla 2.2: Valores de la exponente de Hellmann. ....	15
Tabla 2.3: Valores de <b>Ps</b> y <b>Pr</b> para distintos valores de deslizamiento.....	38
Tabla 2.4: Datos de aerogeneradores con generador de inducción doblemente alimentado.....	45
Tabla 3.1: Valores típicos de <b>z0</b> .....	52
Tabla 3.2: Valores de la exponente de Hellmann. ....	52
Tabla 3.3: Valores de referencia de las clases IEC.....	53
Tabla 3.4: Propiedades del cobre y aluminio.....	68
Tabla 3.5: Valores de capacidad de corriente de cables RETANAX MT de 13,2 kV.....	68
Tabla 3.6: Desglose de costos de una central eolo-eléctrica de 5 MW en 2006.....	69
Tabla 3.7: Desglose de costos de una central en Europa en 2001 y 2002.....	69
Tabla 3.8: Costos de dos centrales en USD.....	70
Tabla 3.9: Costos de operación y mantenimiento anuales de dos centrales.....	70
Tabla 3.10: Costo relativo de los componentes de una turbina.....	71
Tabla 3.11: Costo relativo y función de costo para los componentes de una turbina.....	72
Tabla 3.12: Flujo de caja simplificado de una central.....	76
Tabla 4.1: Valores de la distribución de Weibull según la dirección del viento.....	83
Tabla 4.2: Horas de flujo libre y efecto estela sobre aerogeneradores en dos centrales.....	84
Tabla 4.3: Valores de los parámetros de un controlador de frecuencia con IGBT.....	92
Tabla 4.4: Resumen de pérdidas en la caja de engranajes, generador y controlador para un generador de 2 MW.....	94
Tabla 4.5: Emisión de ruido de equipo de construcción.....	97
Tabla 4.6: Valores máximos recomendados de exposición al campo magnético.....	98
Tabla 5.1: Velocidad promedio y densidad del aire del sitio.....	104
Tabla 5.2: Distribución de Weibull del sitio 1 para las 12 direcciones de 30°.....	106
Tabla 5.3: Distribución de Weibull del sitio 2 para las 12 direcciones de 30°.....	106
Tabla 5.4: Información de los aerogeneradores evaluados.....	109
Tabla 5.5: Curvas de potencia vs velocidad para ambos sitios, en ( <b>kW</b> ).....	110
Tabla 5.6: Estimación de la energía y pérdidas en el sitio 1.....	113
Tabla 5.7: Estimación de la energía y pérdidas en el sitio 2.....	116
Tabla 5.8: Parámetros calculados para distintas tensiones.....	117
Tabla 5.9: Resultados para la línea de transmisión del sitio 1.....	118
Tabla 5.10: Resultados para la línea de transmisión del sitio 2.....	118
Tabla 5.11: Pérdidas de transmisión en ( <b>kW</b> ) para ambos sitios según la sección del conductor.....	118
Tabla 5.12: Pérdidas de transmisión en ( <b>MWh</b> ) para ambos sitios según la sección del conductor.....	119
Tabla 5.13: Peso y carga de rotura de los cables.....	119
Tabla 5.14: Costo de la central sin considerar conexión a la red, en millones de USD.....	121
Tabla 5.15: Precios de transformadores de potencia y otros equipos.....	121
Tabla 5.16: Precio del alambre desnudo de cobre y aluminio por kg.....	121
Tabla 5.17: Precio del nudo Pozo Almonte y costo de las multas por la Ley de ERNC.....	122
Tabla 5.18: Energía generada por los aerogeneradores seleccionados en el sitio 1 y 2, en MWh.....	122
Tabla 5.19: Depreciación.....	123
Tabla 5.20: Análisis económico sitio 1. Precio de venta tal que el VAN sea cero.....	124
Tabla 5.21: Análisis económico sitio 1. VAN con Precio de venta 128 USD/MWh.....	124
Tabla 5.22: Análisis económico sitio 1. VAN para distintas tasas de descuento.....	125
Tabla 5.23: Análisis económico sitio 1. VAN con Precio de venta 96 USD/MWh.....	125
Tabla 5.24: Análisis económico sitio 2. Precio de venta tal que el VAN sea cero.....	125
Tabla 5.25: Análisis económico sitio 2. VAN con Precio de venta 128 USD/MWh.....	126
Tabla 5.26: Análisis económico sitio 2. VAN para distintas tasas de descuento.....	126
Tabla 5.27: Análisis económico sitio 2. VAN con Precio de venta 96 USD/MWh.....	126
Tabla 5.28: Comparación VAN de los dos sitios.....	127

# **1 Introducción**

En este capítulo se presenta el trabajo realizado, explicando sus motivaciones, objetivos y alcances, así como la metodología utilizada y la estructura de la memoria.

## **1.1 Motivación**

La energía eléctrica es esencial en el quehacer diario, pero para poder generarla se necesita afectar el medio ambiente. Tradicionalmente, la mayor parte de la energía se obtiene de dos fuentes: las plantas de generación térmica, que usan carbón y derivados del petróleo para hacer combustión; y las plantas hidráulicas de embalse, que aún siendo una energía renovable, producen un impacto no menor en el medio ambiente, porque deben inundar grandes terrenos.

Hoy en día se están utilizando cada vez más las Energías Renovables No Convencionales o ERNC (no convencionales porque las hidráulicas de embalse no están dentro de esta clasificación), las cuales tienen impactos de distinta índole que las plantas convencionales y, en gran parte de los casos, es considerado menor. Las ERNC más conocidas y exploradas, son las energías solar, eólica, de pequeñas centrales hidráulicas de pasada, mareomotriz y geotérmica. Chile, en particular, tiene un gran potencial para varias de éstas, incluida la energía eólica.

La energía eólica es aprovechada con grandes hélices que usan la velocidad del viento para hacer girar el rotor de un generador. Existen varios tipos de máquinas con distintas propiedades que se pueden usar para generar, como las máquinas de inducción, máquinas sincrónicas, máquinas de flujo axial y las máquinas doblemente alimentadas, siendo estas últimas una de las menos estudiadas del grupo, pero cada día se están usando más, especialmente en el mercado de aerogeneradores de media y alta potencia, donde un gran número de empresas se dedica a fabricarlos. Es por esto que resulta importante una metodología para plantas eolo-eléctricas con motores de inducción doblemente alimentados, que provea técnicas de selección de equipos, herramientas para evaluar la energía generada y una explicación del sistema de control y sus repercusiones.

## **1.2 Objetivos**

El objetivo general de este trabajo es proveer una metodología para diseñar y evaluar centrales eólicas con un generador doblemente alimentado. Para esto, se consideran los siguientes objetivos específicos:

- Presentar las técnicas de evaluación y estimación del recurso eólico de un sitio.
- Analizar las técnicas de estimación de parámetros y curvas que describen el desempeño del generador doblemente alimentado, así como el efecto del control de velocidad sobre la potencia generada por éste.
- Recopilar información sobre programas computacionales y bases de datos que sean útiles para la evaluación de proyectos eólicos.

- Entregar técnicas e información que permitan evaluar económicamente el proyecto, considerando no sólo los generadores a comprar, sino también los costos de operación, construcción y pérdidas en la línea de conexión al sistema de transmisión.
- Aplicar la metodología en un proyecto ficticio, considerando dos sitios potenciales en el SING y evaluando varias posibles soluciones.

### **1.3 Alcances**

El tema de las centrales eólicas abarca un espectro muy grande de temas de ingeniería civil y eléctrica, los cuales no pueden ser todos explorados en su plenitud en este trabajo. Los alcances de este documento son:

- Se revisan los métodos para obtener datos y para describir el comportamiento del viento a partir de éstos; no se incluyen métodos avanzados de predicción meteorológica.
- El análisis mecánico de las hélices se limita a lo necesario para hacer la selección del aerogenerador y obtener las fórmulas y parámetros necesarios para hacer una evaluación de la energía eléctrica generada por éstas.
- El generador de inducción doblemente alimentado y su control, son abordados de forma tal que el conocimiento presentado permita evaluar su comportamiento general desde un punto de vista de energía total generada. El diseño del generador no es parte de este trabajo.
- Los aerogeneradores estudiados tienen un generador de inducción doblemente alimentado, por lo que varios aspectos usuales de las centrales eólicas no son abordados, tales como mecanismos de reserva de energía o variadas configuraciones de conexión a la red, concentrándose el trabajo en las particularidades del generador doblemente alimentado.

### **1.4 Estructura de la memoria**

La memoria se divide en siete capítulos, incluido el capítulo de Introducción. En el capítulo 2, se revisan los antecedentes necesarios de la energía y de otros proyectos eólicos similares, que permitan el desarrollo de una central con las características anteriormente mencionadas. Por otra parte, se estudian en detalle aquellos aspectos que sean relevantes para el diseño, como es el viento; los aerogeneradores existentes y su tecnología; el generador doblemente alimentado y los modelos de turbinas eólicas actuales; entre otros factores. El capítulo 3 corresponde al desarrollo de una metodología que en base a muy poca información, permite hacer una estimación del comportamiento de la central. El capítulo 4 tiene la metodología a seguir cuando ya se está en una fase más avanzada del proyecto y se puede contar con mejor información, tanto del sitio como de los fabricantes de aerogeneradores. El capítulo 5 muestra un ejemplo de la aplicación de la metodología para dos sitios distintos, desde la obtención de datos, hasta la evaluación económica y selección de la central. En el capítulo 6 se exponen las conclusiones, así como los posibles trabajos a futuro que se podrían explorar a partir de esta memoria. El capítulo 7 contiene la bibliografía utilizada para la redacción de este documento.

## **2 Antecedentes de la energía y centrales eólicas**

En este capítulo se exploran los distintos aspectos de una central eolo-eléctrica, desde la energía eólica y hélices, hasta los generadores y su control.

### **2.1 Introducción a las ERNC y la energía eólica**

A continuación se explica el concepto de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), focalizando la atención en la energía eólica.

#### **2.1.1 Energías Renovables No Convencionales**

Existe un gran número de fuentes de energía, entre las cuales están las llamadas renovables (hidráulica, biomasa, solar, eólica, etc.) y las no renovables (derivados del petróleo, carbón). Hoy en día se hace una distinción al interior de las energías renovables, denominando Energías Renovables No Convencionales (ERNC) aquellas que provienen de las siguientes fuentes, de acuerdo a la ley chilena 20.257:

- Hidráulica no mayor a 20 MW (las centrales entre 20 y 40 MW pueden convalidar cierto porcentaje como si fuesen ERNC).
- Solar.
- Eólica.
- Geotérmica.
- Biomasa.
- Proveniente del mar: mareas, corrientes, olas o gradiente térmico.

De acuerdo a esta clasificación, las plantas generadoras hidráulicas de gran tamaño, como las centrales de embalse, no son ERNC aun cuando generan a partir de energías renovables.

Comúnmente, las ERNC tienen un impacto menor en el medio ambiente que las otras formas de generación. La mayor parte de las ERNC aún está en vías de desarrollo, por tanto, realizar proyectos de esta naturaleza es, en general, más arriesgado o tiene un menor retorno que los medios de generación convencionales.

En los últimos años, la conciencia ecológica y medio ambiental de las personas ha aumentado, impulsando a gobiernos de distintos países a subsidiar de una u otra forma el desarrollo de estas energías consideradas más “limpias”. Chile también ha introducido un conjunto de leyes que apuntan a aumentar su uso, en particular, la ley chilena exige que todas las empresas generadoras acrediten que un cierto porcentaje de su generación provenga de ERNC, ya sea de sus propias generadoras, o bien, comprada a otras empresas y, en caso de no cumplir con el porcentaje exigido, se le aplicarán multas a dichas empresas generadoras. La proporción de generación mediante ERNC que las empresas deben acreditar aumenta anualmente, llegando por el momento a 10% en el año 2024. Se encuentra en tramitación una ley conocida como ley 20/20, la que aumenta este porcentaje a 20% para 2020.

Chile tiene un gran potencial para todas las ERNC, contando con grandes recursos hídricos en el sur y solares en el norte, además, de energía geotérmica en Los Andes y mareomotriz en sus costas.

### **2.1.2 Energía Eólica**

La energía eólica es aquella que proviene de los vientos, por lo que se le clasifica como una fuente de energía indirecta del sol. La energía cinética del viento tiene su origen en las distintas temperaturas, densidades y presiones encontradas en el aire debido al efecto del sol sobre éste.

La energía cinética puede ser transformada en energía mecánica, lo cual se ha hecho durante años. Se comenzó a usar con fines de generación de energía eléctrica a fines del siglo XIX y en 1927 se creó la primera turbina de pala. Luego de la primera guerra mundial, los países comenzaron a invertir más en la energía eólica, llegando a construirse máquinas de centenas de kW, pero durante los años sesenta, se perdió interés debido a lo poco competitivas que resultaban ser frente a las plantas de generación térmica. Después de la elevación de los precios del petróleo durante los años 70, se comenzó otra vez a trabajar nuevamente en esta tecnología, siendo hoy la fabricación de hélices una industria competitiva y en desarrollo, la cual continúa aumentando el tamaño de las hélices, para así aprovechar la disminución de los costos con respecto a la generación, beneficiándose de esta manera al producir en economías de escala.

En 1927, Betz demostró que el rendimiento máximo que pueden alcanzar las turbinas, es decir, cuanto de la energía cinética del viento pueden convertir, es a lo más 59%. También se demostró que a mayores velocidades de rotación, aumenta el rendimiento y, además, menos importante es el número de palas. Esto lleva a que hoy en día las turbinas de hélice tengan en general sólo tres palas.

El mayor inconveniente de esta fuente de energía es su aleatoriedad porque depende de las condiciones ambientales y, por tanto, se debe hacer estudios del comportamiento del viento en la zona antes de poder instalar una central. Otra característica de las centrales eólicas es que requieren de un viento relativamente alto para poder funcionar, lo que significa que sólo pueden operar durante unas horas del día.

En Latinoamérica y Asia, la cantidad de energía eólica instalada aumentó casi un 50% en 2010 en comparación a lo existente a fines de 2009. El total de energía eólica instalada en el mundo aumentó un 22,5% durante 2010, siendo a fines de este año 194.390 MW[1][2].

### **2.2 Aerogeneradores existentes**

Un aerogenerador convierte energía eólica en energía eléctrica y consta de varios elementos: torre, rotor, acoplamiento mecánico (multiplicador de velocidad o caja de engranajes) y generador eléctrico. La orientación del eje de la hélice y el control de velocidad también son características importantes.

### 2.2.1 Aerogeneradores de eje vertical

Las turbinas de eje vertical ya no son fabricadas con fines comerciales debido a múltiples desventajas frente a las turbinas de eje horizontal.

Ventajas:

- El generador se puede posicionar más cerca del suelo que con una hélice de eje horizontal.
- No necesitan apuntar hacia el viento.

Desventajas:

- Menor altura de operación, por lo que el viento es menor que en las turbinas con eje horizontal.
- Torque de arranque muy bajo, se necesita usar el generador como motor para arrancar.
- Las hélices se fatigan más debido a su posición.

A continuación se presentan dos tipos de turbinas de eje vertical.

**Savonius:** éstas usan el arrastre o fricción del aire para funcionar y pueden hacerlo a nivel del suelo. Tienen una muy baja eficiencia, pero también un costo menor. En general, son usadas cuando se prefiere un menor costo o fiabilidad como en anemómetros. La Figura 2.1 muestra una turbina Savonius.

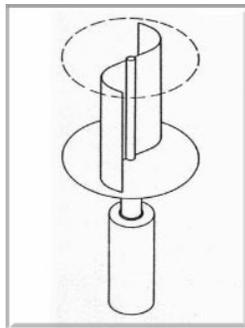


Figura 2.1: Turbina Savonius.

**Darrieus:** éstas usan la sustentación o empuje del aire para funcionar. Tienen la ventaja de no necesitar orientarse, a diferencia de las turbinas de hélice, y no necesitan de una torre, lo que hace que su mantenimiento y costo sean menores. Sus desventajas son que vientos de alta velocidad podrían dañarla, no logra alcanzar la misma eficiencia que las turbinas tipo hélice y no puede partir por sí sola, puesto que debe usar la máquina asociada como motor para comenzar a girar. En la Figura 2.2 se tiene una turbina Darrieus y un rotor Darrieus H., que corresponde a una modificación a la turbina Darrieus original, también conocido como “giromill”.

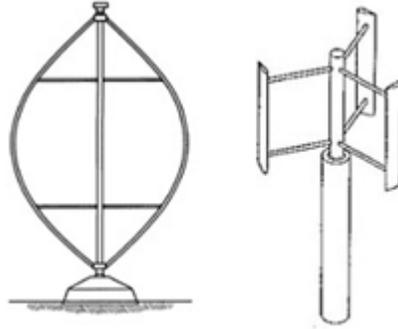


Figura 2.2: Turbina Darrieus a la izquierda y giromill a la derecha.

### 2.2.2 Aerogeneradores de eje horizontal

Existen varios tipos de máquinas eólicas de eje horizontal, pero sólo las tipo hélice se utilizan en la generación eléctrica. Otro uso que se le da a este tipo de máquinas es el de bombeo de agua.

Las hélices (Figura 2.3) pueden ser de gran tamaño y potencia, requieren de gran altura (una torre) y son la tecnología que se ha impuesto en cuanto a generación eléctrica. Estas turbinas requieren que la velocidad y dirección del viento se mantenga relativamente constante y deben orientarse. Su uso y velocidad depende del número de palas, siendo aquellas con un número reducido de aspas, generalmente dos o tres, las más rápidas y las que se usan para la generación eléctrica.

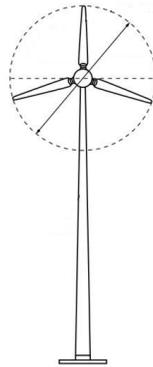


Figura 2.3: Turbina tipo hélice.

Dependiendo de cómo se enfrenta al viento la hélice, ésta se puede clasificar como rotor a barlovento (*upwind*) o rotor a sotavento (*downwind*) [3][4][5][6].

**Máquinas de rotor a barlovento:** tienen la hélice orientada de modo que enfrentan al viento como se ve en la Figura 2.4. Éstas tienen la ventaja de que el flujo del viento pasa por la hélice con menores perturbaciones que si la hélice estuviese atrás. Su desventaja es que necesitan de un mecanismo activo que las mantenga en la dirección del viento (*yaw system*), además, de que las hélices deben ser inflexibles, como también, se debe tener cuidado en la distancia entre las aspas y la torre para que no choquen con ésta debido a la fuerza del viento.



Figura 2.4: Hélice con rotor a barlovento (*upwind*).

**Máquinas de rotor a sotavento:** tienen la hélice detrás de la torre como se aprecia en la Figura 2.5, pasando primero el viento por el mecanismo de orientación. Pueden no necesitar de un mecanismo activo para orientarse y valerse sólo de la orientación pasiva. Además, debido a que no existe un gran riesgo de que las palas choquen con la torre, éstas pueden ser de materiales más flexibles y ligeros. Su desventaja es que el flujo del viento es perturbado antes de llegar a la hélice.

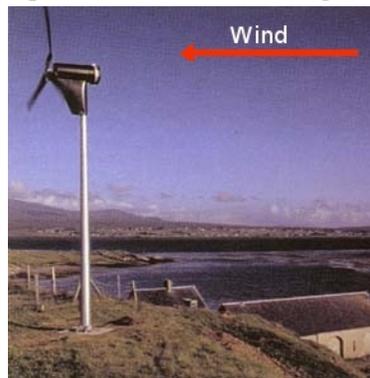


Figura 2.5: Hélice con rotor a sotavento (*downwind*).

Las hélices suelen tener dos o tres palas, siendo las de tres palas las más comunes, teniendo éstas una mayor eficiencia y menor ruido. Las hélices de dos palas tienen la ventaja de ser más baratas, más fáciles de instalar y giran a una mayor velocidad (se necesita una caja de engranajes menor).

### 2.2.3 Aerogeneradores onshore y offshore

Los aerogeneradores se pueden posicionar tanto “*onshore*”, es decir, en tierra firme, como “*offshore*”, fuera de costa.

Los generadores onshore son más económicos (es un ambiente menos dañino y peligroso) y toman menos tiempo en construirse. Los aerogeneradores offshore, en cambio, pueden ser de mayor tamaño, aprovechar los vientos más altos que se pueden encontrar fuera de costa y, en ciertos casos, pueden posicionarse más cerca de los consumos. El problema con este tipo de generadores es que el ambiente es más hostil y se requiere aplicar y usar materiales antioxidantes, además de tener que

construir una base que sostenga a la torre sobre el nivel del mar y sirva como sostén para los operarios cuando deben trabajar en mantención u otro trabajo en la turbina. Por último, la tecnología offshore aún está en desarrollo y sólo se construye en lugares no muy profundos [7][8].

Actualmente, hay un gran crecimiento de los generadores offshore y existen proyecciones que indican que podría ser ésta la forma de generación eólica predilecta en tan sólo unas décadas [1][2]. Europa es el líder mundial en cuanto a generación offshore, esto se debe en parte a que cuenta con un gran recurso eólico sobre aguas no muy profundas. Entre 9 países europeos tienen 3.294 MW de generación onshore y 2.084 MW offshore, con varias turbinas en construcción, las cuales llevarán esta última cifra a 2.844 MW[1][2].

#### 2.2.4 Características y estructura de los aerogeneradores

Existe una gran variedad de turbinas en el mercado, y varias empresas construyen generadores de alta potencia ([9] a la [10]). La clasificación de las turbinas dada por la norma IEC 61400-1, que las clasifica según la velocidad del viento y turbulencias que pueden resistir, es usada por los fabricantes de grandes aerogeneradores para diferenciar sus productos y guiar al consumidor. La Tabla 2.1[11] contiene un resumen de algunos de los parámetros definidos en la norma.

Clase	I		II		III		IV
	A	B	A	B	A	B	B
Intensidad de turbulencia							
Velocidad del viento de referencia (m/s) $U_{ref}$	50		42,5		37,5		30
Velocidad del viento promedio anual (m/s) $U_{ave}$	10		8,5		7,5		6
Velocidad de retorno del viento cada 50 años (m/s) $1,4 U_{ref}$	70		59,5		52,5		42
Velocidad de retorno del viento cada 1 año (m/s) $1,05 U_{ref}$	52,5		44,6		39,4		31,5
Intensidad de turbulencia a 15 m/s	18%	16%	18%	16%	18%	16%	16%
Parámetro de la pendiente $a$	2	3	2	3	2	3	3

Tabla 2.1: Clasificación de turbinas según la norma IEC 61400-1.

Como pueden existir lugares con condiciones distintas a las definidas en la Tabla 2.1, existe una “clase S” en la cual el fabricante entrega estos datos.

Cada empresa tiene sus propios diseños y, aunque se tiene la misma estructura general, cada aerogenerador puede tener distintos componentes. Las características que comúnmente se encuentran en los generadores eólicos actuales, son las siguientes[1][2][12]:

**Tamaño y potencia:** la potencia promedio de las turbinas de alta potencia onshore está entre 1,5 y 3,5 MW, mientras que las offshore han llegado hasta 7 MW con un rotor de 164 metros de diámetro[13]. Una turbina de 1,5 MW tiene una altura máxima de alrededor de 110 metros (incluyendo rotor).

**Rotor y Palas:** la mayoría de los generadores son a barlovento (upwind) y tienen principalmente turbinas con 3 palas. El material y la forma de las palas es uno de los aspectos más investigados

actualmente; son principalmente de plástico con fibra de vidrio o resina epoxy. El control de ángulo de las aspas para controlar la velocidad de giro es un aspecto común en los aerogeneradores actuales.

**Velocidad de giro:** los aerogeneradores de velocidad variable dominan el mercado; de todas formas una gran cantidad de los generadores instalados son de velocidad fija. La velocidad de giro del rotor ronda los 20 a 40 rpm, muy por debajo de la velocidad de la mayoría de los generadores convencionales, por lo que se necesitan cajas de engranajes entre éstos en la mayoría de los casos (existen generadores con un gran número de polos que pueden reducir mucho el tamaño de la caja de engranajes o incluso evitarla).

### 2.2.5 Aerogeneradores de velocidad fija

Los aerogeneradores de velocidad fija son simples de construir y pueden tener métodos de control de potencia generada pasivos. Debido a que no controlan su velocidad, solo pueden maximizar la generación para un número discreto de velocidades del viento, generalmente sólo una.

**Control por pérdida aerodinámica (“*stall control*”):** se diseñan las palas de la hélice de forma que el ángulo de ataque de éstas incremente con la velocidad, pero cuando la velocidad supera la nominal, éstas empiezan a entrar en pérdida, para evitar que se embale la turbina. No existe control sobre el ángulo de las palas. Estos aerogeneradores usan un generador de inducción conectado directamente a la red y un banco de condensadores para compensar potencia reactiva [3][4][14][15].

La simplicidad de su diseño hace que su costo sea mucho menor que otras alternativas, pero a su vez, significa que esta máquina sólo alcanza máxima eficiencia bajo una determinada velocidad del viento y el estrés sobre la hélice es mayor a velocidades altas, aumentando la fatiga del material. También necesitan grandes cajas de engranajes y no pueden ayudar en el control de tensión de la red.

Existe una variante denominada “control activo por pérdida aerodinámica” en la cual sí existe control del ángulo de las palas. En este caso se tiene un cierto control sobre la velocidad de la hélice, lo que se puede usar para reducir el ruido a velocidades pequeñas. Al llegar a la velocidad nominal se giran las palas, tal que se aumente el ángulo de ataque de las palas para contribuir a la pérdida aerodinámica.

**Control del ángulo de ataque de las palas (“*pitch control*”):** éste se logra mediante motores que mueven las palas, tal como se hace en las máquinas con control activo por pérdida aerodinámica, pero en este caso, se mueven las palas en dirección opuesta a la anterior ya que la hélice no está diseñada para aumentar la pérdida aerodinámica cuando aumenta la velocidad. Se necesita un mecanismo de motores más poderoso que mueva las palas. El mecanismo es de acción lenta, más aún al aumentar la potencia[14].

### 2.2.6 Aerogeneradores de velocidad variable

Los aerogeneradores de velocidad variable tienen dificultades de construcción y/o de control adicionales, pero permiten generar la máxima potencia posible (según la velocidad del viento) en todo momento.

**Velocidad variable limitada:** también conocido como “OptiSlip”, en este esquema se usa un generador de inducción de jaula de ardilla al cual, mediante un convertor de electrónica de potencia, se le puede manipular su resistencia, cambiando así el deslizamiento alrededor de un 10%. Sólo se pueden tener velocidades mayores a la síncrona y no se puede reutilizar la energía usada por el rotor [3][4][14].

**Generador de inducción doblemente alimentado (“Doubly Fed Induction Generator”, DFIG):** este es un generador de inducción con rotor bobinado que tiene su estator conectado directamente a la red y su rotor conectado mediante un convertor de frecuencia, de alrededor del 30% de su potencia nominal, a la red. Mediante el control de la corriente que ingresa al rotor se puede controlar la velocidad de la turbina, manteniendo la salida del estator a frecuencia de la red. El tamaño del convertor determina el rango de velocidades que se obtiene, siendo el valor más común  $\pm 30\%$  de la velocidad nominal, el cual se obtiene con un convertor de tamaño cercano al 30% de la potencia nominal.

Sus ventajas son el menor tamaño de la electrónica de potencia necesaria y que se puede controlar la potencia activa y reactiva por separado. La potencia usada por el rotor puede entregarse de vuelta a la red.

Entre sus desventajas esta su mal desempeño ante fallas, el generador presenta altos peaks de corriente y torque, además, de control y modelación complicados en esta condición [3][4][14].

**Generador síncrono de flujo axial con imanes permanentes (“Permanent Magnet Synchronous Generator”, PMSG):** éstos se construyen de manera totalmente distinta a los generadores convencionales, en lugar de usar flujo radial, se usa flujo axial, lo cual permite tener un gran número de polos en un espacio reducido. Un gran número de polos significa que la velocidad eléctrica del generador es menor, lo que la hace más cercana a la velocidad mecánica de la turbina, pudiéndose acoplar el generador y la turbina sin caja de engranajes si el número de polos es lo suficientemente alto. Finalmente, el generador síncrono de flujo axial es conectado a la red mediante un convertor de frecuencia. Las ventajas de este generador son [3][16][17][14]:

- Eliminación de la caja multiplicadora de velocidad.
- Mayor eficiencia.
- Control de la potencia reactiva.
- Como se debe usar un convertor de frecuencia, el generador puede usarse en redes de 50 o 60 Hz.

- El control y modelación de la máquina durante una falla es menos complicado que el del generador doblemente alimentado.

Entre sus desventajas se encuentra la necesidad de un convertor de frecuencia de alta potencia (100% de la potencia nominal) y que las pérdidas en el convertor son más grandes que en el doblemente alimentado, por ser de mayor potencia.

**Generador de inducción de jaula de ardilla (“Squirrel Cage Induction Generator”, SCIG):** esta es una solución sencilla en cuanto a diseño, simplemente se usa un generador de inducción de jaula de ardilla y se coloca un convertor de frecuencia de alta potencia (120% de la potencia nominal) entre el generador y la red. Su desventaja proviene del precio del convertor, el cual es muy elevado [3][4][14].

### 2.3 Régimen de viento, parámetros característicos

El origen del viento proviene de tres factores [3][4]: la radiación solar; la rotación de la tierra; y las perturbaciones atmosféricas.

La radiación solar calienta el aire en ciertas zonas más que en otras, lo que lleva al movimiento de masas de aire. El Ecuador recibe una mayor radiación que los Polos, creándose una corriente de aire entre estas zonas. El viento no es estable en la zona de 30° Sur y Norte, existiendo una separación donde los vientos entre 30° y 60° tienen la dirección contraria. Esto se refleja mejor en la Figura 2.6:

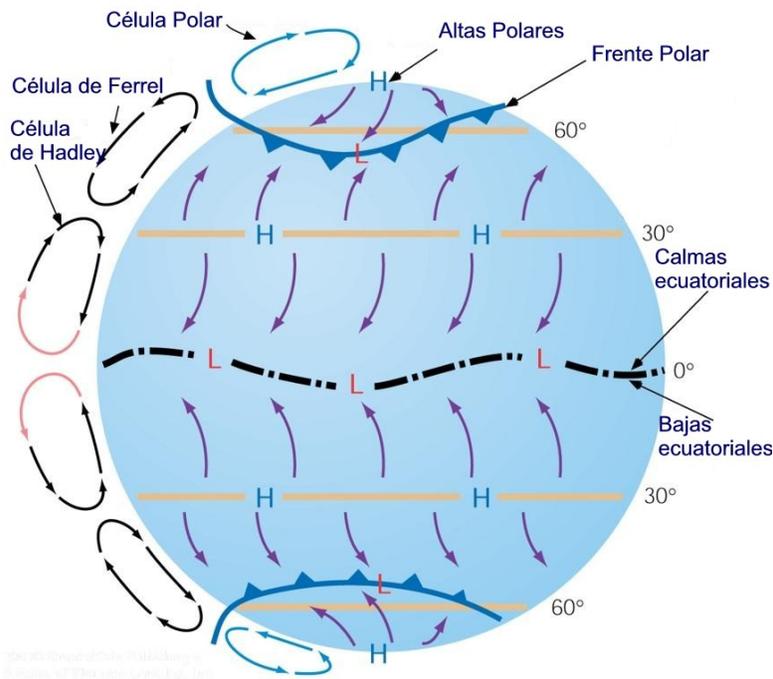


Figura 2.6: Vientos en la superficie de la Tierra.

Los vientos entre 0° y 30° grados son llamados “alisios”, mientras que los que están entre 30° y 60° son denominados “contra-alisios”. Estos vientos no viajan directamente de sur a norte o viceversa por el efecto de la rotación de la tierra, la cual modifica su curso debido a la fuerza de Coriolis. No obstante lo anterior, el viento es afectado localmente por accidentes geográficos, fuentes de agua, diferencias de alturas y el clima.

Por otra parte, existen los denominados “frentes”. Éstos aparecen debido a que en la atmósfera existen secciones de aire a distintas temperaturas y, al encontrarse una masa de aire frío y otra caliente, el aire caliente (menos denso) pasa por sobre el frío, denominándose a la proyección de esta pendiente en el suelo como “frente”.

### 2.3.1 Tipos de vientos

El axioma de Bjerknes indica que “para el caso en que el gradiente de presión y el gradiente de temperatura tiene distinta dirección, se produce una circulación de aire por el camino más corto que exista entre el gradiente de presión y el gradiente de temperatura” y, aunque el viento puede desplazarse tanto de forma vertical como horizontal, el desplazamiento vertical es muy pequeño con respecto al horizontal y puede despreciarse. El viento queda definido por un vector horizontal, con un ángulo referido al Norte geográfico. Por eso, además, de los efectos generales explicados anteriormente, la geografía local afecta el régimen de vientos.

**Viento sinóptico:** es aquel que corresponde a la situación general de la atmósfera sin tener en cuenta los efectos de la geografía del lugar. La orografía, es decir, las diferencias de altura y elevaciones del lugar, pueden afectar el viento sinóptico de gran manera.

**Brisas:** éstas aparecen cerca de masas de agua o montañas. En el caso del mar o lagos, durante el día la tierra se calienta más que el agua y el aire caliente tiende a subir, siendo reemplazado por aire frío de baja altura proveniente del mar. En la noche, el terreno se enfría más rápido, produciéndose el efecto contrario, es decir, el aire frío circula desde la tierra porque el gradiente de presión es hacia el mar. En las montañas y valles ocurre algo similar, durante el día el terreno se calienta y este aire de mayor temperatura tiende a subir. Ambos efectos se pueden apreciar en la Figura 2.7 y la Figura 2.8.

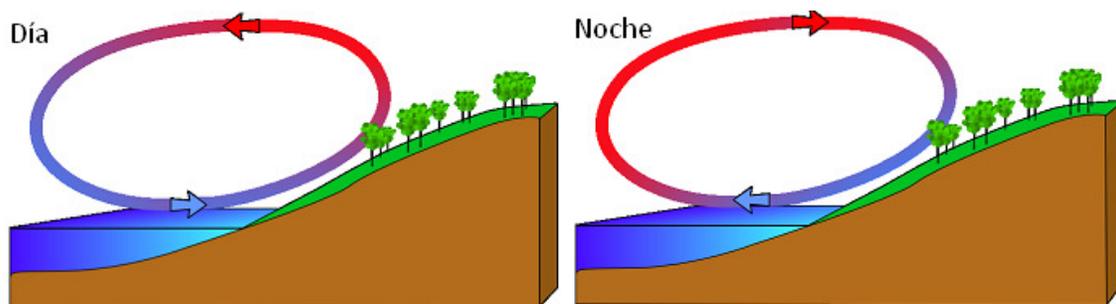


Figura 2.7: Brisa marina.

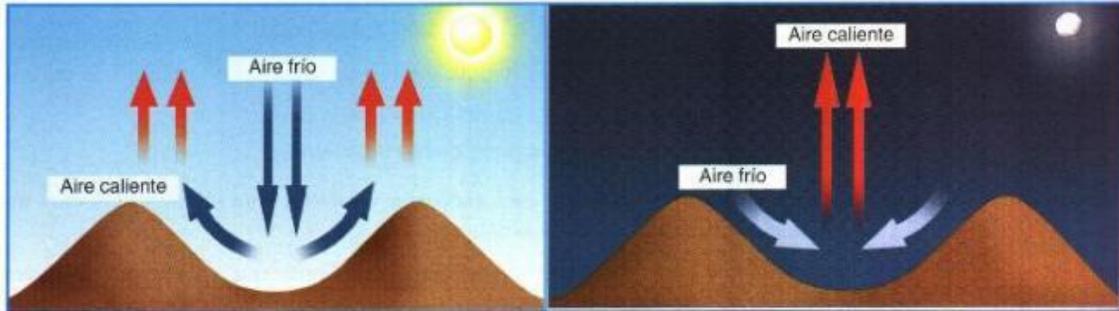


Figura 2.8: Brisa en valles.

**Viento catabático y anabático:** es el viento que viene desde o va hacia las montañas debido a los gradientes de temperatura entre el valle o llanura y la montaña como se muestra en la Figura 2.9. En general el viento catabático es más fuerte.

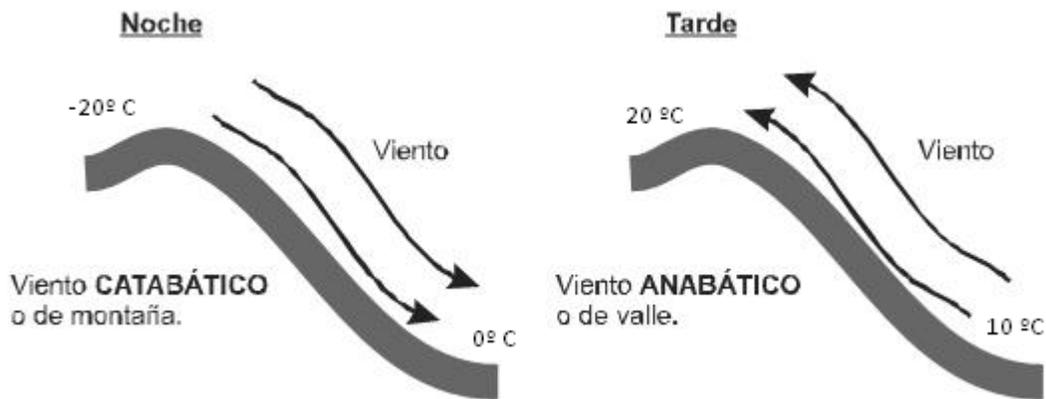


Figura 2.9: Vientos catabáticos y anabáticos.

**Viento de Fhoen (o Fhön):** se produce en las laderas de sotavento, contrarias a donde sopla el viento, como se ve en la Figura 2.10. Es un viento cálido y seco que se forma cuando un sistema de bajas presiones llega a la ladera de barlovento (donde sopla el viento), enfriándose y formando nubes que provocan precipitaciones, disminuyendo la humedad del aire, bajando por la ladera de sotavento un viento seco que se calienta alrededor de 1 °C cada 100 metros. Influye la forma de la montaña, teniéndose mejores vientos en aquellas que tienen caídas suaves.



Figura 2.10: Viento de Fhoen.

### 2.3.2 Velocidad del viento y medición

El viento está definido por su magnitud o velocidad y su dirección. Al hacer mediciones a lo largo del tiempo se obtiene la “rosa de los vientos”, que muestra la distribución de este recurso en el tiempo como se observa en la Figura 2.11. Es de gran utilidad para situar turbinas eólicas, buscándose la menor cantidad de obstáculos en las direcciones con mayor viento.

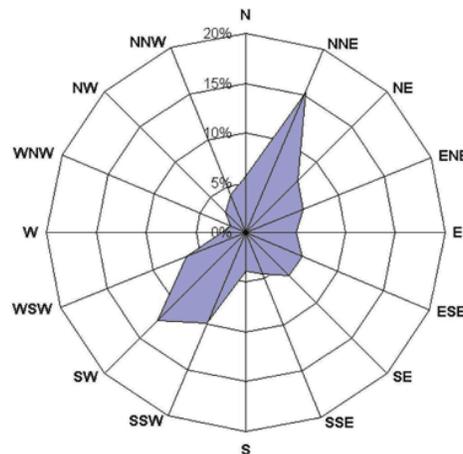


Figura 2.11: Rosa de los vientos.

Los anemómetros son los instrumentos que se usan para medir el viento. Existen anemómetros de rotación, que usan una turbina de eje vertical como el de la Figura 2.12, y los de presión que usan un tubo de Pitot. Para encontrar la dirección se usa una veleta. Según como se mida la velocidad del viento, se puede clasificar de la siguiente forma:

- Viento instantáneo: velocidad en un instante determinado.
- Viento medio aeronáutico: velocidad media durante 2 minutos.
- Viento medio meteorológico: velocidad media durante 10 minutos.



**Figura 2.12: Anemómetro de rotación.**

Se pueden distinguir también las ráfagas de viento, que corresponden a grandes aumentos instantáneos que se deben a tormentas, y los golpes de viento, que es cuando se sobrepasa una velocidad de 62 km/h.

Las mediciones estándar se hacen a 10 metros de altura según estándares internacionales, por lo que para encontrar la velocidad a una altura dada se debe usar la exponencial de Hellmann:

$$v_h = v_{10} \left( \frac{h}{10} \right)^\alpha \quad (2.1)$$

Donde  $v_h$  es la velocidad a altura  $h$  y  $v_{10}$  es la velocidad medida a 10 metros de altura. El parámetro  $\alpha$ , exponente de Hellmann, varía con la rugosidad del terreno y los valores vienen dados por la Tabla 2.2 [3][5]:

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

**Tabla 2.2: Valores de la exponente de Hellmann.**

Cuando se hacen mediciones para un proyecto eolo-eléctrico, se mide a la altura del cubo (“hub”) del aerogenerador (parte que recubre el eje de baja velocidad) para tener datos precisos.

### 2.3.3 Energía extraíble del viento

La energía del viento depende de la densidad del aire  $\rho$  y de su velocidad  $v$ . La energía que puede ser aprovechada por una hélice, depende del área de barrido  $A$  de ésta, la cual considerando un diámetro de hélice  $D$ , es:

$$A = \frac{\pi D^2}{4} \quad (2.2)$$

Por lo tanto, la potencia que se obtiene al hacer un recorrido  $L$  igual a  $v \cdot t$  se puede expresar como:

$$P_{viento} = \frac{E_{cinetica}}{t} = \frac{m \cdot v^2}{2t} = \frac{(v t A \rho) \cdot v^2}{2t} = \frac{\rho A v^3}{2} \quad (2.3)$$

De esta expresión, se desprende que la potencia disponible depende fuertemente de la velocidad del viento, evidenciando la importancia de tener mediciones de ésta en el lugar preciso donde se emplazará el parque eólico. La velocidad del viento varía mucho durante el día, pero de todas formas se puede usar la velocidad promedio anual para obtener una estimación de la potencia disponible anualmente.

Por otra parte, la densidad del aire también varía, pero, en general, esta variación no es más de un 15% durante el año.

### 2.3.4 Distribución de Weibull

Debido a la importancia de la velocidad del viento en el cálculo de la energía extraíble de éste, es necesario conocerla en el lugar en el que se emplazará el aerogenerador. La distribución de Weibull es utilizada para mostrar la variación media de la velocidad del viento en un año debido a que se asemeja mucho a la curva real [3][18]. La función densidad de probabilidad  $f(v)$  y la función de distribución acumulada  $F(v)$  de Weibull, son:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (2.4)$$

$$F(v) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (2.5)$$

Donde  $k$  es el parámetro de forma y  $c$  es el parámetro de escala. El valor de  $k$ , en general, varía entre 1,3 y 4,3, donde los valores más altos significan que la variación en torno a la media de la velocidad del viento durante el año es menor [3][18]. La Figura 2.13 muestra como cambia la forma de la distribución con el parámetro  $k$ .

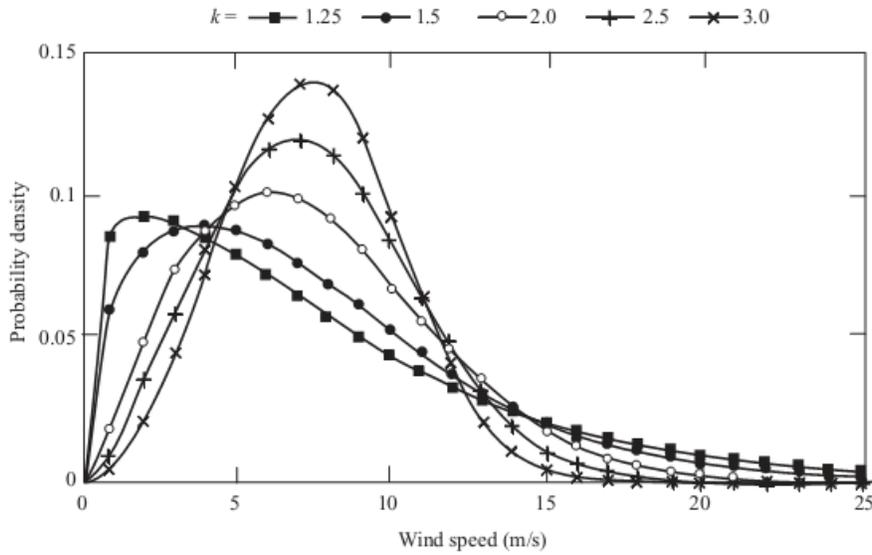


Figura 2.13: Distribución de Weibull al cambiar el parámetro de forma.

La velocidad media del viento está dada por:

$$\bar{v} = \int_0^{\infty} v f(v) dv = \int_0^{\infty} k \frac{v^k}{c^k} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} dv \quad (2.6)$$

Usando el cambio de variable  $t = \frac{v^k}{c^k}$  se tiene:

$$\bar{v} = c \int_0^{\infty} t^{1/k} e^{-t} dt \quad (2.7)$$

$$\bar{v} = c \Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right) \quad (2.8)$$

Donde  $\Gamma$  es la función Gamma. Por tanto, para calcular los parámetros  $k$  y  $c$  sólo es necesario un grupo de datos de velocidad del viento durante el año. Se puede usar la estimación por máxima verosimilitud y el método de los momentos; ambos entregan resultados únicos [19].

**Estimación por máxima verosimilitud:** mediante un desarrollo algebraico de la distribución de Weibull [20], se llega a las siguientes expresiones:

$$\hat{c} = \left(\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n v_i^{\hat{k}}\right)^{\frac{1}{\hat{k}}} \quad (2.9)$$

$$\frac{1}{\hat{k}} + \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \ln v_i - \frac{\sum_{i=1}^n v_i^{\hat{k}} \ln v_i}{\sum_{i=1}^n v_i^{\hat{k}}} = 0 \quad (2.10)$$

La ecuación (2.9) tiene sólo un valor posible para  $\hat{c}$  dado un  $\hat{k}$  único. La ecuación (2.10) se resuelve usando un método iterativo como Newton-Rhapson, obteniéndose el parámetro de forma  $\hat{k}$ . Esta ecuación es indefinida para valores de  $v_i = 0$  (los cuales pueden aparecer debido a algún redondeo de los sensores o porque no había viento), pero se puede sumar un valor  $\varepsilon$  muy pequeño a todos los valores positivos y multiplicar el grupo de datos por un factor  $M$ , con lo que se obtiene el mismo  $\hat{k}$  (es sólo un parámetro que afecta la forma de la curva) y un  $\hat{c}$  que es  $M$  veces mayor al parámetro original. Otra solución posible es sumar un valor  $\varepsilon$  pequeño a todos los datos, cambiando el promedio en  $\varepsilon$ , o sumar este valor  $\varepsilon$  sólo a las velocidades nulas [19].

**Estimación con método de los momentos:** los momentos de la distribución de Weibull tienen la siguiente forma:

$$m_n = E(v^n) = c^n \Gamma\left(1 + \frac{n}{k}\right) \quad (2.11)$$

Usando el primer y segundo momento se pueden obtener las siguientes relaciones:

$$\frac{m_2}{m_1^2} = \frac{\Gamma\left(1 + \frac{2}{k}\right)}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)^2} \quad (2.12)$$

$$\lambda = \frac{m_1}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)} \quad (2.13)$$

Los momentos  $\hat{m}_1$  y  $\hat{m}_2$  pueden ser calculados usando un grupo de datos de velocidades del viento mediante la esperanza de  $v$  y de  $v^2$ , respectivamente. Con la ecuación (2.12) se puede obtener  $\hat{k}$ , ya sea probando con una tabla de valores de la función Gamma o con algún método numérico, y con  $\hat{k}$ , se puede obtener  $\hat{c}$  de la ecuación (2.13). Si existe más de un dato de velocidad del viento, entonces se cumple que  $\hat{m}_2/\hat{m}_1^2 > 1$  y el resultado es único[19].

**Distribución de Rayleigh:** corresponde a la distribución de Weibull, pero con  $k = 2$ . Cuando no se tienen muchos datos de velocidades del viento, pero sí se tienen los datos de velocidad media anual en el lugar, se puede usar la distribución de Rayleigh como una aproximación razonable. Si la velocidad media es menor a 15 km/h, entonces este método no es muy preciso [3].

La distribución tiene la siguiente función densidad de probabilidad  $f(v)$  y función de distribución acumulada  $F(v)$ :

$$f(v) = \frac{\pi v}{2 \hat{v}^2} e^{-\xi} \quad (2.14)$$

$$F(v) = 1 - e^{-\xi} \quad (2.15)$$

$$\xi = \frac{\pi v}{4 \hat{v}^2} \quad (2.16)$$

Donde  $v$  es la velocidad del viento y  $\hat{v}$  es la velocidad media del viento durante el año.

Los aerogeneradores no pueden funcionar a menos que se alcance la velocidad de conexión, por lo que es útil conocer la fracción de tiempo por la cual la velocidad del viento excede la velocidad  $v$ . Algunos textos trabajan con esta fórmula en lugar de la distribución acumulada. Esta viene dada por:

$$F(v) = e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (2.17)$$

Dependiendo de las condiciones climáticas, puede ser que el viento cambie de una estación del año a otra. En estos casos, se pueden usar variantes como una función de Weibull doble, conocida como “*bi-Weibull*”, usada para representar la velocidad del viento ante la diferencia que se presenta en el invierno con respecto a la primavera.

$$F(v) = F_1 e^{-\left(\frac{v}{c_1}\right)^{k_1}} + (1 - F_1) e^{-\left(\frac{v}{c_2}\right)^{k_2}} \quad (2.18)$$

### 2.3.5 Turbulencia

Las fluctuaciones en la velocidad del viento en un espacio de tiempo reducido, son denominadas turbulencias. Se deben al terreno (montañas y rugosidad) y los cambios de temperatura. La intensidad de turbulencia se define como:

$$I = \frac{\sigma}{\bar{v}} \quad (2.19)$$

Donde  $\sigma$  es la desviación estándar de la velocidad del viento con respecto a la velocidad media  $\bar{v}$  en un espacio de tiempo definido, usualmente entre 10 minutos a 1 hora. La turbulencia tiene una forma muy parecida a una Gaussiana.

Al aumentar la altura los efectos del terreno y de los cambios de temperatura debido a la interacción del sol con la tierra, disminuyen, pudiéndose calcular la altura de la capa límite,

(“*Atmospheric Boundary Layer*”) donde el efecto del terreno ya no existe. Cálculos más avanzados y precisos de la turbulencia se pueden encontrar, por ejemplo, en [18].

## 2.4 Modelación de hélice y sistema de transmisión

Una hélice tiene varios componentes como se aprecia en la Figura 2.14. La mayoría de los mecanismos de la turbina, como la caja de engranajes, generador y controlador, se encuentran en la barquilla (“*nacelle*”). El cubo (“*hub*”) está a la misma altura y es el que recubre el eje de baja velocidad, además, es parte del rotor. Su dimensión depende de la potencia que se desea obtener y el viento presente en la zona. Entre éstos destacan el tamaño de la torre y el de la pala.

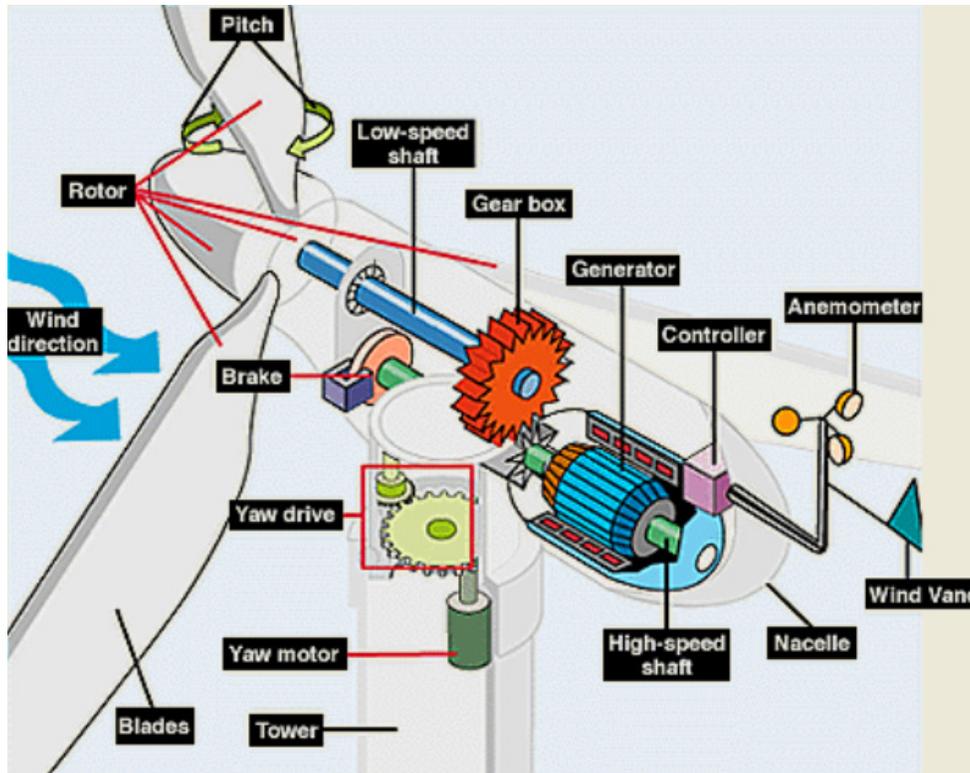


Figura 2.14: Elementos de una turbina eólica.

Como se explicó con anterioridad, para la generación eléctrica se usan turbinas de pocas palas, en general 2 o 3, y de alta velocidad de giro para alcanzar una potencia mayor. Además, el costo por kWh se reduce al aumentar el tamaño de la hélice.

En esta sección se presentará la información relevante de las hélices para proyectos eólicos, como el cálculo de la potencia extraíble, el coeficiente de potencia y la modelación del conjunto palas - buje - caja de transmisión. Otros aspectos sobre el diseño de la hélice escapan del alcance de esta memoria y pueden ser revisados en libros como [18].

### 2.4.1 Tamaño y forma de las palas

Las palas son el componente principal de la hélice y su forma es muy parecida a la del ala de un avión. La forma de la pala depende de la potencia que se desea obtener, preocupándose de no sobrepasar el límite de tensión soportado en las puntas de las hélices debido a la fuerza centrífuga. Si  $D$  es el diámetro de la hélice en metros, en general, se debe cumplir la relación [3]:

$$rpm_{MAX} \cdot D \leq 2000 \quad (2.20)$$

La potencia generada depende del área de barrido de la hélice y, en primera aproximación, la potencia  $P$  en (W), considerando el diámetro de la hélice  $D$  en metros y la velocidad del viento  $v$  en (m/s), es:

$$P = C_p \eta \frac{\rho A v^3}{2} \approx 0,2 \cdot D^2 \cdot v^3 \quad (2.21)$$

Donde  $C_p$  es el coeficiente de potencia de la hélice, un parámetro que depende del diseño de ésta,  $\eta$  en este caso, representa la eficiencia del generador, sistema de transmisión mecánico y del sistema de control,  $\rho$  es la densidad del aire y  $A$  es el área de barrido de la hélice. En la práctica,  $C_p$  no supera el valor 0,47,  $\eta$  es cercano a 0,95 en los aerogeneradores doblemente alimentados y  $\rho$  es menor a 1,225  $kg/m^3$ .

También se puede determinar la potencia a partir de diagramas que usan los parámetros de velocidad del viento, la razón de velocidad de punta de la pala y del área de barrido. La velocidad de punta de la pala es mayor en hélices con un menor número de palas y esto aumenta la potencia, teniéndose un rendimiento cercano al 40%.

La diferencia entre usar 2 o 3 palas, está dada por el par de arranque, el cual es mayor cuando se tiene un mayor número de palas. Las hélices de 2 palas tienen una mayor velocidad de punta, pero pueden llegar a necesitar energía para arrancar.

El ancho de las palas suele ser entre 20 a 25 veces menor que el diámetro  $D$  de la hélice. El ángulo formado entre la pala y el plano de rotación, se denomina ángulo de ataque y, en general, está entre 3° y 8°.

### 2.4.2 Concepto de disco actuador

El modelo más empleado para calcular la potencia del viento que se puede obtener con una hélice es el “modelo del disco actuador”. Cuando el viento pasa a través de la hélice, ésta extrae energía cinética del viento y, la masa de aire afectada pierde velocidad, pero el aire que no pasa por la hélice no presenta cambio alguno. Se puede entonces dibujar una barrera que separa el aire afectado del resto. Si

se extiende la barrera hacia ambos lados, se forma un tubo donde el flujo de aire que se encuentra antes de la hélice debiese ser el mismo que el que se encuentra después de ésta. El aire que pasa a través de la hélice pierde velocidad, pero no se comprime, por lo que el tubo debe expandirse como se ve en la Figura 2.15.

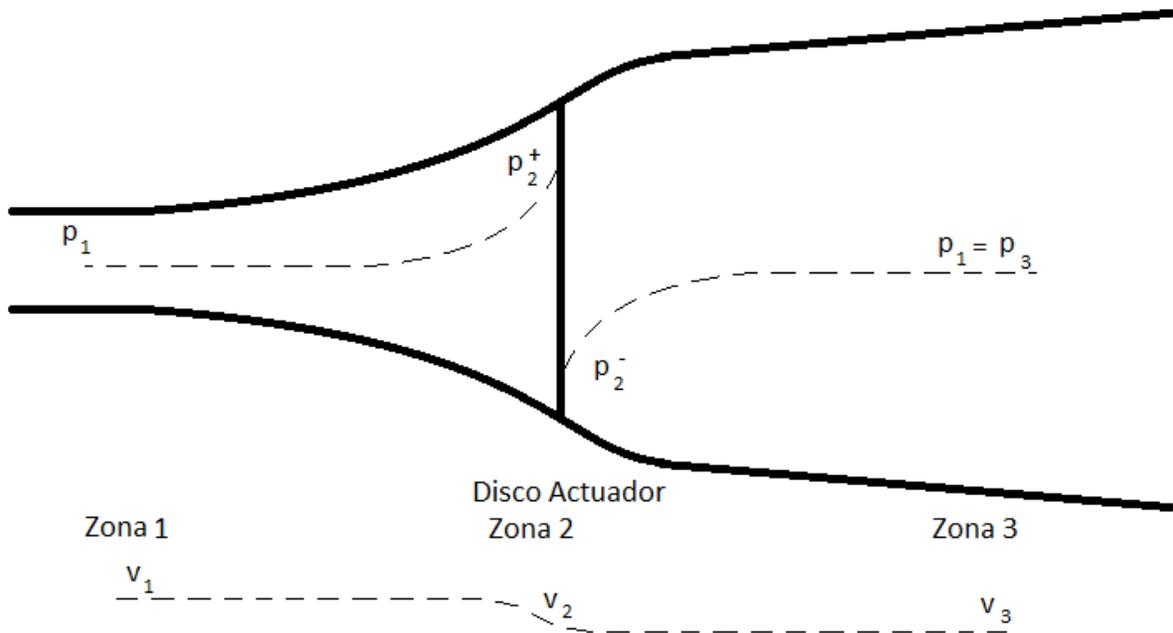


Figura 2.15: Disco Actuador.

En la Figura 2.15 se divide el tubo en tres zonas: la zona 1, que representa el aire mucho antes de ser afectado por el disco actuador; la zona 2, que representa la situación en el disco actuador; la zona 3, que representa la situación del aire mucho después de ser afectado por el disco. Como el flujo de aire debe ser el mismo en todas las zonas en todo momento, se puede obtener la relación:

$$\rho A_1 v_1 = \rho A_2 v_2 = \rho A_3 v_3 \quad (2.22)$$

Donde  $\rho$  es la densidad del aire,  $A$  es el área de la sección del tubo,  $v$  es la velocidad del viento y los subíndices representan las zonas.

El disco actuador influye en la velocidad del viento según un factor de afluencia  $a$ , tal que la velocidad en el disco es:

$$v_2 = (1 - a)v_1 \quad (2.23)$$

La diferencia entre la velocidad del aire en las zonas 1 y 3, se debe a la fuerza que proviene del cambio de presión justo antes y después del disco actuador ( $p_2^+$  y  $p_2^-$  respectivamente). La fuerza de empuje de la turbina se puede calcular usando el principio del momento lineal [18][21], es decir, es igual a la diferencia de las velocidades antes mencionadas, multiplicada por el flujo de aire que pasa por el disco.

$$F = (p_2^+ - p_2^-)A_2 = (v_1 - v_3) \rho A_2 v_2 \quad (2.24)$$

Para obtener los valores de  $p_2^+$  y  $p_2^-$  se debe aplicar el principio de Bernoulli:

$$p + \frac{1}{2}\rho v^2 + \rho gh = \text{constante} \quad (2.25)$$

Donde  $h$  es la altura y  $g$  la aceleración de gravedad. Se puede suponer que el flujo de aire es incompresible y que es horizontal, por lo que la altura promedio y la densidad del aire en las tres zonas son las mismas. La zona 3 representa la situación del aire mucho después de haber pasado por el disco actuador, por lo que su presión es la misma que la de la zona 1 como se ve en la Figura 2.15.

$$p_2^+ + \frac{1}{2}\rho v_2^2 = p_1 + \frac{1}{2}\rho v_1^2 \quad (2.26)$$

$$p_2^- + \frac{1}{2}\rho v_2^2 = p_1 + \frac{1}{2}\rho v_3^2 \quad (2.27)$$

Al restar las ecuaciones (2.26) y (2.27) e incluirlas en (2.24), se obtiene:

$$\frac{1}{2}\rho(v_1^2 - v_3^2)A_2 = (v_3 - v_1)\rho A_2 v_1(1 - a) \quad (2.28)$$

$$v_3 = (1 - 2a)v_1 \quad (2.29)$$

Es decir, se pierde la mitad de la velocidad antes del disco y la otra mitad después del disco. Por otra parte, la potencia en el disco actuador es:

$$P = F v_2 = (p_2^+ - p_2^-)A_2 v_2 = 2\rho A_2 v_3^2 a(1 - a)^2 \quad (2.30)$$

Se define el Coeficiente de Potencia como:

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2}\rho v_3^2 A_2} = 4a(1 - a)^2 \quad (2.31)$$

Este coeficiente representa el porcentaje de la potencia presente en el aire que puede extraer la hélice.

### 2.4.3 Límite de Betz

Existe un  $C_p$  máximo y es conocido como límite de Betz. Se puede calcular usando la siguiente ecuación:

$$\frac{dC_p}{dt} = 4(1 - a)(1 - 3a) = 0 \quad (2.32)$$

Lo que entrega un valor de  $a = 1/3$  y, por tanto:

$$C_{p_{m\acute{a}x.}} = 0,593 \quad (2.33)$$

Este es el valor máximo obtenido de forma teórica y se debe a la expansión del aire antes de pasar por el disco actuador, donde pierde velocidad. En la práctica, las pérdidas debido al diseño de las hélices producen que el coeficiente de potencia sea aún menor.

### 2.4.4 Coeficiente de potencia

El coeficiente de potencia obtenido en las secciones anteriores, representa el porcentaje de la potencia del viento que puede extraer la hélice. Este coeficiente no es constante para una hélice, sino que depende de la velocidad del viento y de otros factores. Los catálogos básicos de los fabricantes de hélices, en general, contienen una curva de potencia contra la velocidad del viento, pero para hacer un análisis más acabado, se necesita conocer la curva de  $C_p$  contra la razón de velocidad de punta.

$$C_p(\lambda, \beta) = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho v^3 A} \quad (2.34)$$

Donde:

- $C_p$  es el coeficiente de potencia.
- $\lambda$  es la razón de velocidad de punta.
- $\beta$  es el ángulo de ataque (“*pitch*”) en grados.
- $P$  es la potencia mecánica extraída del viento.
- $\rho$  es la densidad del aire ( $kg/m^3$ ).
- $v$  es la velocidad del viento ( $m/s$ ).
- $A$  es el área de barrido de las palas de la hélice en ( $m^2$ ).

La razón de velocidad de punta  $\lambda$  (“*tip speed ratio*”), es un parámetro adimensional que se calcula como la velocidad angular de la hélice ( $\omega$ ) por el radio de ésta ( $R$ ), sobre la velocidad del viento ( $v$ ). Es un factor determinante en el valor del coeficiente de potencia para una velocidad de viento dada. Cambiando la velocidad de la hélice, se puede cambiar le velocidad de punta y, así, el coeficiente de potencia se puede mantener en el óptimo.

$$\lambda = \frac{\omega R}{v} \quad (2.35)$$

El ángulo de ataque  $\beta$  (“*pitch*”), corresponde al ángulo con el que las palas de la hélice enfrentan el flujo de aire. Las hélices pueden fabricarse tal que el ángulo de ataque se pueda cambiar a voluntad y se usa para evitar que la hélice gire demasiado rápido y se destruya.

El cálculo de  $C_p$  es complicado ya que depende de varios factores aerodinámicos como la forma de las palas. Los fabricantes suelen entregar el valor del coeficiente en curvas de  $C_p$  vs  $\lambda$  como la Figura 2.16.

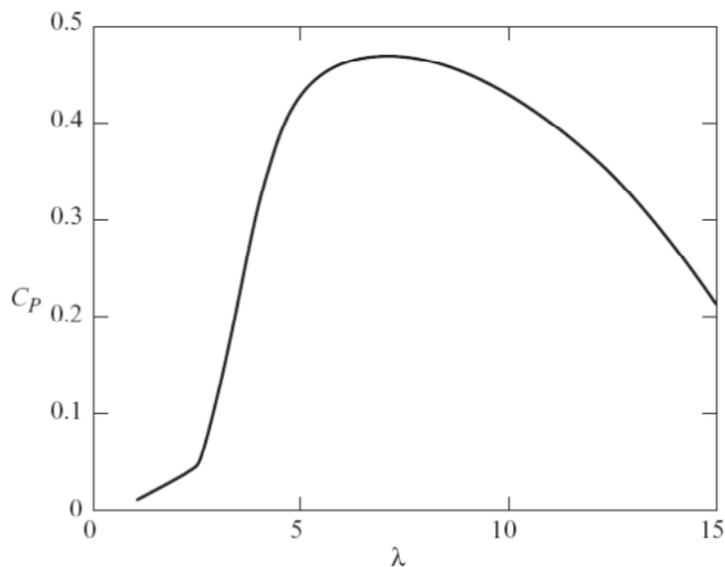


Figura 2.16: Curva  $C_p$  vs  $\lambda$

Si no se cuenta con la curva de la hélice seleccionada para el proyecto o si se desea hacer un análisis general, existen funciones analíticas aproximadas, como la presentada en [22]:

$$C_p = c_1 \left( c_2 \frac{1}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \beta^x - c_5 \right) \exp \left( -c_6 \frac{1}{\lambda_i} \right) \quad (2.36)$$

Los factores  $c_1$  a  $c_6$  y  $x$  dependen de la hélice y su rotor. Los factores propuestos en [22], son  $c_1 = 0,5$ ,  $c_2 = 116$ ,  $c_3 = 0,4$ ,  $c_4 = 0$ ,  $c_5 = 5$  y  $c_6 = 21$ ,  $x$  no es usada porque  $c_4 = 0$ . La ecuación es entonces:

$$C_p = 0,5 \left( 116 \frac{1}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) \exp \left( -21 \frac{1}{\lambda_i} \right) \quad (2.37)$$

El parámetro  $\lambda_i$  se obtiene de la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{1 + \beta^3} \quad (2.38)$$

De estas fórmulas, se pueden obtener curvas de nivel, parametrizadas con  $\beta$ , como las que se presentan en la Figura 2.18. El  $C_p$  es máximo cuando  $\beta$  es cero y decrece a medida que  $\beta$  crece, además, de cambiar la velocidad de punta donde se encuentra el  $C_p$  máximo.

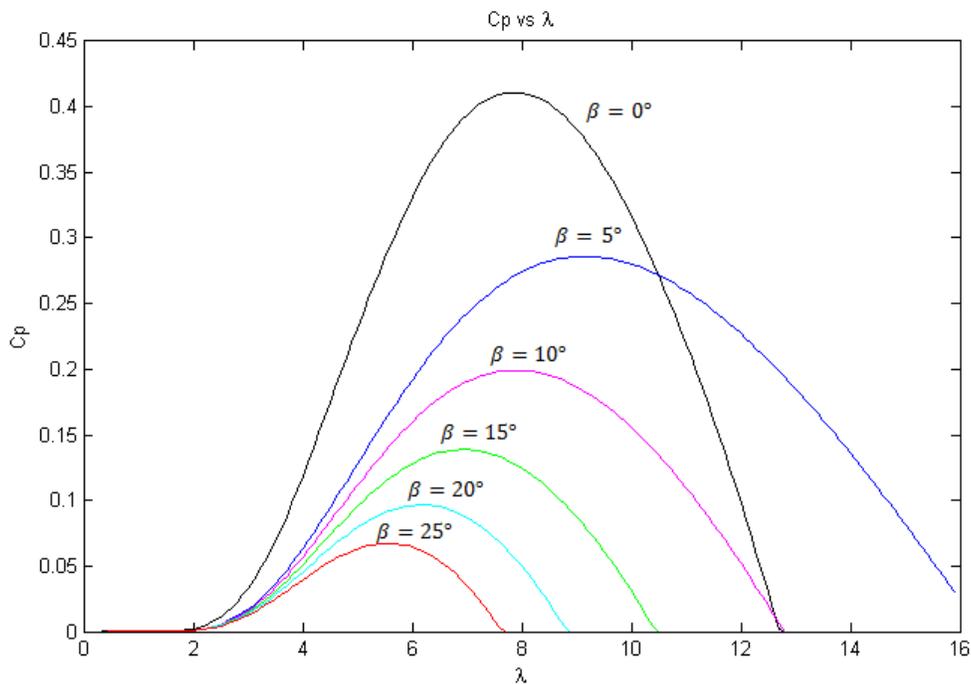


Figura 2.17: Curva  $C_p$  vs  $\lambda$  parametrizada con  $\beta$ .

El  $C_p$  máximo se alcanza con  $\lambda = 8$ , y  $\beta = 0$  y es  $C_{p_{m\acute{a}x}} = 0,4109$ . Este valor es menor que el límite de Betz en la ecuación (2.33), lo que se debe a pérdidas de arrastre y pérdidas en las puntas de la hélice. Actualmente, no existen diseños de rotor que permitan alcanzar el límite de Betz.

Otros valores para los factores, son  $c_1 = 0,5$ ,  $c_2 = 98$ ,  $c_3 = 0,4$ ,  $c_4 = 0$  (por lo tanto,  $x$  no es necesario),  $c_5 = 5$  y  $c_6 = 16,5$ . Éstos son usados en [23], quedando la ecuación de la siguiente manera:

$$C_p = \frac{1}{2} \left( 98 \frac{1}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) \exp \left( -16,5 \frac{1}{\lambda_i} \right) \quad (2.39)$$

Las curvas parametrizadas con  $\beta$  para esta otra hélice, son las de la Figura 2.18.

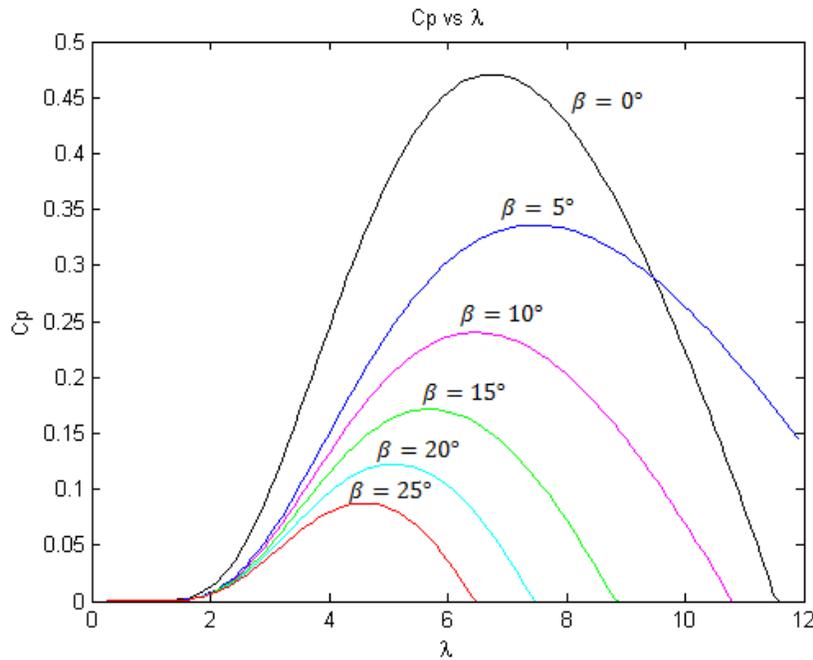


Figura 2.18: Curva  $C_p$  vs  $\lambda$  con otros factores, parametrizada con  $\beta$ .

El  $C_p$  máximo se obtiene cuando  $\lambda = 6,7$  y  $\beta = 0^\circ$ , y es  $C_{p_{m\acute{a}x}} = 0,4707$ , muy distinto a la hélice anterior.

Las hélices comerciales de hoy en día tienen valores máximos de  $C_p$ , entre 0,35 y 0,45. Un  $C_p = 0,4$  o mayor, es considerado bueno. Por tanto, en caso de querer hacer aproximaciones, la primera curva analítica es recomendada.

Los aerogeneradores con velocidad de la hélice variable optimizan el  $C_p$  según la velocidad del viento. Debido a que el  $C_p$  es máximo para una razón de velocidad de viento específica, al cambiar la velocidad del viento, cambia la velocidad de la hélice que maximiza el  $C_p$ .

### 2.4.5 Caja de engranajes

La caja de engranaje (o caja multiplicadora), se encarga de acoplar el eje de alta velocidad (generador) con el de baja velocidad (hélice). Suelen tener etapas planetarias como el de la Figura 2.19, etapas paralelas o una combinación de ambas.

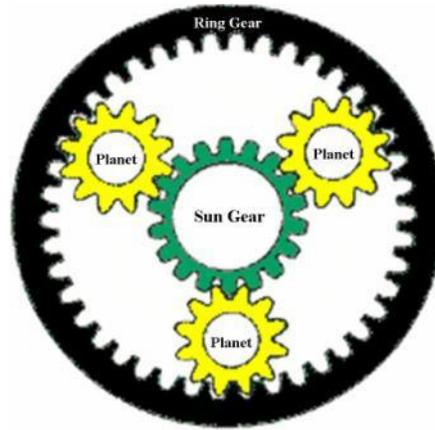


Figura 2.19: Engranaje planetario.

Existen varios tipos de engranajes, pero los más usados en turbinas eólicas son los de eje paralelo y, entre ellos, los helicoidales (“*helical*”) y los tipo espuela (“*spur*”) [24].

Los engranajes de tipo helicoidal tienen los dientes en ángulo en relación al eje de rotación, por lo que pueden tener más dientes en contacto en todo momento. Gracias a esto, hay una reducción del ruido y de la carga que debe soportar cada diente. Por otra parte, se necesita de rodamientos que reduzcan la carga extra en dirección del eje que producen los engranajes.

Los engranajes tipo espuela son más baratos y simples de fabricar. Tienen los dientes rectos y alineados con el eje de rotación.

## 2.5 Control de la hélice

Los sistemas de control sirven para mantener a la hélice dentro de los límites de velocidad permitidos, específicamente, su función es la de evitar que la potencia generada sea demasiada alta cuando el viento sea mayor al nominal. Esta sección se concentra en los más importantes y también se describe el funcionamiento del mecanismo de control de orientación (“*yaw control*”).

### 2.5.1 Control de ángulo de paso (“*Pitch Control*”)

Se basa en cambiar el ángulo de ataque de las palas para reducir el ángulo de ataque y así disminuir la fuerza de sustentación. Un controlador electrónico mide constantemente la potencia generada y si la potencia aumenta más allá del nivel permitido, el mecanismo entra en acción. Normalmente se tiene un rango de  $0^\circ$  a  $35^\circ$  para el ángulo de ataque para regular la potencia.

El control del ángulo de las palas puede ser individual o en conjunto. El mecanismo que mueve las palas es, en general, hidráulico, pero también hay alternativas eléctricas. Para lograr controlar la hélice en forma efectiva, no es necesario mover la pala completa, sino sólo un 15%, pero esto trae varias desventajas y en general se controla la pala completa [18]. La Figura 2.20 muestra un mecanismo de acción hidráulico a la izquierda y el movimiento que tendrían las palas a la derecha.



**Figura 2.20: Control de ángulo de paso.**

Las ventajas de este medio de control son que se puede usar para mantener un ángulo de ataque óptimo y obtener la mayor cantidad de energía posible durante varias velocidades de viento, aparte de poder reducir las fuerzas que actúan sobre la hélice cuando esta no está en funcionamiento. Además, se puede aumentar el torque de partida (si el mecanismo permite ángulos positivos) y frenar más fácilmente al cambiar el ángulo a  $90^\circ$ .

Sus desventajas son que necesita un mecanismo que mueva las palas y que su velocidad de reacción no sea tan alta comparado con las fluctuaciones que pueden haber en el viento. Su costo es mayor y necesita mantenciones regulares.

### **2.5.2 Control por pérdida aerodinámica pasiva (“Stall Control Passive”)**

El control pasivo por pérdida aerodinámica es el más simple de los métodos de control. Se construyen las palas con un ángulo de ataque fijo, tal que se alcance la máxima potencia a generar a la velocidad nominal. La pala se va torciendo a través de su eje longitudinal, de tal forma que al alcanzar velocidades mayores a la nominal, se forme turbulencia en las palas, la hélice pierda el flujo laminar, entre en pérdida aerodinámica y disminuya su velocidad. La Figura 2.21 muestra una hélice de dos palas con control por pérdida aerodinámica pasiva.

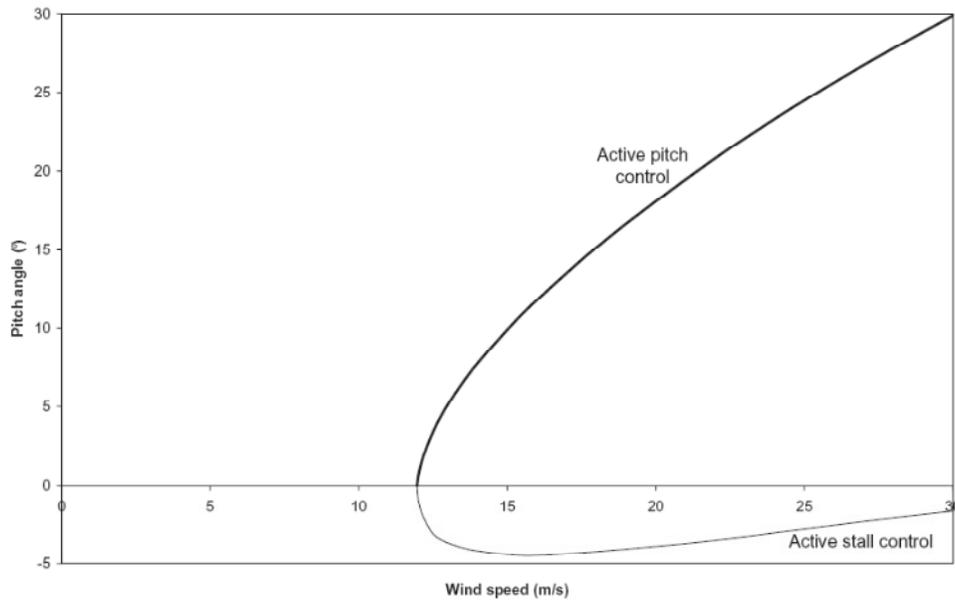


**Figura 2.21: Turbina de dos palas con control por pérdida aerodinámica pasiva.**

Las ventajas de este método de control son que no requiere partes móviles, lo cual es más robusto y tiene un costo menor, y que tiene un tiempo de respuesta alto. Su mayor desventaja es que sólo se alcanzará la potencia máxima o nominal a velocidad nominal, y la generación a velocidades mayores a la nominal será menor.

### **2.5.3 Control por pérdida aerodinámica activa (“Stall Control Active”)**

Este método logra reducir la potencia al cambiar el ángulo de ataque en el sentido contrario al del método de control por ángulo de paso, es decir, haciendo entrar en pérdida a la hélice. Sólo se necesitan cambios pequeños en el ángulo de las palas para mantener la potencia en su valor nominal y sólo se necesita un ángulo de  $20^\circ$  para frenar completamente. La Figura 2.22 muestra la diferencia entre los ángulos requeridos con ambos métodos de control para una hélice específica.



**Figura 2.22: Control de ángulo de paso vs Control por pérdida aerodinámica activa.**

Su desventaja es que es más difícil predecir el comportamiento del viento en situación de pérdida aerodinámica.

#### 2.5.4 Control de orientación (“Yaw Control”)

Es el mecanismo que mantiene el rotor de la hélice orientado de forma perpendicular a la dirección del viento. Cuando la hélice no está orientada de forma perpendicular, la potencia se ve reducida proporcionalmente al coseno del ángulo de error [25]:

$$\Delta P \propto \cos(\varepsilon) \quad (2.40)$$

El rotor no recibe la misma fuerza del viento en todas sus partes y esto hace que tienda a desalinearse con el viento y, cuando no está alineado, las palas tienden a doblarse. El mecanismo de orientación evita que pase esto usando motores eléctricos y engranajes que son activados mediante un controlador electrónico que vigila la posición de la veleta de la hélice. La Figura 2.23 muestra la posición del control de orientación.

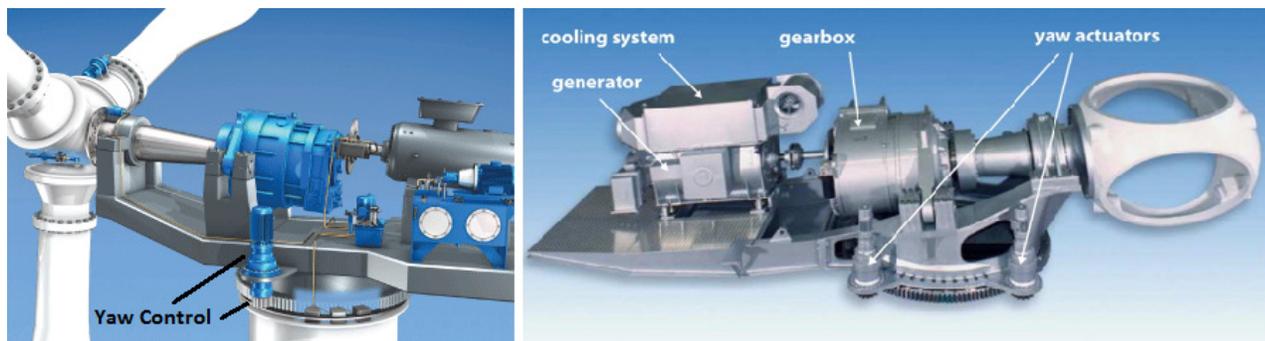


Figura 2.23: Control de orientación.

Como existen cables que van desde la hélice hacia el suelo, se necesita un mecanismo de seguridad que evite que los cables se tuerzan demasiado. Esto podría ocurrir si la hélice gira siempre en el mismo sentido. Un sensor cuenta el número de vueltas de cables que tienen los cables y no permite que éstas sean más de cinco, en cuyo caso le avisa al controlador del mecanismo de orientación que es necesario desenredar los cables.

El mecanismo de orientación también puede ser usado para controlar la potencia proporcionada por la hélice, desviándola de la dirección del viento, pero es un mecanismo de acción lenta. Un cambio de ángulo de  $10^\circ$ , reduce sólo un poco la potencia y la velocidad con la que se puede orientar la hélice no es muy alta. No se usa en turbinas de alta potencia [25], aunque se obtuvo un prototipo de hélice que lograba girar a  $8^\circ/s$  con un diámetro de 60 metros [18].

## 2.6 Generador de inducción doblemente alimentado

El generador de inducción doblemente alimentado es muy parecido a un generador de inducción de rotor bobinado. Se diferencia en el diseño del rotor, el cual debe soportar alrededor de un 30% de la potencia del estator en la mayoría de los casos.

En esta sección se explica el funcionamiento del generador doblemente alimentado, como su conexión a la red, su circuito equivalente y el cálculo de energía. Factores de diseño como la razón de vueltas entre estator y rotor o las distintas formas de conectar el estator (cortocircuitándolo o conectándolo en estrella a velocidades bajas) no serán tratadas y se pueden encontrar en [26].

### 2.6.1 Funcionamiento

El generador doblemente alimentado funciona parecido a un generador sincrónico. Un generador sincrónico gira a velocidad síncrona, es decir, tanto su estator como su rotor giran a la misma velocidad y viene dada por:

$$\omega_s = \omega_{mec} = 120 \frac{f}{p} \quad (2.41)$$

Donde  $\omega_s$  es la velocidad del estator en *rpm*,  $\omega_{mec}$  es la velocidad mecánica del rotor,  $f$  es la frecuencia de la red y  $p$  es el número de polos del generador.

El generador de inducción doblemente alimentado tiene un rotor bobinado. Su estator es conectado directamente a la red, por lo que su frecuencia y velocidad  $\omega_s$  quedan dadas por la red (al igual que un generador sincrónico). El rotor, en cambio, es conectado a la red a través de un convertor de frecuencia, por lo que tiene una frecuencia variable  $f_r$ . La velocidad del flujo magnético en el rotor es:

$$\omega_r = 120 \frac{f_r}{p} \quad (2.42)$$

Esto considerando  $\omega_r$  con respecto al rotor. El rotor, además, tiene una velocidad mecánica  $\omega_{mec}$ , por lo que el campo gira a velocidad  $\omega_{mec} + \omega_r$  con respecto al estator. Por tanto, se tiene que:

$$\omega_s = \omega_{mec} + \omega_r \quad (2.43)$$

La velocidad del rotor queda dada por los valores de  $f$  y  $f_r$ . La velocidad mecánica, es entonces, definida como:

$$\omega_{mec} = \omega_s - \omega_r = 120 \left( \frac{f - f_r}{p} \right) \quad (2.44)$$

Para un aerogenerador, controlar el 30% de la velocidad de la hélice es suficiente para mantener el  $C_p$  en su valor máximo para casi todas las velocidades de viento menores a la velocidad nominal (que es la velocidad a la que se alcanza la potencia nominal del generador). Para este objetivo, el tamaño del convertor de frecuencia no necesita ser de más que el 30% de la potencia del estator.

Otros aerogeneradores de velocidad variable necesitan convertidores de tamaño igual al 100% de la potencia del generador. Esto significa mayores pérdidas y un precio mucho más elevado con respecto al generador doblemente alimentado.

A velocidades mayores a la nominal (del aerogenerador), el control de velocidad es sólo para evitar que la hélice se sobrecargue y se hace mediante el cambio del ángulo de ataque.

### 2.6.2 Componentes de un aerogenerador y conexión a la red

Un aerogenerador que tenga un generador doblemente alimentado, tiene ciertas particularidades con respecto a otras turbinas. Es necesario tener una caja de engranajes (a diferencia de lo que se puede lograr con el generador de flujo axial). Esto significa elevar el nivel de ruido, elevar el costo del

aerogenerador (y sus reparaciones) y considerar las pérdidas adicionales que ocurren debido a su presencia. La caja de engranajes es discutida en otras secciones como 2.4.5 y 4.3.1.

Como se mencionó anteriormente, el estator del generador está conectado a la red. Se necesita una frecuencia constante, la frecuencia del sistema (50 o 60 Hz), para que funcione correctamente debido a los métodos de control del generador doblemente alimentado. Esto significa que, a diferencia de otros aerogeneradores, las configuraciones posibles son limitadas y no se suele usar estos aerogeneradores desconectados de la red.

El rotor es conectado a la red a través de un convertor “*back-to-back*” como el de la Figura 2.24. Es decir, se tiene un rectificador CA/CC en el lado de la red (“*grid-side converter*”) y un inversor CC/CA en el lado de la máquina (“*machine-side converter*”). En el medio se coloca un condensador como enlace CC (“*DC link*”) para disminuir el rizado (“*ripple*”) en el voltaje continuo.

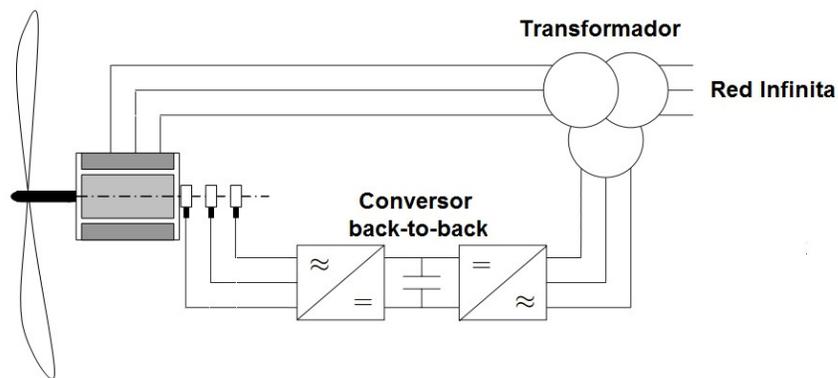


Figura 2.24: Generador doblemente alimentado con convertor “back-to-back”.

### 2.6.3 Circuito equivalente

El circuito equivalente del generador de inducción doblemente alimentado es similar al del generador de inducción, pero añadiendo una fuente de voltaje adicional para representar la potencia que ingresa al rotor [26]. El circuito equivalente de la máquina en conexión estrella para estado estacionario es el de la Figura 2.25.

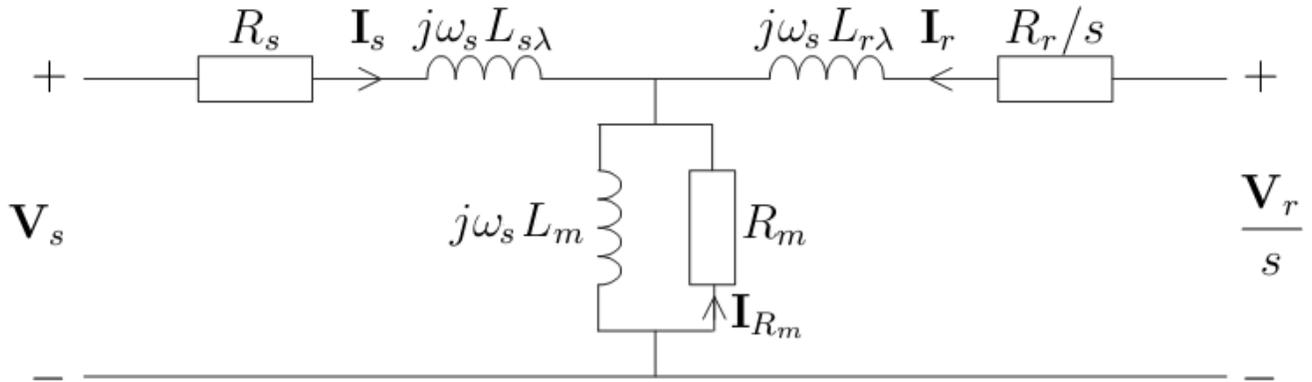


Figura 2.25: Circuito equivalente del generador doblemente alimentado.

Usando las leyes de Kirchhoff, se obtienen las ecuaciones:

$$V_s = R_s I_s + j\omega_s L_{s\lambda} I_s + j\omega_s L_m (I_s + I_r + I_{R_m}) \quad (2.45)$$

$$\frac{V_r}{s} = \frac{R_r}{s} I_r + j\omega_s L_{r\lambda} I_r + j\omega_s L_m (I_s + I_r + I_{R_m}) \quad (2.46)$$

$$0 = R_m I_{R_m} + j\omega_s L_m (I_s + I_r + I_{R_m}) \quad (2.47)$$

Donde:

- $V_s$  es el voltaje de estator.
- $V_r$  es el voltaje de rotor.
- $I_s$  es la corriente de estator.
- $I_r$  es la corriente de rotor.
- $I_{R_m}$  es la corriente en la resistencia magnetizante.
- $\omega_s$  es la frecuencia de estator.
- $s$  es el deslizamiento.
- $R_s$  es la resistencia de estator.
- $R_r$  es la resistencia de rotor.
- $R_m$  es la resistencia magnetizante.
- $L_{s\lambda}$  es la inductancia de fuga del estator.
- $L_{r\lambda}$  es la inductancia de fuga del rotor.
- $L_m$  es la inductancia magnetizante.

El deslizamiento  $s$  es:

$$s = \frac{\omega_s - \omega_{mec}}{\omega_s} = \frac{\omega_r}{\omega_s} \quad (2.48)$$

Donde  $\omega_{mec}$  es la velocidad mecánica del rotor y  $\omega_r$  es la velocidad del flujo magnético en el rotor, también conocida como velocidad de deslizamiento. Los flujos de estator y rotor son:

$$\Psi_m = L_m(I_s + I_r + I_{Rm}) \quad (2.49)$$

$$\Psi_s = L_{s\lambda}I_s + L_m(I_s + I_r + I_{Rm}) = L_{s\lambda}I_s + \Psi_m \quad (2.50)$$

$$\Psi_r = L_{r\lambda}I_r + L_m(I_s + I_r + I_{Rm}) = L_{r\lambda}I_r + \Psi_m \quad (2.51)$$

Con lo que se pueden simplificar las ecuaciones (2.49), (2.50), (2.51) y obtener:

$$V_s = R_s I_s + j\omega_s \Psi_s \quad (2.52)$$

$$\frac{V_r}{s} = \frac{R_r}{s} I_r + j\omega_s \Psi_r \quad (2.53)$$

$$0 = R_m I_{Rm} + j\omega_s \Psi_m \quad (2.54)$$

Las pérdidas resistivas y el torque electro-mecánico son:

$$P_{p\acute{e}rdidas} = 3(R_s |I_s|^2 + R_r |I_r|^2 + R_m |I_{Rm}|^2) \quad (2.55)$$

$$T_e = 3n_p \text{Im}[\Psi_m I_r^*] = 3n_p \text{Im}[\Psi_r I_r^*] \quad (2.56)$$

Donde  $\text{Im}[x]$  es la parte imaginaria de  $x$  y  $n_p$  es el número de pares de polos.

#### 2.6.4 Flujo de potencia

El flujo de potencia de un generador doblemente alimentado es distinto al de un generador usual. El estator se comporta como un generador y entrega energía a la red. El rotor recibe potencia de la red en ciertos casos y en otros, entrega energía a la red. La potencia aparente es:

$$S_s = 3V_s I_s^* = 3R_s |I_s|^2 + j3\omega_s L_{s\lambda} |I_s|^2 + j3\omega_s \Psi_m I_s^* \quad (2.57)$$

$$S_r = 3V_r I_r^* = 3R_r |I_r|^2 + j3\omega_s s L_{r\lambda} |I_r|^2 + j3\omega_s s \Psi_m I_r^* \quad (2.58)$$

Usando las ecuaciones para el flujo (2.49), (2.50) y (2.51), se pueden reescribir las ecuaciones anteriores y calcular la potencia activa como [26]:

$$P_s = 3R_s |I_s|^2 + 3R_m |I_{Rm}|^2 + 3\omega_s \cdot \text{Im}[\Psi_m I_r^*] \approx 3\omega_s \cdot \text{Im}[\Psi_m I_r^*] \quad (2.59)$$

$$P_r = 3R_s |I_r|^2 - 3\omega_s s \cdot \text{Im}[\Psi_m I_r^*] \approx -3\omega_s s \cdot \text{Im}[\Psi_m I_r^*] \quad (2.60)$$

Donde las aproximaciones en las ecuaciones anteriores son si se considera que las pérdidas resistivas y magnetizantes son muy pequeñas [26]. Considerando estas últimas, la potencia mecánica es:

$$P_{mec} = 3\omega_s \cdot \text{Im}[\Psi_m I_r^*] - 3\omega_s \cdot s \cdot \text{Im}[\Psi_m I_r^*] = 3\omega_{mec} \cdot \text{Im}[\Psi_m I_r^*] = T_e \frac{n_p}{\omega_{mec}} \quad (2.61)$$

Se puede deducir los valores  $P_s$  y  $P_r$  en función del deslizamiento:

$$P_s \approx \frac{P_{mec}}{1-s} \quad (2.62)$$

$$P_r \approx -s \frac{P_{mec}}{1-s} = -s P_s \quad (2.63)$$

La potencia del rotor es proporcional a la potencia del estator y depende del deslizamiento máximo, por esto, el rotor debe ser, por lo general, sólo de un 30% del tamaño del estator. Cuando  $\omega_{mec} < \omega_s$  el generador opera a velocidad subsíncrona,  $s > 0$  y  $P_r < 0$ , por lo que se está inyectando potencia activa al rotor. Cuando  $\omega_{mec} > \omega_s$  el generador opera a velocidad supersíncrona,  $s < 0$  y  $P_r > 0$ , es decir, el rotor está entregando potencia activa a la red.

En la Figura 2.26 se muestra el flujo de potencia de un generador doblemente alimentado cuando opera a velocidad subsíncrona, mientras que en la Figura 2.27 se encuentra el flujo de potencia cuando se opera a velocidad supersíncrona. La potencia mecánica se divide en la potencia del rotor y la potencia de estator según el deslizamiento.

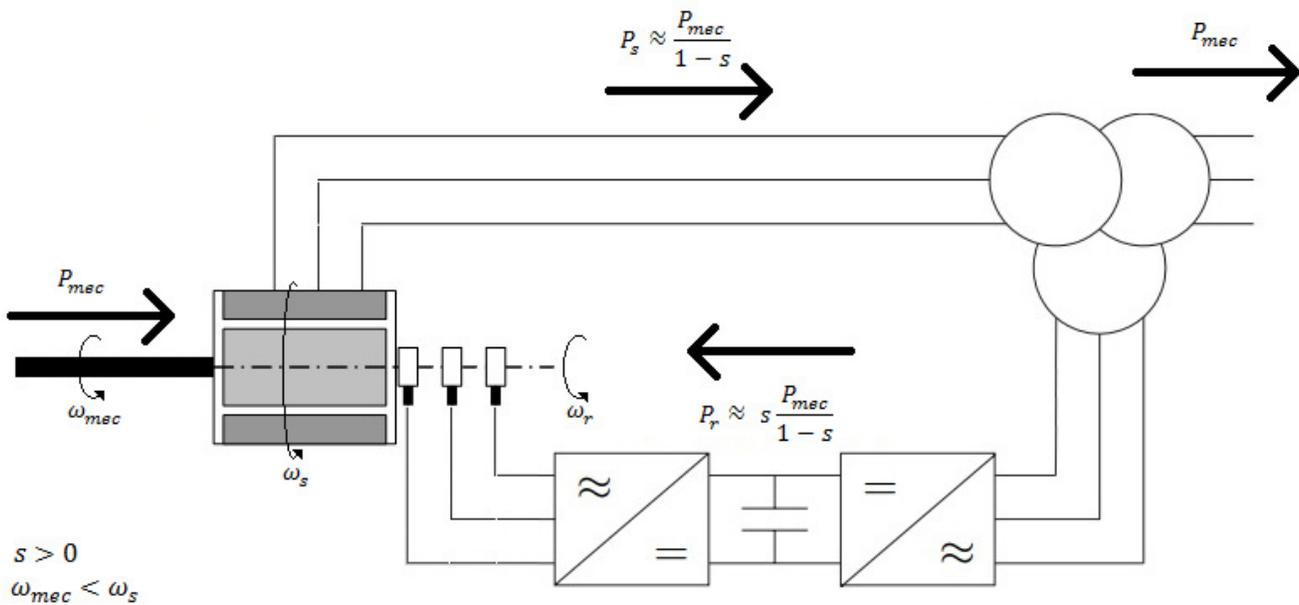
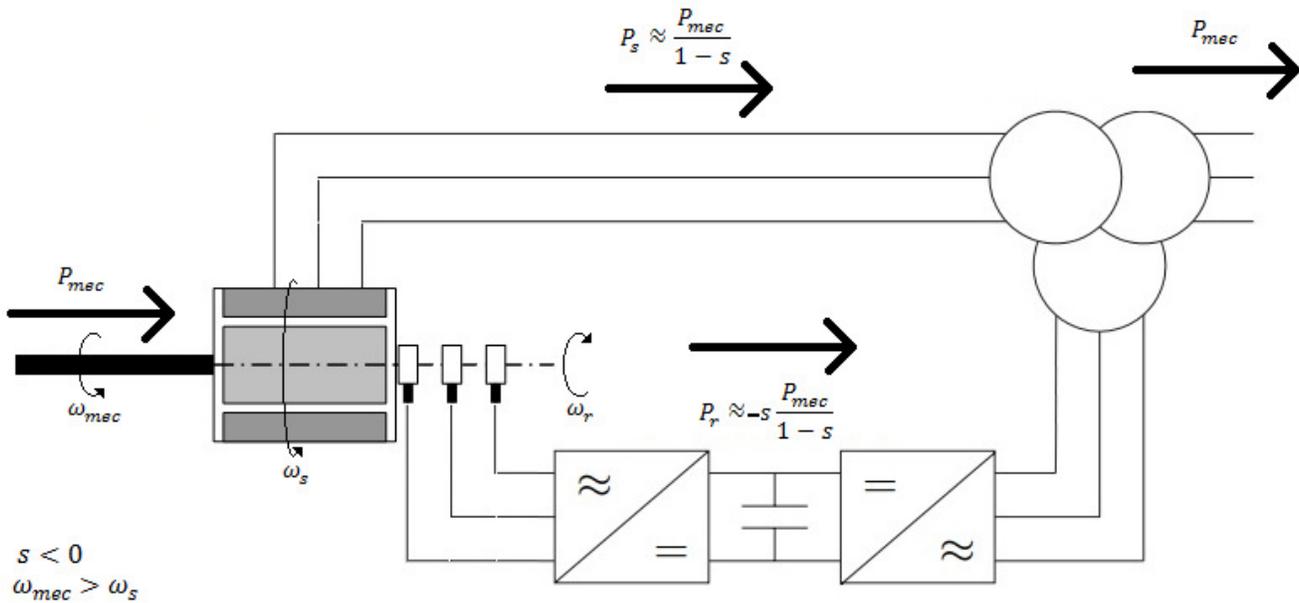


Figura 2.26: Flujo de potencia del generador doblemente alimentado operando a velocidad subsíncrona.



**Figura 2.27: Flujo de potencia del generador doblemente alimentado operando a velocidad supersincrona.**

Considerando que normalmente se usa una variación de velocidad de  $\pm 30\%$ , esto se traduce en un deslizamiento entre 0,3 y -0,3. La Tabla 2.3 muestra los valores alcanzados por  $P_s$  y  $P_r$  en los casos extremos.

Deslizamiento $s$	Velocidad mecánica de rotor $\omega_{mec}$	$P_r$	$P_s$
0,3	0,7	$-0,43P_{mec}$	$1,43P_{mec}$
0	1,0	0	$P_{mec}$
-0,3	1,3	$0,23P_{mec}$	$0,77P_{mec}$

**Tabla 2.3: Valores de  $P_s$  y  $P_r$  para distintos valores de deslizamiento.**

La primera conclusión que se puede obtener de estos valores, es que la potencia de rotor y la potencia de estator se compensan tal que la potencia final siempre sea igual a la potencia mecánica.

Segundo, la potencia de estator puede ser 143% la potencia mecánica y la potencia del rotor puede llegar a ser un 43% de esta última. Esto ocurre cuando el deslizamiento es negativo (menor velocidad mecánica del rotor), lo cual en un aerogenerador se da a velocidades bajas de viento lo que significa que la potencia mecánica no está cerca de la potencia nominal del generador. Por otro lado, cuando la velocidad del rotor es mayor (la potencia mecánica es mayor y alcanza la potencia nominal del generador), el deslizamiento es positivo y ambas potencias (de estator y rotor) disminuyen con relación a la potencia mecánica. El generador doblemente alimentado no requiere ser sobredimensionado ya que la potencia nominal es alcanzada cuando tanto el estator como el rotor tienen una fracción de la potencia mecánica.

### 2.6.5 Potencia del aerogenerador

La potencia que se puede obtener del viento con un aerogenerador de velocidad variable es mayor que la que se puede obtener con un aerogenerador de velocidad fija debido a que se puede mantener el  $C_p$  en su valor máximo en casi todo momento. La potencia eléctrica  $P_{eléc}$  que se puede obtener a una velocidad del viento  $v$  dada, depende de  $C_p$ , de la eficiencia del generador, del sistema de transmisión mecánico y del transformador considerada en total como  $\eta$ , del área de barrido de la hélice  $A$  y la densidad del aire  $\rho$ .

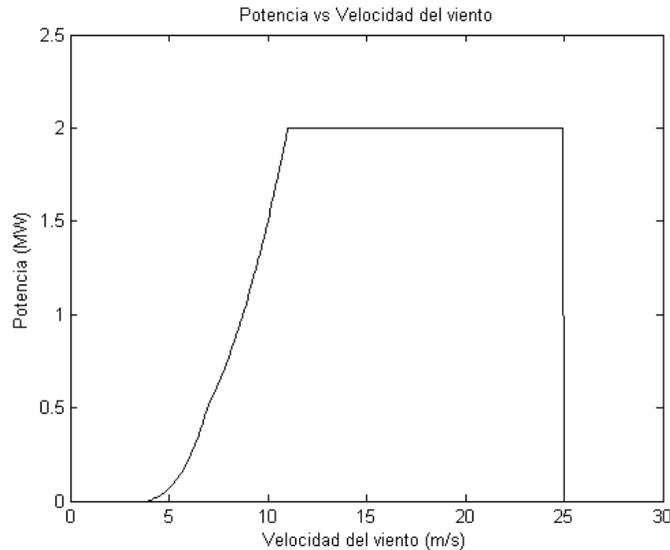
$$P_{eléc} = C_p \eta \frac{\rho A v^3}{2} \quad (2.64)$$

Haciendo ciertos supuestos, se puede obtener una curva de potencia contra velocidad del viento. Estos supuestos son:

- La hélice está diseñada tal que a velocidad del viento nominal, el  $C_p$  sea máximo y se alcance la potencia nominal.
- A velocidades del viento mayores a la nominal, la potencia extraída es constante e igual a la nominal. Sólo existe control mediante el ángulo de ataque para evitar que la potencia exceda el valor nominal.
- A velocidades del viento menores a la nominal, el controlador de frecuencia rotórica optimiza la velocidad de la hélice para mantener, en lo posible, el  $C_p$  en su valor máximo. El ángulo de ataque  $\beta$  se mantiene en valores cercanos a  $0^\circ$ .

A modo de ejemplo, un aerogenerador de 2 MW con velocidad del viento nominal igual a 11 m/s, velocidad de entrada 4 m/s y velocidad máxima 25 m/s, emplazado en un lugar con una densidad del aire  $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ , con una eficiencia  $\eta = 0,95$  y usando la curva de  $C_p$  vs  $\lambda$  de la Figura 2.18, es decir, con  $C_{p_{máx}} = 0,47$ , tendrá la forma de la Figura 2.28.

El área de barrido de la hélice queda definida por los parámetros anteriores mediante la ecuación (2.34) y es  $5220 \text{ m}^2$ , es decir, un diámetro de 82 m.



**Figura 2.28: Curva Potencia vs Velocidad del viento de aerogenerador con DFIG.**

La potencia generada en la práctica es menor, ya que  $C_{p_{m\acute{a}x}}$  tiende a ser menor que 0,47 y la eficiencia de los otros componentes (generador, sistema de transmisión mecánico y sistema de control) puede ser menor a 0,95 en total. Los catálogos de turbinas comerciales suelen tener la curva de potencia vs velocidad, pero no incluyen que factores fueron considerados durante su cálculo. Algunos indican que fueron calculadas a  $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$  o para alguna altura determinada.

La eficiencia ( $C_p \cdot \eta$ ) a velocidad nominal, calculada a través de las curvas que se encuentran en los catálogos, muestra que existen grandes diferencias entre lo que presenta uno y otro fabricante. La turbina V90 de Vestas de 3 MW, tiene una eficiencia de 0,23 a velocidad nominal, mientras que la turbina AW-100 de Acciona de 3 MW, tiene una eficiencia de 0,39. Debido a que no se incluyen las condiciones en las que fueron calculadas, ni que factores fueron tomados en cuenta para calcular la potencia, no es posible comparar ambas turbinas tan sólo con los catálogos básicos entregados por las empresas.

### 2.6.6 Controlador de frecuencia rotórica

Para controlar la velocidad de rotación de la hélice y así lograr mantener  $C_p$  en su valor máximo para varias velocidades de viento, se debe controlar la frecuencia del rotor. Para esto, se usa un convertor “back-to-back” como se ve en la sección 2.6.2. Éste, es un convertor CA/CC/CA que funciona con PWM. Está compuesto por IGBT y diodos, como se ve en la Figura 2.29.

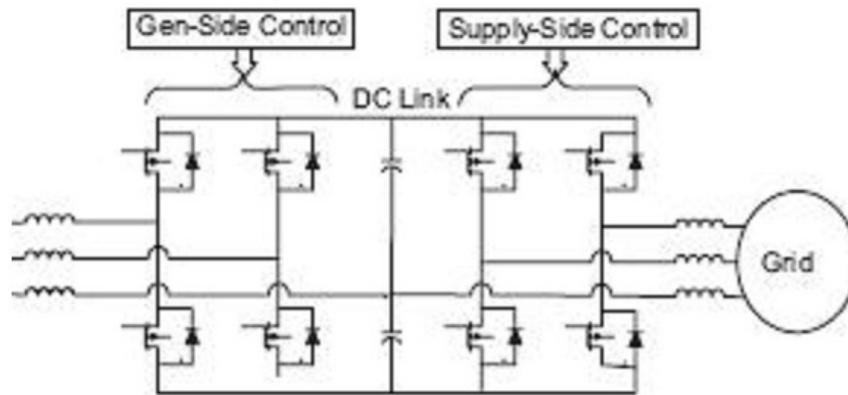


Figura 2.29: Conversor “back-to-back”.

El conversor al lado de la red, debe mantener el voltaje en el “dc-link” de manera correcta, ya sea que la potencia esté entrando o saliendo del rotor, mientras que el conversor del lado de la máquina, debe entregar una cierta frecuencia al rotor tal que se controle la velocidad de la hélice para lograr un  $C_p$  máximo.

Existen varios métodos de control, siendo los más populares el control vectorial, el control directo de torque y el control directo de potencia. En [27] se discuten sus cualidades en estado estacionario y durante fallas. El control vectorial es más flexible en cuanto a instrumentación, mientras que los controles directos tienen una respuesta transitoria hasta 4 veces más rápida.

El control también permite manejar el factor de potencia, la potencia activa (para mantener una reserva) y mejorar el comportamiento ante ciertas fallas [28][29][30]. Aun así, se debe considerar que el generador de inducción doblemente alimentado no presenta un buen funcionamiento ante fallas.

### 2.6.7 Control del factor de potencia

Además de poder controlar la velocidad del aerogenerador y así poder mantener el coeficiente de potencia en su valor máximo, el conversor también permite controlar el factor de potencia. Cuando no se tiene control del factor de potencia, como es el caso de un aerogenerador de velocidad fija, el generador podría requerir de mucha potencia reactiva del sistema y eso significa un peor comportamiento en la transmisión.

El generador doblemente alimentado puede lograr un factor de potencia igual a la unidad, además de poder cambiar el factor de potencia entre varios valores capacitivos e inductivos [29], incluso de forma independiente del control de velocidad [31].

## 2.7 Seguridad y Calidad de Servicio

Las centrales de generación eléctrica de todo tipo requieren mantener un cierto estándar de calidad de servicio y seguridad. Es por ello que se han desarrollado normas para detallar las exigencias mínimas que han de cumplirse en las instalaciones generadoras, como es el factor de potencia que

deben poder alcanzar o el tiempo que deben mantenerse conectadas frente a variaciones de frecuencia o tensión.

En esta sección se explican los requerimientos que se han impuesto a las centrales eolo-eléctricas, especialmente en sistemas con alta penetración de la energía eólica. También se exponen las exigencias de la norma Chilena actual.

### **2.7.1 Exigencias a las centrales eolo-eléctricas**

En un principio, cuando no había muchas centrales eólicas, frente a una falla la central solía desconectarse para resguardar su integridad o no afectar negativamente la red. Al ir aumentando la penetración de la energía eólica se tuvo que empezar a exigir a los aerogeneradores que se mantuviesen conectados e incluso que aportasen a la restauración de la estabilidad de la red.

Por lo general, los aerogeneradores deben ser capaces de mantenerse conectados por algunos milisegundos después de una falla dependiendo de la tensión en el punto de conexión (“*fault-ride-through*” o FRT). También se les puede exigir que sean capaces de regular tensión, inyectando reactivos a la red.

Permitir que los aerogeneradores con generador doblemente alimentado sean capaces de cumplir ciertos requerimientos de FRT puede aumentar el costo del aerogenerador hasta en un 5% [32]. Por lo tanto, países que no tienen un alto porcentaje de energía generada por centrales eolo-eléctricas y que buscan promover la inserción de energía eólica en su sistema, no suelen tener exigencias muy altas.

El generador doblemente alimentado es capaz de controlar su factor de potencia lo que le permite aportar a la estabilidad del sistema, pero cuando la falla produce una disminución de la tensión en el punto de conexión demasiado alta, es necesario desconectar el aerogenerador para mantener la integridad del convertidor de frecuencia. Una de las formas en las que el generador doblemente alimentado puede cumplir con requerimientos de FRT es mediante una impedancia de rotor externa conocida como “*crowbar*”, la cual permite cortocircuitar el rotor y así proteger el convertidor de frecuencia [32]. Al hacer esto el generador pasa a comportarse como un generador de inducción y no es capaz de aportar a la regulación de tensión. Si es necesario que el generador pueda inyectar reactivos a la red aún durante este tipo de fallas, se necesitan equipos adicionales [32].

### **2.7.2 Exigencias en Chile**

En Chile las exigencias mínimas para las centrales generadoras están dadas por la “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio”. En ésta norma se detallan los requerimientos para centrales hidroeléctricas, termoeléctricas y eólicas. A continuación se presentan algunos de los requerimientos específicos para centrales eolo-eléctricas en Chile.

Las centrales eólicas deben continuar operando al ocurrir una falla siempre que la tensión en el punto de conexión este dentro de la zona achurada de la Figura 2.30.

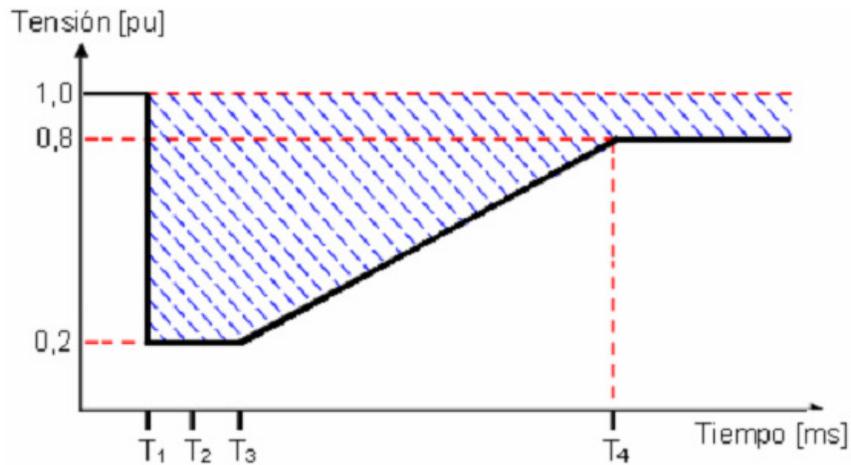


Figura 2.30: Requerimiento FRT para centrales eólicas en Chile.

Donde:

- T1 = 0 ms (tiempo de inicio de la falla)
- T2 = TMDF (Tiempo Máximo de Despeje de Falla)
- T3 = T2+20 ms
- T4 = 1000 ms

Se requiere que sean capaces de trabajar en forma permanente entregando o absorbiendo reactivos con un factor de potencia igual 1 y a 0,95. También tienen exigencias menores a las hidroeléctricas y las termoeléctricas en cuanto al tiempo que deben continuar operando cuando existen variaciones de frecuencia importantes. Para poder conectar la central al Sistema Interconectado, es necesario cumplir con todos estos requerimientos, los cuales pueden aumentar el costo de la central.

## 2.8 Fomento de las ERNC

Las ERNC no son tan rentables como las tecnologías de generación convencionales, pero tienen otro tipo de beneficios (no usan combustibles y pueden tener un impacto menor en el medio ambiente), esto hace que en Chile y en el mundo se fomenten las ERNC, por ejemplo, mediante subsidios. También, en algunos países la forma en la que se vende la energía es distinta y los clientes pueden decidir pagar más por asegurar que la energía sea generada mediante ERNC.

En el 2004, en Chile se comenzaron a introducir leyes que ayudan al fomento de las ERNC. La Ley Corta I (Ley N° 19.940) y la Ley Corta II (Ley N° 20.018), mejoran el marco regulatorio del sistema de transmisión, cambiando la forma en la que se pagan los peajes y obligando a las distribuidoras a licitar su suministro, respectivamente. Las centrales de menos de 9 MW tienen su acceso a las redes de distribución garantizado y no deben pagar peajes, las que están entre 9 y 20 MW, sólo pagan una fracción del total.

En el año 2008, se promulgó la “Ley de Energías Renovables No Convencionales” (Ley N° 20.257), la cual fomenta la inversión y generación de ERNC al aplicar una multa a las grandes generadoras (tamaño mayor a 200 MW), cuya generación no sea en un 5% (entre 2010 y 2014), luego subiendo a una tasa del 0,5% anual hasta llegar a un 10% en 2024, proveniente de fuentes consideradas ERNC. Esto significa que las centrales ERNC deberían poder vender su energía a las grandes generadoras a precios un poco menor a la multa, la cual es 0,4 UTM (Unidad Tributaria Mensual) por MWh de ERNC no acreditado la primera vez que deban pagarla y 0,6 UTM si reinciden. En la actualidad, se tramita la “Ley 20/20” que cambia la exigencia a 20% de ERNC para 2020. De ser aprobada, esto fomentaría aun más el crecimiento de las ERNC en Chile.

Las críticas a la ley se centran en que el porcentaje de penetración de ERNC al que apuntan es muy pequeño, no diferencia entre los distintos tipos de ERNC (cada uno tiene sus particularidades y necesidades) y en que la responsabilidad de que exista generación con ERNC sea de las grandes generadoras, las cuales pueden decidir generar ellos mismos, comprar o pagar la multa. Esto dificulta la entrada de nuevos actores a la generación con ERNC en comparación a un subsidio ya que para obtener el beneficio, se necesita lograr un acuerdo con las grandes generadoras. En efecto, en Chile las grandes empresas han decidido (al menos hasta 2010) generar ellos mismos o pagar la multa en lugar de llegar a acuerdos con otros actores.

## **2.9 Aerogeneradores comerciales de alta potencia con generador doblemente alimentado**

Prácticamente todos los aerogeneradores de alta potencia que se ofertan actualmente son de velocidad variable. La mayor parte de los fabricantes deciden incluir en todos sus modelos sólo un tipo de generador, ya sea generador síncrono, generador de flujo axial o generador doblemente alimentado. En la Tabla 2.4 están los datos básicos de la mayor parte de los aerogeneradores onshore fabricados hoy en día que tienen un generador doblemente alimentado.

Todos los aerogeneradores de la Tabla 2.4 tienen control de potencia mediante ángulo de ataque (pitch control), control de frecuencia rotórica con IGBT, altura entre 80 y 120 metros y, en su mayor parte, torres tubulares de acero.

La columna con valores de deslizamiento máximo fue calculada asumiendo que éste es igual en ambos sentidos (positivo y negativo). Cabe recordar que la velocidad nominal de la hélice no es cuando el deslizamiento  $s = 0$ , sino cuando se alcanza la potencia nominal.

Fabricante	Modelo	Clase IEC	Potencia nominal (MW)	Velocidad del viento nominal (m/s)	Velocidad del viento de entrada (m/s)	Velocidad del viento de salida (m/s)	Diámetro del rotor (m)	Área de barrido (m <sup>2</sup> )	RPM nominal (rpm)	RPM mínima (rpm)	RPM máxima (rpm)	Deslizamiento Máximo
Vestas	V100	IIB	2,6	12,5	3	23	100	7.854	13,37	6,72	13,37	±0,33
Vestas	V100	S	1,8	12	3	20	100	7.850	14,5	9,3	16,6	±0,28
Vestas	V90	IA IIA	3,0	15	3,5	25	90	6.362	16,1	8,6	18,4	±0,36
Vestas	V90	IIIA	2,0	12	4	25	90	6.362	14,5	9,3	16,6	±0,28
Vestas	V90	IIA	1,8	12	4	25	90	6.362	14,5	9,3	16,6	±0,28
Vestas	V80	IA IIA	2,0	16	4	25	80	5.027	16,7	10,8	19,1	±0,28
Vestas	V52	IA IIA	0,85	18	4	25	52	2.124	26	14	31,4	±0,42
Nordex	N117	IIIA	2,5	---	3	20	116,8	10.715	---	7,5	13,2	±0,28
Nordex	N100	IIIA	2,5	---	3	20	99,8	7.823	---	9,6	14,8	±0,21
Nordex	N100	IIA	2,5	---	3	25	99,8	7.823	---	9,6	14,8	±0,21
Nordex	N90	IA	2,5	---	3	25	90	6.362	---	10,3	18,1	±0,27
Nordex	N80	IA	2,5	---	3	25	80	5.026	---	10,8	18,9	±0,27
DeWind	D9.0	IIA IIIA	2,0	12	3	25	93	6.793	16	9,8	18,4	±0,30
DeWind	D8.0	IIA	2,0	13,5	3,5	25	80	5.027	18	11,1	20,7	±0,30
Suzlon	S97	IIIA	2,1	11	3,5	20	97	7.386	---	---	---	---
Suzlon	S95	IIA	2,1	11	3,5	25	95	7.085	---	---	---	---
Acciona	AW-116	IIIA	3,0	10,6	3	20	116	10.568	12,3	8,7	14,8	±0,26
Acciona	AW-109	IIA	3,0	11,1	3,5	25	109	9.331	13,1	9,3	15,9	±0,26
Acciona	AW-100	IA	3,0	11,7	4	25	100	7.864	14,2	11	17,1	±0,22
Acciona	AW-82	IIIB	1,5	10,5	3	20	82	5.289	16,7	11,8	18,4	±0,22
Acciona	AW-77	IIA	1,5	11,1	3,5	25	77	4.615	18,3	11,8	20,3	±0,26
Acciona	AW-70	IA	1,5	11,6	4	25	70	3.855	20,2	13	22,3	±0,26
RePower	M114	IIIA	3,2	12	3	22	114	10.207	---	---	---	---
RePower	M104	IB IIA	3,4	13,5	3,5	25	104	8.495	---	7,1	13,8	±0,32
Repower	MM100	S	2	11	3	22	100	7.854	---	7,8	13,9	±0,28
Repower	MM92	IIA	2,05	12,5	3	24	92,5	6.720	---	7,8	15	±0,33
Repower	MM82	IA	2,05	14,5	3,5	25	82	5.281	---	8,5	17,1	±0,33
Mitsubishi	MWT102	IIA	2,4	11,5	3	25	102	8.171	15	9	16,9	±0,31
Mitsubishi	MWT100	IIA	2,4	12	3	25	100	7.854	15	9	16,9	±0,31
Mitsubishi	MWT92	IA	2,3	12,5	3	25	92	6.648	15	9	16,9	±0,31
Mitsubishi	MWT95	IIA	2,4	12,5	3	25	95	7.088	15	9	16,9	±0,31
Mitsubishi	MWT92	IIA	2,4	12,5	3	25	92	6.648	15	9	16,9	±0,31
Fuhrlander	FL3000	IIA	3,0	12	3	25	120,6	11.423	---	6	16	±0,45
Fuhrlander	FL2500	IIA	2,5	12	3,5	25	90	6.362	---	10,4	18,1	±0,27
Fuhrlander	FL2500	IIA	2,5	13	4	25	104	8.495	---	9,4	17,1	±0,29
Fuhrlander	FL1500	IIA	1,5	12	3	25	70	3.848	---	11	22	±0,33

Tabla 2.4: Datos de aerogeneradores con generador de inducción doblemente alimentado.

## 2.10 Software especializado

El software especializado puede simplificar y mejorar estimaciones necesarias para planear una central eolo-eléctrica. Existen programas para modelar el flujo de aire en una zona y para modelar la potencia generada por los aerogeneradores. En su mayor parte, permiten visualizar el terreno, el flujo del viento y las posiciones de los aerogeneradores en 3D. A continuación, se presentan los más populares y sus características.

### **2.10.1 Modelación del flujo**

Los datos de velocidad del viento tomados por un anemómetro deben ser extrapolados a la zona circundante si se desea tener mayor precisión a la hora de evaluar el potencial eólico del sitio. Los programas necesitan como datos de entrada información meteorológica, datos de velocidades del viento y mapas digitalizados (para hacer correcciones por altura y terreno).

**WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program)** [33]: desarrollado por el Laboratorio Nacional Risø de Dinamarca, es el software más empleado. Utiliza la teoría del flujo potencial para calcular el flujo del viento en un sitio a través de datos de estaciones meteorológicas y anemómetros en la zona. Se puede obtener la dirección del viento, predicciones del clima, hacer correcciones por terreno y calcular el efecto de árboles o estructuras sobre la producción de una turbina. Se puede usar para hacer cálculos de generación anuales.

Existen otros programas que usan dinámica de fluidos para calcular el flujo del viento. Esto es más lento, pero más preciso, aunque algunos están programados para trabajar en más de un núcleo y acelerar el proceso de cálculo. Algunos programas de este tipo, son: Windie [34] y WindSim [35].

### **2.10.2 Modelación de la central**

Estos programas trabajan en conjunto con los anteriores para modelar la potencia a generar y optimizar el posicionamiento de las turbinas según la posición geográfica de la central, rugosidad del terreno y turbinas utilizadas. También permiten incluir restricciones ambientales como el ruido y visualizar la central en 3D. Algunos requieren recibir datos de WAsP, mientras que otros tienen integrado la modelación del flujo de aire.

WindFarm [36], WindFarmer [37], WindPRO [38] y Meteodyn WT [39]. OpenWind [40] en particular es open source y tiene una versión comercial con algunas aplicaciones adicionales.

## **2.11 Dimensionamiento de cables**

Las pérdidas producidas en los cables y los costos de la conexión a la red son importantes de estimar para cualquier proyecto eólico, en especial si este está alejado del sistema de transmisión. Un sitio alejado del punto de conexión puede tener una mejor distribución de viento y proveer una mayor energía, pero las pérdidas y costos adicionales pueden reducir los beneficios, disminuir el margen de ganancia o incluso hacer que no sea rentable.

En esta sección se entregan las herramientas básicas para dimensionar cables tal que puedan resistir la corriente o carga nominal, la corriente de corto circuito por un tiempo determinado (tiempo de desconexión) y produzcan una caída de tensión menor a la requerida. Las formulas aquí presentadas fueron obtenidas de [41].

### 2.11.1 Capacidad de corriente nominal

El cable está compuesto por más que sólo el conductor, en la mayoría de los casos tiene una cubierta que protege al conductor mecánicamente, además, de ser aislante. La potencia que se pierde en el conductor se traspa al material aislante y la temperatura del conductor aumenta. Se conoce como “capacidad térmica de transporte” o “capacidad de corriente” a la corriente que puede transportar el cable, manteniendo la temperatura en la superficie del conductor dentro de los límites máximos que permiten su diseño.

La corriente nominal del sistema se define mediante la tensión fase-neutro  $V_{fn}$  y la potencia  $P$  (generalmente trifásica):

$$I_n = \frac{P}{\sqrt{3}V_{fn}} \quad (2.65)$$

La capacidad de transporte está definida por los materiales del cable. Los fabricantes entregan este dato en los catálogos, en amperes, pero se debe hacer una corrección por temperatura a este valor.

$$K_T = \sqrt{\frac{T_f - T_e}{T_{fn} - T_{en}}} \quad (2.66)$$

Donde  $T_{fn}$  es la temperatura interior nominal o de servicio,  $T_{en}$  es la temperatura exterior nominal,  $T_f$  es la temperatura interior que se espera o desea tener y  $T_e$  es la temperatura exterior en el peor caso. Es posible que se desee limitar  $T_f$  por seguridad o que el valor de  $T_e$  máximo sea mayor a la temperatura exterior nominal, en estos casos el valor de  $K_T$  será menor a la unidad. En lugares muy fríos, es posible que el factor sea mayor a uno.

La capacidad de transporte se calcula basándose en la capacidad a temperatura nominal  $C_{nom}$ :

$$C_{corregida} = K_T C_{nom} \quad (2.67)$$

La corriente nominal no debe superar esta capacidad corregida. Esta relación también se puede escribir de la forma:

$$C_{nom} \geq \frac{I_n}{K_T} = I_{n_{corregida}} \quad (2.68)$$

Para reducir costos, se puede evaluar usar más de un cable de menor capacidad en paralelo, procurando que la suma de las capacidades sea mayor a la corriente nominal. Esto también tiene el

efecto de disminuir la resistencia del cable. Las líneas de doble circuito tienen un mayor costo de mantenimiento.

### 2.11.2 Capacidad de cortocircuito

Los cables, además, tienen una temperatura máxima que pueden soportar por un periodo corto de tiempo, conocida como temperatura de cortocircuito  $T_{cc}$ . Esta es la temperatura máxima que resiste el cable y se debe procurar que al existir un cortocircuito de corriente  $I_{cc}$ , el tiempo de desconexión  $\Delta t$  sea lo suficientemente rápido como para mantener la integridad del aislante. La sección del cable  $S_c$  mínima que cumple lo anterior, es:

$$S_c \geq \frac{\sqrt{\Delta t}}{K_{cc}} I_{cc} \quad (2.69)$$

Donde las unidades de  $S_c$  son ( $mm^2$ ), las de  $\Delta t$  segundos y las de  $I_{cc}$  amperes. El factor  $K_{cc}$  depende de las propiedades del material del conductor: la resistividad  $\rho$  ( $\Omega m$ ); la densidad  $\delta$  ( $kg/m^3$ ); y el calor específico  $c$  ( $J/^\circ C kg$ ). También depende de la temperatura interior nominal o de servicio  $T_{fn}$  y de la temperatura máxima de cortocircuito  $T_{cc}$ , que son parámetros del cable.

$$K_{cc} = \sqrt{\frac{c\delta}{\rho}} \sqrt{T_{cc} - T_{fn}} \quad (2.70)$$

La corriente de cortocircuito  $I_{cc}$ , depende de la impedancia de los transformadores, de las líneas, de los consumos y también de la topología de la red. Existen varios tipos de cortocircuitos, pero el que normalmente tiene la mayor corriente de cortocircuito es el trifásico a tierra.

Si se desconoce el valor real del cortocircuito o no se tiene la información suficiente para calcularlo, se puede suponer que la red es infinita y calcular el valor del cortocircuito sólo con la impedancia de la línea  $Z_L$ .

$$I_{cc} \leq \frac{V_{fn}}{Z_L} \quad (2.71)$$

Donde  $V_{fn}$  es la tensión fase-neutro. Si no se tiene información para calcular  $Z_L$ , entonces se puede considerar que la línea sólo tiene resistencia óhmica, lo cual entregará un valor aún más elevado para  $I_{cc}$ :

$$I_{cc} \leq \frac{V_{fn}}{R_L} \quad (2.72)$$

El valor de  $R_L$  se puede calcular con la longitud de la línea  $L$  ( $m$ ), la resistividad  $\rho$  ( $\Omega m$ ) y la sección  $S$  del conductor ( $m^2$ ).

$$R_c = \frac{\rho L}{S} \quad (2.73)$$

Al estimar el valor de corriente de cortocircuito de esta forma,  $S_c$  será sobreestimado, lo que podría aumentar el costo de la línea.

### 2.11.3 Regulación de tensión

La caída de tensión que se registra al transportar energía por una línea, es un factor importante al momento de dimensionar los cables. Normalmente, existe una caída de tensión máxima admisible para una línea.

La sección del conductor  $S_c$  mínima para que la tensión no disminuya más allá del valor deseado, es:

$$S_c \geq \frac{\rho L}{\Delta V V_{fn}} I_{n\text{corregida}} \quad (2.74)$$

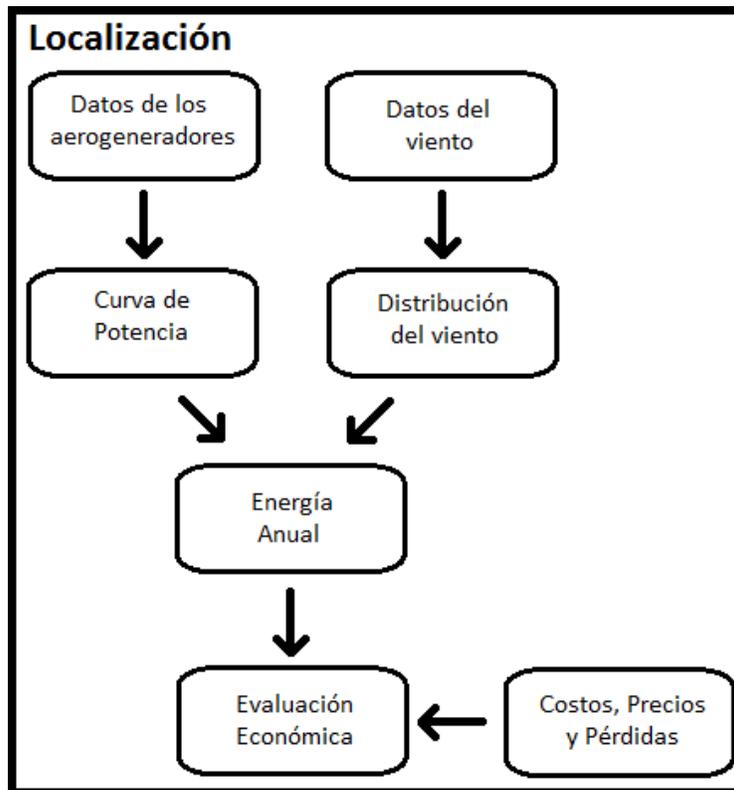
Donde  $\rho$  es la resistividad del conductor,  $L$  es la longitud en ( $m$ ),  $I_{n\text{corregida}}$  es la corriente nominal corregida por el factor  $K_T$  calculado en la sección 2.11.1,  $\Delta V$  es el valor mínimo del voltaje en ( $pu$ ) y  $V_{fn}$  es la tensión fase-neutro en ( $V$ ). Si se requiere una caída de tensión no mayor al 5%, entonces  $\Delta V = 0,95$ .

## 3 Metodología para localizar la central

Para poder diseñar una central eolo-eléctrica es esencial poder decidir el sitio donde se emplazará. La localización de la central afectará gran parte de su desempeño debido a la relación cúbica que existe entre la velocidad del viento y la potencia generada.

Cuando se está evaluando un sitio se debe hacer varios supuestos y utilizar información pública, para poder evaluar varios sitios potenciales sin incurrir en gastos innecesarios, como lo serían las horas hombre y la toma de muestras que no serán relevantes al momento de hacer el estudio acabado que se realizará en la localización seleccionada.

La metodología completa se divide en dos grandes secciones: la metodología para localizar la central y la metodología para diseñar y evaluar el proyecto. La Figura 3.1 representa los pasos de la metodología para localizar la central.



**Figura 3.1: Metodología para localizar la central.**

### 3.1 Datos necesarios

El primer paso en un proyecto de esta naturaleza es la elección del terreno. El lugar donde se construirá la central es muy importante ya que una pequeña variación del viento disponible o de su calidad puede significar grandes cambios en la energía generada.

Para seleccionar adecuadamente un terreno es necesario conocer, al menos, la velocidad promedio del viento y la rugosidad del lugar. La velocidad promedio del viento es una muestra del potencial eólico y, aunque no es suficiente para hacer una buena estimación de la energía que se podrá generar, sí lo es para hacer una primera estimación de la distribución del viento en el lugar. Además permite, cuando menos, descartar sitios con velocidades promedio muy bajas y concentrar la búsqueda en áreas con mayores velocidades.

Para hacer una buena estimación en esta fase inicial basta con tener acceso a una base de datos que tenga la distribución del viento del lugar, ojalá durante distintos meses del año o en promedio. En Chile y en el mundo este tipo de información es otorgada por instituciones pro-ERNC y gobiernos que buscan potenciar proyectos eólicos.

La rugosidad por otra parte, afecta la velocidad del viento cuando se hacen correcciones por altura. En esta etapa no es necesario conocer la rugosidad exacta del lugar, sino que basta con saber si es un lugar llano, boscoso, con cerros, etcétera.

### 3.1.1 Bases de datos en Chile

En Chile, existen varios estudios e informes realizados a través de los años, financiados por la CORFO (Corporación de Fomento de la Producción) o la CNE (Comisión Nacional de Energía). Éstos usan datos de estaciones meteorológicas para crear mapas de potencial eólico. Se presentan a continuación los más recientes.

**Proyecto de Evaluación del Potencial Eólico Nacional** [42]: es un estudio realizado por la Universidad de Chile en 1993, usando 60 estaciones meteorológicas con mediciones cada hora y a 10 metros de altura, junto con otras 86 estaciones con valores promedio de la velocidad del viento. Para obtener la velocidad del viento en otras partes se extrapolaron estos datos y para calcular la velocidad del viento a distintas alturas, se usaron factores según la rugosidad del terreno.

**Mejoría del Conocimiento del recurso eólico en el norte y centro del país** [43]: realizado en 2003 por la Universidad de Chile, presenta información de las regiones III, IV y V. Cuenta con información completa de 58 estaciones y 9 estaciones con información de velocidad del viento medio.

Explorador de energía eólica y solar [44]: es una página web realizada por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile (<http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/E3S/>) que permite al usuario conocer la velocidad del viento en varios puntos de Chile, ingresando la latitud y longitud del lugar. Además, de la información que se puede visualizar en la página web, en la misma, se puede generar un reporte que tiene la siguiente información:

- Latitud y longitud del lugar.
- Elevación.
- Velocidades promedio, mínima y máxima para marzo, junio, septiembre y diciembre.
- Distribución del viento a 75 metros de altura.
- Ciclo diario de la velocidad del viento.
- Distribución de la dirección del viento.

Se recomienda usar este último por ser el estudio más actual y completo. Con sus datos se tiene una muy buena apreciación del potencial eólico del sitio y son suficientes para hacer una buena evaluación del lugar.

### 3.1.2 Correcciones necesarias

Los datos contenidos en las bases de datos antes señaladas fueron obtenidos bajo ciertas condiciones, específicamente, una altura determinada. La velocidad del viento aumenta a mayor altura y el incremento depende de la rugosidad del terreno.

Para hacer estimaciones de la energía que genera una turbina, se necesita conocer la velocidad del viento a la altura del cubo (“hub”) del aerogenerador. Esta altura está usualmente entre 60 y 120 metros, siendo gran parte de los aerogeneradores fabricados hoy en día de 80 o 100 metros de altura.

Para llevar los datos de viento a una altura determinada, se puede usar la ecuación:

$$v_z = \left(\frac{u_*}{k}\right) \ln\left(\frac{z}{z_0} - \varphi\right) \quad (3.1)$$

Donde  $v_z$  es la velocidad del viento (en  $m/s$ ) a la altura  $z$  (en  $m$ ),  $u_*$  es la velocidad de fricción (en  $m/s$ ) y se puede estimar con los valores originales,  $k$  es la constante de von Kármán y usualmente se utiliza el valor 0,41,  $z_0$  es un factor que depende de la rugosidad del terreno y  $\varphi$ , el cual depende de la estabilidad de la capa límite y tiene un valor muy pequeño para la altura y velocidad habitual de los generadores de mediana y alta potencia, y puede despreciarse [18][45]. La Tabla 3.1 tiene valores aproximados de  $z_0$ .

Tipo de terreno	$z_0$ (m)
Ciudades, bosques	0,7
Suburbios, lugares con árboles	0,3
Pueblos con pocos árboles y arbustos	0,1
Granjas, pocos árboles y edificios	0,03
Planicies verdes planas	0,01
Desierto plano, mar agitado	0,001

**Tabla 3.1: Valores típicos de  $z_0$ .**

Una aproximación más simple es usar la ley de potencias conocida como exponencial de Hellmann, ésta es utilizada en algunas definiciones en la norma IEC 61400.

$$v_h = v_0 \left(\frac{h}{h_0}\right)^\alpha \quad (3.2)$$

Donde  $v_h$  es la velocidad a altura  $h$  y  $v_0$  es la velocidad medida a  $h_0$  metros de altura. El valor de la exponente de Hellmann,  $\alpha$ , depende de la rugosidad del terreno y los valores vienen dados por la Tabla 3.2 [3][4][5]:

Tipo de terreno	$\alpha$
Lugares llanos con hielo o hierba	0,08 - 0,12
Lugares llanos (mar, costa)	0,14
Terrenos poco accidentados	0,13 - 0,16
Zonas rusticas	0,2
Terrenos accidentados o bosques	0,2 - 0,26
Terrenos muy accidentados o ciudades	0,25 - 0,4

**Tabla 3.2: Valores de la exponente de Hellmann.**

Otro valor importante de conocer es la densidad del aire en el lugar. La densidad del aire depende de la presión y la temperatura, y tiene un efecto significativo en la energía generada. En caso de no conocerla, se suele usar el valor  $1,225 \text{ (kg/m}^3\text{)}$ .

### 3.2 Especificaciones de un aerogenerador

Para poder hacer cualquier tipo de evaluación de potencia y energía se necesita seleccionar una turbina. En esta sección se explican varios aspectos de los aerogeneradores que deben considerarse al momento de seleccionar uno, así como el significado e importancia de los datos entregados en catálogos.

#### 3.2.1 Clase IEC

La norma IEC 61400-1 define aspectos del aerogenerador como la velocidad promedio del sitio para el que están diseñados o la turbulencia que pueden resistir. También define varios parámetros como vientos cada 50 años y otros factores que son más importantes a la hora de diseñar un aerogenerador que cuando se desea seleccionar uno.

La clase IEC está definida por un número (I, II o III) y una letra (A, B o C). El número indica la velocidad de referencia a la altura del cubo del aerogenerador y la letra define la intensidad de turbulencia de referencia  $15 \text{ (m/s)}$  a la altura del cubo. Estos valores son usados para calcular la velocidad promedio y la intensidad de turbulencia resistida. Los valores se detallan en la Tabla 3.3.

Clase de la turbina		I	II	III	S
$V_{REF}$	$(m/s)$	50	42,5	37,5	Definido por el diseñador
A	$I_{REF} (-)$	0,16			
B	$I_{REF} (-)$	0,14			
C	$I_{REF} (-)$	0,12			

Tabla 3.3: Valores de referencia de las clases IEC.

La velocidad promedio para la cual está diseñada la turbina, es:

$$V_{prom} = 0,2 V_{REF} \quad (3.3)$$

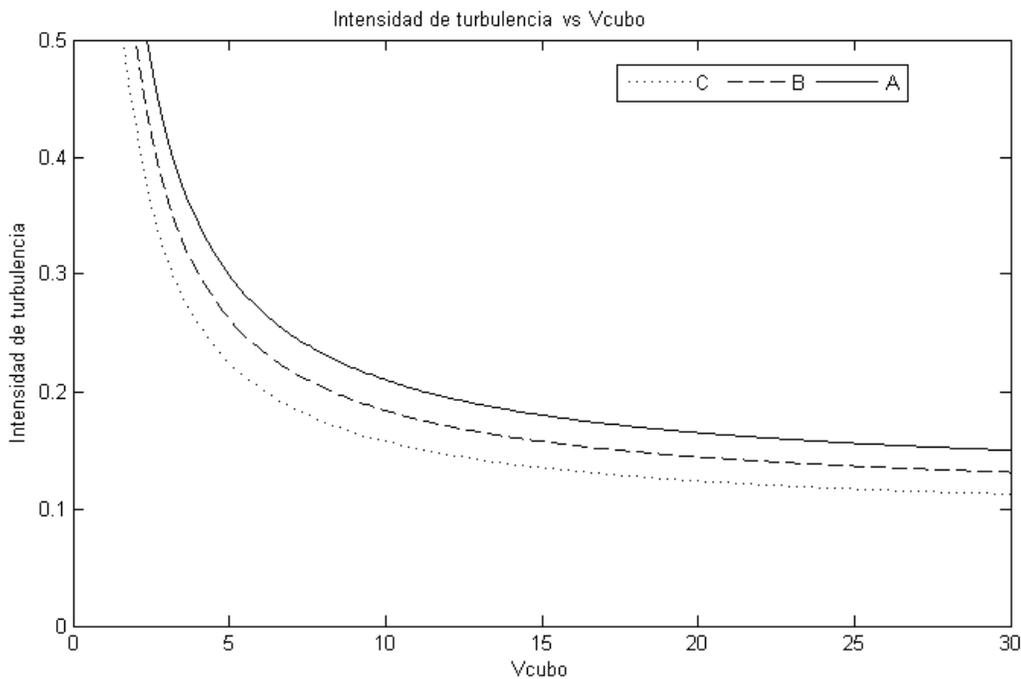
La intensidad de turbulencia máxima para la cual está diseñado el aerogenerador, es:

$$I = \frac{\sigma_1}{V_{hub}} \quad (3.4)$$

Donde  $\sigma_1$  es la desviación estándar, la cual depende de la velocidad del viento a la altura del cubo  $V_{hub}$ , y se calcula usando:

$$\sigma_1 = I_{REF}(0,75 V_{hub} + b) \quad (3.5)$$

Donde  $b = 5,6$ . La Figura 3.2 muestra las curvas de intensidad de turbulencia definidas por las clases IEC.



**Figura 3.2: Intensidad de turbulencia definida por la norma IEC 61400-1.**

La intensidad de turbulencia se calcula con datos de la velocidad del viento durante un periodo de 10 minutos o 1 hora. Los aerogeneradores de alta potencia son principalmente clase A, sólo unos pocos fabricantes ofrecen diseños clase B. Aunque existen modelos para todas las velocidades de referencia, la mayor parte es clase II.

### 3.2.2 Catálogos

Cada aerogenerador es único y los datos entregados por los fabricantes en los catálogos básicos son suficientes para hacer una primera evaluación del desempeño de la turbina en un sitio específico.

Además de la clase IEC, los catálogos tienen, en general, la siguiente información dividida en categorías:

Información de operación:

- Potencia nominal (*Rated power*): es la potencia nominal del aerogenerador, es decir, la potencia máxima a la que puede trabajar.
- Velocidad del viento nominal (*Rated wind speed*): es la velocidad del viento a la que se alcanza la potencia nominal. La potencia nominal puede ser alcanzada a velocidades un poco distintas dependiendo de la densidad del aire.

- Velocidad de entrada (*“Cut-in speed”*): es la velocidad mínima del viento en la cual la hélice comienza a funcionar. El aerogenerador no funciona a velocidades del viento muy bajas debido a que las pérdidas podrían ser mayores que lo generado.
- Velocidad de salida (*“Cut-out speed”*): es la velocidad máxima del viento a la que puede trabajar el aerogenerador. Cuando la velocidad de salida es alcanzada, el rotor se detiene por completo.
- Velocidad de re-entrada (*“Re-cut in speed”*): es la velocidad del viento a la que el generador vuelve a funcionar en caso de haber tenido que frenarse. Es menor a la velocidad de salida para evitar que el generador tenga que entrar y salir de funcionamiento repetidamente.
- Rango de temperatura de operación (*“Operating temperatura range”*): es el rango de temperaturas, a la altura del cubo (*“hub”*) a las que puede operar el generador.

Rotor:

- Diámetro (*“Diameter”*): es el diámetro del rotor.
- Área de barrido (*“Swept diameter”*): es el área de barrido del rotor, utilizada para calcular la potencia generada. Dos aerogeneradores con el mismo diámetro de rotor pueden presentar un área de barrido distinta en sus catálogos. La diferencia, si es que existe, es pequeña.
- Revoluciones nominales (*“Nominal revolutions”*): es la velocidad del rotor a la que se alcanza la velocidad del viento y potencia nominal. Puede ser menor o igual a la velocidad máxima dada por el intervalo de operación.
- Intervalo de operación (*“Operation interval”*): son las velocidades mínimas y máximas que puede alcanzar el aerogenerador. Estas son importantes para hacer los cálculos de potencia generada.
- Freno (*“Air Brake”*): es el mecanismo usado para detener por completo la rotación de la hélice. Se usa en caso de que el viento sobrepase la velocidad de salida. En aerogeneradores con generador doblemente alimentado, en general, el freno es del tipo *“full blade feathering”*, es decir, que las palas del rotor cambian su ángulo en 180°.

Dimensión y peso de las aspas/palas, barquilla (*“nacelle”*) y cubo (*“hub”*):

- Dimensiones: son necesarias para poder transportar de forma adecuada la turbina.
- Peso: al igual que las dimensiones, es información importante para el transporte de los equipos.

Caja de engranajes:

- Tipo: se define aquí que tipo de engranajes se usan (espuela o helicoidales) y cuantas etapas tiene él.
- Razón de conversión: es la razón de conversión de la caja de engranajes a velocidad de rotor nominal. Algunos fabricantes entregan el rango de velocidades de rotación posibles aquí, en lugar de hacerlo directamente en revoluciones por minuto del rotor.

Torre:

- Tipo: el material y forma de la torre. En general son de acero, principalmente tubulares, aunque algunos fabricantes dan la opción de torres del tipo de grilla.
- Altura: las alturas disponibles. A mayor altura la velocidad del viento es mayor, pero también se incrementa el costo de la torre.

Generador:

- Tipo: el generador que tiene la turbina. En este trabajo se considera que siempre es un aerogenerador doblemente alimentado, el cual es en general de 4 polos.
- Conversor: el tipo de conversor de frecuencia que tiene el aerogenerador. En general usan PWM y están hechos con IGBT.

También se encuentra habitualmente una curva de potencia vs velocidad. Esta curva es esencial para hacer el cálculo de la energía capturada por el generador, pero lamentablemente, los catálogos no cuentan con la información necesaria para usarla. La curva de potencia vs velocidad se construye usando la ecuación:

$$P = C_p \eta \frac{\rho A v^3}{2} \quad (3.6)$$

De estos factores, sólo el área de barrido  $A$  es conocido. Los otros, coeficiente de potencia  $C_p$ , eficiencia  $\eta$  y densidad del aire  $\rho$ , no se encuentran en el catálogo básico. Algunos si incluyen el valor de la densidad del aire  $\rho$  que se utilizó en la creación de la curva, pero esto igual no es suficiente y rara vez será la misma que la del sitio que se está evaluando.

Los valores del coeficiente de potencia varían para cada hélice y son conocidos por los fabricantes. Pueden, y deben, ser pedidos a éste cuando se está haciendo una evaluación detallada del proyecto. Cuando sólo se está evaluando el sitio en que se emplazara el proyecto, se puede suponer que las hélices tienen la misma curva para simplificar los cálculos y disminuir la información requerida.

### 3.2.3 Caja de engranajes

Hay dos parámetros importantes a considerar en la elección de la caja de engranajes. El ruido que ésta produce y el número de etapas. Los aerogeneradores vienen con la razón de conversión necesaria para acoplar la velocidad del generador con la del rotor de forma adecuada, por lo que esto no es un problema.

Un mayor número de etapas significa que se usan engranajes de razones pequeñas para alcanzar las razones necesarias, que suelen estar alrededor de 1:100. Los modelos comerciales suelen tener entre 2 y 3 etapas.

Existen principalmente dos tipos de engranajes usados en la industria de aerogeneradores, los tipo espuela (“*spur*”) y los helicoidales (“*helical*”). Los engranajes helicoidales tienen los dientes en ángulo y eso aumenta la superficie de contacto a medida que giran. El ruido generado disminuye

principalmente al aumentar la superficie de contacto, por lo que los engranajes helicoidales producen menos ruido. La reducción del ruido es, en general, entre un 10% y un 15% [46], dependiendo del ángulo de los dientes y otros parámetros de su diseño, siendo mayor la reducción a velocidades elevadas.

Los engranajes helicoidales necesitan un mayor mantenimiento, pero la reducción del ruido facilita los trámites medio ambientales, lo cual es algo más importante.

### **3.3 Estimación de Energía**

Un proyecto necesita una buena predicción de los ingresos que se observarán durante los años. Es esencial hacer una buena estimación de la energía que se logrará generar, para luego calcular las utilidades finales.

Para localizar una central no basta con estimar la distribución de las velocidades del viento, la curva de potencia vs velocidad del aerogenerador seleccionado define en gran parte la energía generada, por lo que no puede ser ignorada. La elección del sitio adecuado para un proyecto depende tanto del viento presente en el lugar como de encontrar una turbina adecuada y que maximice los beneficios del proyecto.

En esta sección se repasan las herramientas básicas para construir las curvas y que datos son necesarios para hacer estas estimaciones y poder discriminar las localizaciones potenciales.

#### **3.3.1 Distribución del viento**

La velocidad del viento del lugar es el factor más importante en el cálculo de la energía de la central. La velocidad promedio del sitio es un indicador de la posible distribución del viento, siendo los lugares con mayores velocidades promedio, los con distribuciones más favorables.

Para estimar la distribución del viento de los sitios potenciales, se pueden usar los datos entregados por proyectos como el “Explorador de energía eólica y solar” [44], descrito en la sección 3.1.1. Según la cantidad y que datos se obtengan, dependerá la forma en la que se estima la velocidad del viento y calidad del resultado.

Se recomiendan tres formas de calcular la posible distribución del viento:

- Si se tiene acceso sólo a la velocidad del viento promedio durante un año, se puede usar la distribución de Rayleigh.
- Si se cuenta con datos de velocidades del viento durante un año, la distribución de Weibull es la adecuada.
- Algunas bases de datos entregan la distribución del viento directamente, como es el caso del “Explorador de energía eólica y solar”.

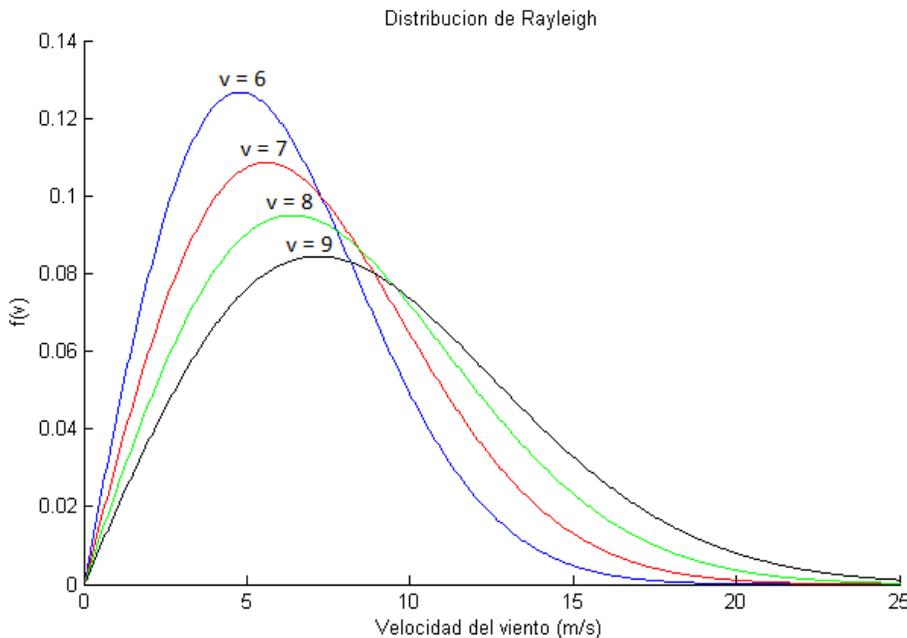
Los datos deben ser ojalá durante un año, debido a que el viento cambia con las estaciones del año. Si sólo se considera un mes o una estación, esto conduciría a una sub o sobreestimación del potencial eólico. El viento puede cambiar mucho de un año a otro y si se cuenta con información de más de un año, esto puede servir para hacer un mejor cálculo. En las fases iniciales del proyecto, no se desea tomar datos (que necesita de varios meses para completarse) ni hacer cálculos muy complicados por lo que, al menos para seleccionar el sitio, se suele ocupar la información pública disponible aunque no sean muchos datos.

También se debe tener cuidado con la altura a la que están tomados los datos ya que ésta debe corregirse para que sea la altura del cubo del rotor.

Para la estimación más básica, simple y de menor calidad, sólo se necesita conocer la velocidad del viento promedio en el sitio. Con este dato se puede calcular los parámetros de la distribución de Rayleigh, una simplificación de la distribución de Weibull. El cálculo es simple, en la Figura 3.3 hay distribuciones para velocidades promedio distintas. La función densidad de probabilidad  $f(v)$ , donde  $v$  es la velocidad del viento y  $\hat{v}$  es la velocidad promedio, es la siguiente:

$$f(v) = \frac{\pi v}{2 \hat{v}^2} e^{-\xi} \tag{3.7}$$

$$\xi = \frac{\pi v}{4 \hat{v}^2} \tag{3.8}$$



**Figura 3.3: distribución de Rayleigh para distintas velocidades de viento promedio en (m/s).**

La distribución de Rayleigh es igual a la distribución de Weibull, pero con el parámetro de forma  $k = 2$ , el cual es un valor parecido al que se ha encontrado mediante mediciones en varios sitios, por lo que es usual usarla cuando se desconoce cualquier otra información del lugar.

Con datos de velocidad del viento durante el año, en cambio, se pueden calcular los parámetros de forma  $k$  y de escala  $c$  de la distribución de Weibull, como se señala en la sección 2.3.4. La función densidad de probabilidad es la siguiente:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad (3.9)$$

El “Explorador de energía eólica y solar” presenta una distribución de la velocidad del viento durante el año, mediante un gráfico de barras como el de la Figura 3.4, pero también se encuentran los datos disponibles y se puede calcular la distribución de Weibull si se desea un poco más de precisión.

### Distribución de velocidad del viento en 75m

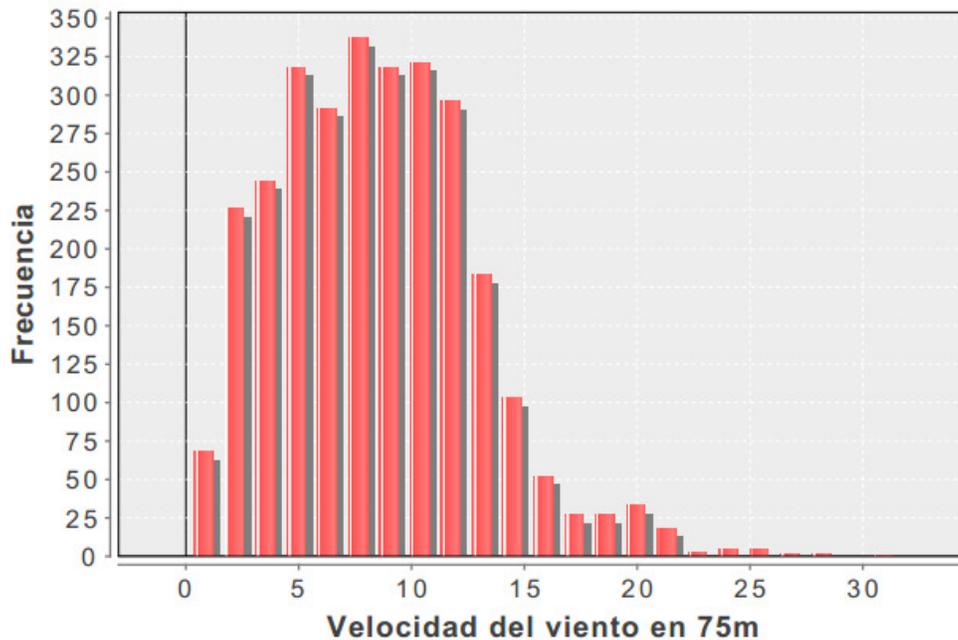


Figura 3.4: distribución de velocidad del viento, obtenida del Explorador de energía eólica y solar.

### 3.3.2 Coeficiente de potencia

El coeficiente de potencia es la porción de la energía del viento que puede capturar el rotor. Depende del diseño de la hélice, del ángulo de ataque de las palas  $\beta$  (el cual debe ser  $0^\circ$  para maximizar  $C_p$ ) y de la velocidad de punta  $\lambda$ , la cual es definida como:

$$\lambda = \frac{\omega R}{v} \quad (3.10)$$

Donde  $\omega$  es la velocidad de giro de la hélice en (*rad/s*),  $R$  es el radio de la hélice en (*m*) y  $v$  es la velocidad del viento en (*m/s*). Los efectos de  $\beta$  y algunas curvas se encuentran en la sección 2.4.4.

Los valores de  $C_p$  para cada hélice son únicos y son necesarios para calcular la potencia que producirá el aerogenerador. Se suelen entregar los valores mediante una tabla o una curva  $C_p$  vs  $\lambda$ . La curva no es proporcionada por los fabricantes en los catálogos básicos, pero se puede pedir en caso de querer hacer cálculos precisos.

La ventaja de un aerogenerador de velocidad variable, es que puede cambiar la velocidad de giro de la hélice para mantener la velocidad de punta en el valor que maximice  $C_p$  aun cuando varía la velocidad del viento. Por esto, el valor más importante es el coeficiente de potencia máximo  $C_{p_{m\acute{a}x}}$ , el cual varía entre 0,35 y 0,45 en aerogeneradores comerciales, siendo 0,4 un valor habitual.

Cuando se evalúa un proyecto se necesita conocer los valores reales de  $C_p$ , pero cuando recién se está decidiendo que aerogenerador usar y en que sitio, se puede usar una curva genérica para calcular la energía que se podría generar en el lugar, en caso de no poder conseguir las curvas reales.

La ecuación que se presenta a continuación no es de una hélice real, pero tiene un valor de  $C_{p_{m\acute{a}x}} = 0,4$  y esto ocurre cuando  $\lambda = 6,7$ , quedando como resultado la curva de la Figura 3.5. Aunque las curvas en la sección 2.4.4 son de aerogeneradores reales, tienen valores mayores a lo usual (ya sea  $\lambda$  o  $C_{p_{m\acute{a}x}}$ ) y por eso se recomienda usar ésta:

$$C_p = 0,5 \left( 93 \frac{1}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) \exp \left( -17 \frac{1}{\lambda_i} \right) \quad (3.11)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{1 + \beta^3} \quad (3.12)$$

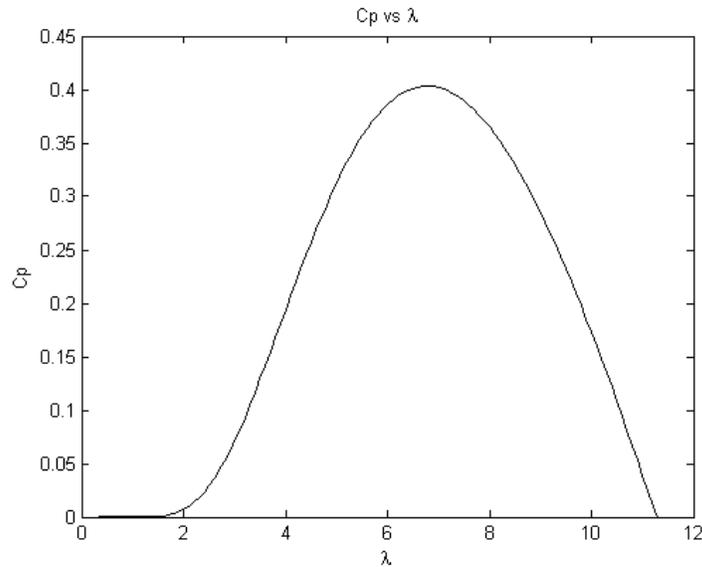


Figura 3.5: curva  $C_p$  vs  $\lambda$  descrita por la ecuación (3.11).

### 3.3.3 Potencia del aerogenerador

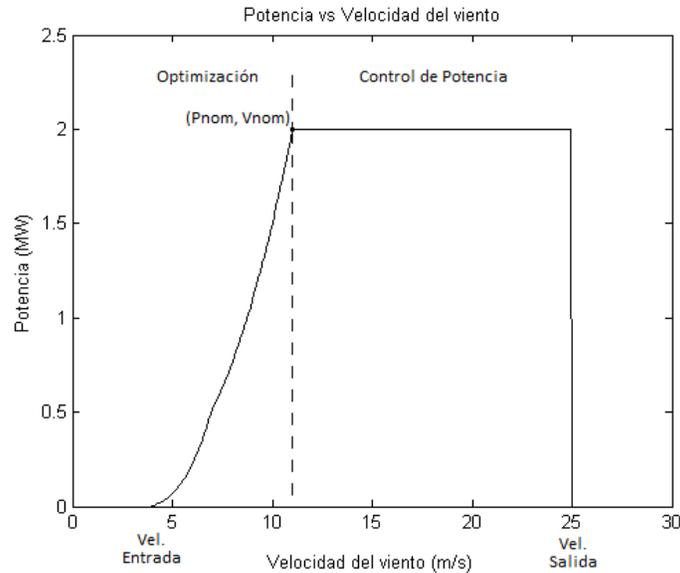
Los catálogos de los fabricantes de aerogeneradores suelen presentar una curva de potencia contra velocidad, pero no indican todas las condiciones bajo las cuales fueron hechas (densidad del aire, turbulencia, eficiencia, método de control de velocidad, etc.) y, aún si así lo fuera, las condiciones serían distintas en el sitio del proyecto. Debido a lo anterior, lo más apropiado es calcular la curva de potencia bajo las condiciones específicas del lugar en cuestión, haciendo algunas estimaciones.

La fórmula que se utiliza para calcular la potencia eléctrica, es:

$$P = C_p \eta \frac{\rho A v^3}{2} \tag{3.13}$$

El área de barrido del generador  $A$  es un dato del aerogenerador. La densidad del aire puede ser desconocida, en cuyo caso se suele usar el valor  $1,225 \text{ (kg/m}^3\text{)}$ . El coeficiente de potencia  $C_p$  y la eficiencia del generador, caja de engranajes y controlador eléctrico  $\eta$  no son entregados en los catálogos básicos. Para hacer una buena aproximación, se necesita conocer estos parámetros, cuando menos, la curva del factor de potencia, la cual puede variar bastante entre un diseño de hélice y otro.

La curva de potencia vs velocidad de un aerogenerador de velocidad variable se divide en dos partes: antes de alcanzar el punto de potencia nominal (y velocidad nominal) y después de éste. En la primera zona, se optimiza el valor de  $C_p$  para obtener la máxima potencia posible. Después de este punto, se controla la potencia generada para no sobrepasar los límites de los equipos. La Figura 3.6 muestra una curva con las dos zonas mencionadas.



**Figura 3.6: Zona de optimización y de control de potencia en una curva de potencia vs velocidad del viento.**

La potencia generada tiene una relación cúbica con la velocidad del viento, por lo que se desea que  $C_p$  sea máximo cuando se alcance la potencia y velocidad nominal. Para velocidades del viento menores, se desea que el  $C_p$  se lo máximo posible. El control de frecuencia del generador doblemente alimentado, típicamente permite una variación de la velocidad de  $\pm 30\%$ , lo cual es suficiente para mantener el  $C_p$  en su valor máximo para casi todas las velocidades de viento menores a la nominal.

Los catálogos tienen en general los valores de velocidad de giro mínima y máxima del aerogenerador, en rpm. Para calcular las velocidades mínimas y máximas del viento a las cuales se puede maximizar  $C_p$ , se pueden usar las siguientes ecuaciones, siempre teniendo en consideración que la velocidad de giro debe estar en ( $rad/s$ ):

$$v_{m\acute{a}x} = \omega_{m\acute{a}x} \frac{R}{\lambda'} \tag{3.14}$$

$$v_{m\acute{i}n} = \omega_{m\acute{i}n} \frac{R}{\lambda'} \tag{3.15}$$

Donde  $\omega_{m\acute{a}x}$  y  $\omega_{m\acute{i}n}$  son los valores máximos y mínimos de la velocidad de giro en ( $rad/s$ ), respectivamente, y  $\lambda'$  es el valor de  $\lambda$  que maximiza  $C_p$ . Este valor puede variar mucho según el diseño de la hélice, pero en general se encuentra entre 5 y 8.

A modo de ejemplo, una hélice con  $C_p$  máximo, cuando  $\lambda = 5,7$ , radio de 100 metros y que puede alcanzar velocidades de giro entre 7 y 13 rpm, podría mantener el coeficiente de potencia en

$C_{p_{m\acute{a}x}}$  para velocidades del viento entre 6 y 12 (m/s). La velocidad del viento de entrada (velocidad mínima a la que funciona el generador) tpica está entre 3 y 4 (m/s) pero las velocidades de viento bajas no tienen mucha energía disponible debido a la relación cubica entre la potencia y la velocidad del viento, lo que significa que no hay gran diferencia entre maximizar el  $C_p$  para estos valores bajos o no.

El cculo de  $C_p$  para estas velocidades bajas es más complicado y depende del algoritmo de control de velocidad que se use y de la forma de la curva del coeficiente de potencia. Para valores de velocidad del viento mayores a la nominal, maximizar  $C_p$  ya no es necesario, sino que se debe limitar la potencia que se genera, manteniendo la potencia generada en el valor nominal.

El valor de  $\eta$  se puede estimar multiplicando la eficiencia de la caja de engranajes, generador y controlador de frecuencia. Un valor usual en los aerogeneradores es 0,9 para el conjunto, pero los aerogeneradores doblemente alimentados alcanzan valores cercanos a 0,95.

En resumen, las consideraciones necesarias para estimar la curva de potencia vs velocidad para una turbina determinada, usando la ecuación (3.13), son:

- Usar el área de barrido  $A$  de la hélice.
- $\rho$  es la densidad del aire a la altura del cubo (“hub”) de la hélice, usar el valor 1,225 ( $kg/m^3$ ) en caso de desconocerlo.
- $C_p = C_{p_{m\acute{a}x}}$  dentro de los rangos permitidos según la velocidad de giro posibles.
- Calcular  $C_p$  con la curva de  $C_p$  vs  $\lambda$  cuando no se está maximizando  $C_p$ .
- Se considera la velocidad del viento nominal  $V_{nom}$ , como aquella en la que se alcanza  $P_{nom}$ . Esta puede ser distinta de la presentada en el catalogo debido a diferencias en  $\rho$ ,  $C_p$  y  $\eta$ .
- $P = P_{nom}$  para velocidades mayores a la velocidad del viento nominal.
- La potencia es cero antes de la velocidad de entrada y después de la velocidad de salida, que es cuando el generador no está funcionando.

Existen algunas consideraciones adicionales cuando se desea tener una mejor estimación de la curva como tomar en cuenta el efecto de la velocidad de re-entrada del aerogenerador. Estos efectos se discuten en el capítulo 4.

### 3.3.4 Número de aerogeneradores

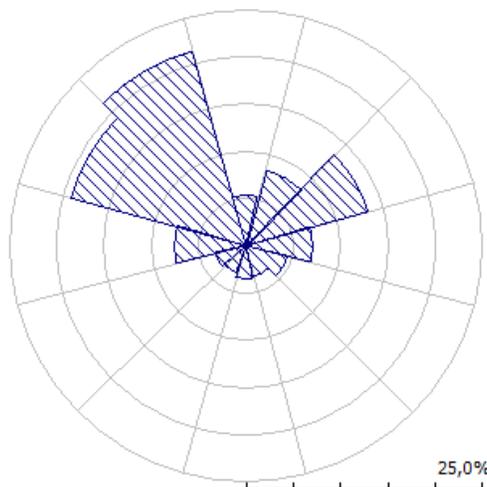
En un proyecto eólico se suelen colocar varios aerogeneradores relativamente cercanos uno de otro. El generador que est al frente de otro afecta negativamente al que está atrás. Por esto el posicionamiento de los aerogeneradores es importante a la hora de evaluar una central.

El posicionamiento óptimo se encuentra después de varias iteraciones y es recomendable, en esta etapa, sólo usar ciertos valores usuales para calcular el número de aerogeneradores que puede haber en

el lugar y el efecto que tiene cada turbina sobre las demás. Si se tienen datos de la distribución de la dirección del viento del lugar, se pueden hacer mejores estimaciones como las que se encuentran en el capítulo 4 si se desea.

Una distancia usual entre aerogeneradores, si se considera que “hacia adelante” es la dirección principal de la cual proviene el viento, es 3 a 5 diámetros de rotor hacia los lados y 8 a 10 diámetros de rotor hacia atrás. Las pérdidas en estas condiciones pueden llegar a ser cercanas al 40% para las turbinas que están detrás de otra. Las pérdidas dependen mucho de la dirección principal del viento y de si esta está obstruida o no. Si solo se tiene una turbina alrededor, las pérdidas esperadas al considerar estas distancias pueden variar entre 0% y 8%.

Si se consideran 12 secciones de 30°, cada una correspondiente a una dirección del viento, en la mayoría de los sitios, el viento se concentra principalmente en dos o tres de estas secciones como se ve en el gráfico de la Figura 3.7, lo que significa que es probable que algunos aerogeneradores no sufran prácticamente ningún efecto. Por lo tanto, es un efecto muy difícil de cuantificar sin información de las direcciones del viento pero que puede reducir en gran medida el desempeño de una central.



**Figura 3.7: Velocidad del viento según secciones de 30°.**

En ausencia de esta información, se recomienda estimar las pérdidas de un generador entre 2% y 5% por cada aerogenerador cercano (5 diámetros de rotor). En ciertos casos se usan distancias mayores, como 14 diámetros de rotor, lo que disminuye las pérdidas pero significa tener muchos menos aerogeneradores.

Al decidir el número de turbinas y su posición, se debe tener cuidado de no colocarlas detrás de colinas o en lugares inaccesibles. Se debe revisar el mapa del sitio para posicionarlas en lugares factibles.

### 3.3.5 Energía capturada

Para calcular la curva de energía anual generada de un aerogenerador se multiplica la función densidad de probabilidad de Weibull por los valores de la curva de potencia para cada velocidad y se multiplica por las horas del año. El área bajo la curva obtenida representa la energía generada durante un año.

Para considerar múltiples generadores se puede multiplicar la curva de potencia por un factor que represente la porción de potencia que constituyan todos los aerogeneradores. Es importante recordar que en la mayoría de los proyectos, gran parte de los aerogeneradores no podrá generar al 100%.

Las pérdidas en la línea de conexión a la red deben ser incorporadas. También se debe incluir en el cálculo el factor de disponibilidad (“*availabilty factor*”), que representa el tiempo que la central está disponible para generar (distinto al factor de planta o de capacidad). Para proyectos eólicos este es cercano a 0,98 y difícilmente menor a 0,95. La función de potencia queda:

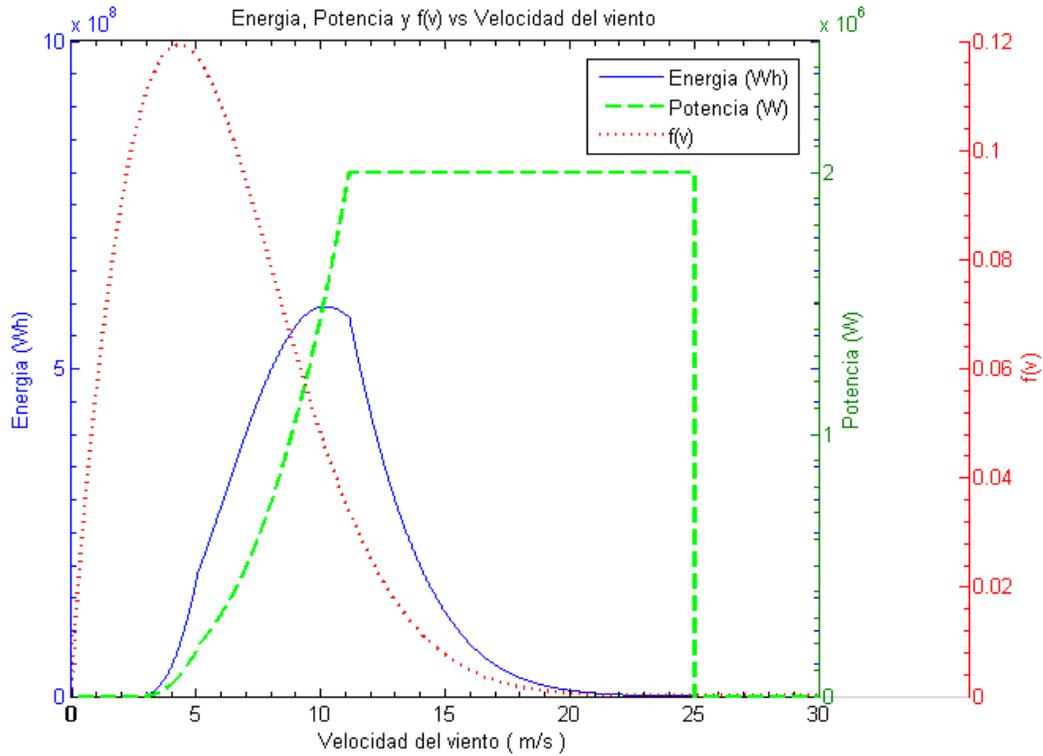
$$P(v)_{final} = 0,98 * (P(v) - P_{pérdidas}) \quad (3.16)$$

Se puede obtener el resultado de la integral mediante integración numérica.

$$E = T \int_{v_{m\acute{a}x}}^{v_{m\acute{i}n}} P(v)_{final} f(v) dv \quad (3.17)$$

La Figura 3.8 muestra la distribución de Weibull, la curva de potencia y la curva energía generada para un caso determinado.

Se puede apreciar como las velocidades bajas de viento no proveen mucha energía y a velocidad nominal del aerogenerador, cuando se alcanza la potencia nominal, la curva de energía se ve afectada y deja de ser creciente y toma la forma de la distribución del viento.



**Figura 3.8: Energía, Potencia y  $f(v)$  vs velocidad del viento.**

### 3.3.6 Pérdidas en las líneas

Las pérdidas que ocurren en los cables que conectan la central con el sistema interconectado pueden ser muy altas y hacer que un proyecto no sea rentable. Las pérdidas dependen principalmente de la potencia de la central, la distancia al punto de conexión, la sección del conductor y la tensión de la línea.

Las pérdidas en las líneas se pueden calcular mediante la ecuación:

$$P_{p\acute{e}rdidas} = R_L I^2 = \frac{\rho L}{S_c} I^2 \quad (3.18)$$

Donde  $I$  es la corriente en la línea en (A),  $R_L$  es la resistencia de la línea en ( $\Omega$ ),  $\rho$  es la resistividad del material en ( $\Omega m$ ),  $L$  es la longitud de la línea en (m) y  $S_c$  es la sección del conductor en ( $m^2$ ).

Para calcular las pérdidas, primero se debe dimensionar los cables y obtener los valores de  $L$  y  $S_c$ . En la mayoría de los casos se desea hacer una línea aérea ya que presenta un costo mucho menor y son más fáciles de reparar. Los cables pueden ser conductor desnudo o aislado, de cobre o de aluminio.

La sección del cable seleccionado debe cumplir los tres requerimientos detallados en la sección 2.11. Las ecuaciones son:

$$C_{nom} \geq \frac{I_n}{K_T} = I_{n_{corregida}} \quad (3.19)$$

$$S_c \geq \frac{\sqrt{\Delta t}}{K_{cc}} I_{cc} \quad (3.20)$$

$$S_c \geq \frac{\rho L}{\Delta V V_{fn}} I_{n_{corregida}} \quad (3.21)$$

Donde:

- $S_c$  es la sección del conductor en ( $m^2$ ).
- $C_{nom}$  es la capacidad de transporte en amperes, especificada en los catálogos.
- $I_n$  es la corriente nominal en amperes.
- $I_{cc}$  es la corriente de cortocircuito en amperes.
- $\Delta t$  es el tiempo de despeje de cortocircuito en segundos.
- $\rho$  es la resistividad del material conductor, en ( $\Omega m$ ).
- $L$  es la longitud de la línea en metros.
- $V_{fn}$  es la tensión fase-neutro en volts.
- $\Delta V$  es la tensión que se desea en el extremo de la línea, debido a la caída de tensión, en por unidad.

Los factores  $K_T$  y  $K_{cc}$  están definidos como:

$$K_T = \sqrt{\frac{T_f - T_e}{T_{fn} - T_{en}}} \quad (3.22)$$

$$K_{cc} = \sqrt{\frac{c\delta}{\rho}} \sqrt{T_{cc} - T_{fn}} \quad (3.23)$$

Donde:

- $\rho$  es la resistividad del material, en ( $\Omega m$ ).
- $\delta$  es la densidad del material conductor, en ( $kg/m^3$ ).
- $c$  es el calor específico del material conductor, en ( $J/^\circ C kg$ ).
- $T_{fn}$  es la temperatura interior nominal.
- $T_{en}$  es la temperatura exterior nominal.
- $T_f$  es la temperatura interior deseada.
- $T_e$  es la temperatura exterior en sitio, en el peor caso.

- $T_{cc}$  es la temperatura máxima de cortocircuito.

La Tabla 3.4 muestra los datos necesarios de los materiales para los cálculos:

		Cobre	Aluminio
Resistividad	$\rho$ ( $\Omega m$ )	$0,017 \cdot 10^{-6}$	$0,0282 \cdot 10^{-6}$
Densidad	$\delta$ ( $kg/m^3$ )	8.906	2.700
Calor específico	$c$ ( $J/^\circ C kg$ )	358	900

**Tabla 3.4: Propiedades del cobre y aluminio.**

Las temperaturas dependen del material aislante. Tanto los cables RETANAX MT de PRYSMIAN y los cables USE-RHH de MADECO tienen aislación XLPE, tienen  $T_{fn} = 90^\circ C$  y  $T_{cc} = 250^\circ C$ . La Tabla 3.5 tiene los datos de capacidades para cables RETANAX MT de PRYSMIAN de aluminio y cobre de 13,2 kV.

Para calcular las pérdidas de energía anuales se debe considerar que la central no genera a potencia nominal durante todo el año. Aunque la relación entre potencia de la maquina y las pérdidas en la línea de transmisión no es lineal, una buena aproximación es usar regla de tres para calcular las pérdidas de energía anuales.

$$E_{p\acute{e}rdidas} = \frac{E_{generaci\acute{o}n} P_{p\acute{e}rdidas}}{P_{generaci\acute{o}n}} \quad (3.24)$$

Donde  $E_{generaci\acute{o}n}$  es la energía generada por la central en un año,  $P_{generaci\acute{o}n}$  es la potencia nominal de generador y  $P_{p\acute{e}rdidas}$  es la potencia perdida en la transmisión.

	Cable CU categoría I		Cable AL categoría I		Cable CU categoría I	
Sección nominal	Corriente admisible en aire		Corriente admisible en aire		Corriente admisible cable enterrado	
	unipolar	tripolar	unipolar	tripolar	unipolar	tripolar
	40°C	40°C	40°C	40°C	25°C	25°C
( $mm^2$ )	(A)	(A)	(A)	(A)	(A)	(A)
35	205	155	164	124	195	170
50	245	190	196	152	230	200
70	305	230	244	184	280	240
95	370	280	296	224	335	290
120	425	320	340	256	380	330
150	475	360	380	288	420	365
185	545	415	436	332	470	410
240	640	485	512	388	540	475
300	730	550	584	440	610	535
400	835	640	668	512	685	615
500	940	-	752	-	755	-

**Tabla 3.5: Valores de capacidad de corriente de cables RETANAX MT de 13,2 kV.**

### 3.4 Estimación de Costos

Estimar de manera correcta los costos es importante para poder seleccionar una localización y aerogenerador adecuado y eficiente. El costo de inversión de una central recae en gran medida en el precio de los aerogeneradores, los cuales dependen principalmente de la potencia nominal de la turbina.

Un costo importante dentro del proyecto y que puede variar mucho, es el costo del sistema de transmisión. Por lo tanto, se entregan formas de evaluarlo por separado en esta sección.

#### 3.4.1 Costo inicial de una central

Los costos de una central son proporcionales a la potencia nominal. En la Tabla 3.6 se aprecia el desglose por partes de una central de 5 MW onshore en 2006, entregado por [47]. El detalle de una central de 10 MW encontrado en [18] no es muy distinto.

Componente	% del costo total
Turbinas	64
Obras civiles	13
Infraestructura eléctrica	8
Conexión a la red	6
Gestión del proyecto	1
Instalación	1
Seguros	1
Costos legales	2
Cuota de los bancos	1
Intereses durante la construcción	2
Costos de desarrollo	1

**Tabla 3.6: Desglose de costos de una central eolo-eléctrica de 5 MW en 2006.**

En la tabla Tabla 3.7 se muestra un desglose similar, con información recopilada de varios proyectos en 2001 y 2002 en Europa [48].

Componente	% del costo total
Turbina	74-82
Fundaciones	1-6
Instalaciones eléctricas	1-9
Conexión a la red	2-9
Consultoría	1-3
Terreno	1-3
Costos financieros	1-5
Construcción de accesos	1-5

**Tabla 3.7: Desglose de costos de una central en Europa en 2001 y 2002.**

Los costos de inversión de dos centrales, en Europa, se detallan en la Tabla 3.8. A la izquierda, una central de 10 MW, con cinco turbinas de 2 MW, instalada en 2006 [49] y a la derecha una central considerada “caso tipo” de 15 MW con maquinas de 600/660 kW con una línea de transmisión de 10

km en España en 1999 [50]. La tasa de cambio es 1 EUR = 1,28 USD para la primera y 150 PTA = 1 USD.

Inversión	Costo en la central de 10 <i>MW</i> (miles de USD)	Costos en la central de 15 <i>MW</i> (miles de USD)
Costos de preparación	640	720
Turbinas	12.800	10.600
Infraestructura civil y eléctrica	1.280	2.147
Conexión a la red	1.280	733
Total	16.000	14.200

**Tabla 3.8: Costos de dos centrales en USD.**

En la Tabla 3.8 no se consideran costos de operación ni mantenimiento anuales, tampoco se consideran el costo de restauración. Los costos de inversión son sólo los que deben pagarse una vez al inicio del proyecto. En este caso, los costos de las turbinas son iguales al 80% de la inversión inicial en el primer caso y al 74% en el segundo.

Los aerogeneradores son lo más caro dentro del proyecto y existen formas de estimar su precio según su potencia nominal. La conexión a la red es uno de los factores que más puede cambiar según la posición de un proyecto y se recomienda estimarlo por separado del resto de los componentes.

Se pueden usar estas relaciones para tener una idea del costo de inversión que tendrá la central a partir del precio del aerogenerador, el cual se puede suponer en una primera instancia entre un 70% y un 80% de la inversión total.

### 3.4.2 Costos de operación, mantenimiento y restauración

Los costos que se deben pagar cada año son los costos de operación y mantenimiento. Para estimarlos, resulta útil considerarlos una fracción del costo de la inversión inicial. La Tabla 3.9 muestra los costos anuales estimados para las mismas centrales de 10 MW y 15 MW de la sección anterior [49]:

Costos anuales	Costo en la central de 10 MW (miles de USD)	Costo en la central de 15 MW (miles de USD)
Servicio, mantención y seguro de las turbinas	320	327
Impuestos y contribución por la conexión a la red	64	---
Arriendo de tierras	96	74
Gestión y administración diaria	32	60
Consumo eléctrico propio	32	----
Total	544	461

**Tabla 3.9: Costos de operación y mantenimiento anuales de dos centrales.**

Considerando los costos de inversión de esta central, los costos de operación y mantenimiento anuales son alrededor de un 3,5% de la inversión inicial.

La restauración es un costo único que existe alrededor de la mitad de la vida del proyecto, lo cual es, por lo general, es a los 10 años. Para la central de 10 MW anterior, es definido como 1600 miles de USD, es decir un 10% de la inversión inicial del proyecto.

### 3.4.3 Precio de un aerogenerador

El precio de los aerogeneradores es la mayor parte del costo del proyecto. Sin este dato, no se puede hacer una comparación real entre dos aerogeneradores y seleccionar el más eficiente para el sitio.

Aunque la mejor opción y lo más preciso es tener el precio del aerogenerador, no siempre se cuenta con estos datos, especialmente en las fases iniciales de un proyecto en las cuales no se tiene mucha información como para negociar con los fabricantes. Dos formas de estimar el precio son: usar el precio promedio por unidad de potencia del aerogenerador; y usar la estimación de costos por componentes que se usa al diseñar un generador. Estas estimaciones no deben ser usadas más que para una fase inicial del proyecto.

El precio promedio de los aerogeneradores por unidad de potencia es algo que calculan ciertos consultores de energía eólica. En particular, “Bloomberg New Energy Finance” [51] hace balances anuales que libera en comunicados de prensa. El documento del 6 de marzo de 2012 [52] muestra que los precios son alrededor de 1,21 millones de dólares por MW, una disminución del 4% respecto a los precios a mediados de 2011, siendo los modelos más antiguos los con una mayor disminución, llegando a 1,13 millones de dólares por MW. Se espera que los precios no suban hasta 2014.

Los precios no son muy estables en el tiempo, por lo que se debe siempre tener la información más actualizada posible. En 2011, el precio promedio era 1,31 millones de dólares por MW, mientras que en 2009 el precio estaba en 1,69 millones de dólares por MW, después de alzas a causa del incremento ocurrido en los años anteriores en el precio de las materias primas y a que los fabricantes no podían suplir la demanda, aumentando cerca de un 75% en 3 años (de 2005 a 2008).

La segunda opción no es buena para estimar un precio, no obstante, puede servir para comparar dos aerogeneradores de la misma potencia, pero con parámetros de diseño distintos (como diámetro de rotor). No existe un estudio para turbinas con generador doblemente alimentado específicamente.

Una estimación de los costos relativos de la turbina por componente en 2001, se muestra en la Tabla 3.10 [53].

Componente	Costo relativo (%)
Rotor	20-30
Barquilla	25
Caja de engranajes y eje	10-15
Generador	5-15
Torre	10-25

**Tabla 3.10: Costo relativo de los componentes de una turbina.**

En [54] se estiman los costos usando como base una turbina de 1,5 MW, diámetro de rotor igual a 60 metros, altura 60 metros, de velocidad fija con regulación por pérdida aerodinámica y onshore. El método calcula los costos dependiendo de la masa de cada componente de la turbina y se considera válido sólo para valores de potencia y diámetro de rotor cercanos (no mucho mayores a 70 metros de diámetro). La Tabla 3.11 muestra el porcentaje del costo total  $R_i$  y la función de costo  $C_i$ , que depende de la masa  $m$  de esta parte para un aerogenerador onshore. También se encuentra la función de costo que se puede encontrar en [18] el cual usa el mismo grupo de datos.

Componente	Costo relativo $R_i$	Función de costo $C_i$ según [54]	Función de costo $C_i$ según [18]
Palas	18,3	$0,1 + 0,9 m$	$0,1 + 0,9 m$
Cubo	2,5	1	$0,1 + 0,9 m$
Eje principal	4,2	$0,3 + 0,7 m$	$0,1 + 0,9 m$
Caja de engranajes	12,5	$m$	$0,1 + 0,9 m$
Generador	7,5	$m$	$0,1 + 0,9 m$
Barquilla (“nacelle”)	10,8	$0,4 + 0,6 m$	$0,1 + 0,9 m$
Control de orientación (“yaw”)	4,2	$m$	$0,1 + 0,9 m$
Controlador	4,2	1	1
Torre	17,5	$0,3 + 0,7 m$	$0,1 + 0,9 m$
Freno	1,7	$m$	$0,1 + 0,9 m$
Fundación	4,2	$0,75 + 0,25 m$	$0,1 + 0,9 m$
Ensamblado	2,1	1	$0,1 + 0,9 m$
Transporte	2,1	1	$0,1 + 0,9 m$
Conexión a la red	8,3	1	$0,1 + 0,9 m$
Total	100		

**Tabla 3.11: Costo relativo y función de costo para los componentes de una turbina.**

Si se considera  $C_{60}$  el costo de la turbina base, el costo total será entonces:

$$C_{total} = R_i C_i C_{60} \quad (3.25)$$

La masa de cada componente se puede estimar según el diámetro de rotor [18], considerando como base la masa del aerogenerador original  $m_{60}$ . Considerando que el diámetro base es de 60 metros, la masa de todos los componentes, a excepción de la del generador, la conexión a la red y el controlador, tiene una relación cúbica con el diámetro:

$$m = \left(\frac{D}{60}\right)^3 \quad (3.26)$$

El generador y la conexión a la red dependen del diámetro de forma cuadrática:

$$m = \left(\frac{D}{60}\right)^2 \quad (3.27)$$

El ensamblado y el transporte se considera que no dependen del diámetro del rotor. Además, se debe tomar en cuenta que el sistema de transmisión tiene un costo que también depende de la distancia hacia el punto de conexión a la red, por lo que su costo puede ocupar un porcentaje más alto dentro del presupuesto.

Otro intento por establecer estos costos es el de [55], un reporte técnico del “National Renewable Energy Laboratory” de Estados Unidos en 2006. En este se consideran los costos de los materiales (que se pueden obtener del “Producer Price Index” del “Bureau of Labor Statistics” de Estados Unidos para corregirlos a los precios actuales) y tiene cálculos más acabados y que incluyen generadores de velocidad variable, pero no un generador doblemente alimentado. El cálculo es mucho más engorroso y es más eficiente conseguir los precios reales de los generadores para el caso de evaluación de una localización.

La decisión final siempre debe ser tomada con los precios reales de los aerogeneradores y estas estimaciones sólo sirven como guías al momento de evaluar un sitio de forma preliminar.

#### **3.4.4 Costo de la conexión a la red**

La localización de una central puede ser óptima en cuanto a energía generada, pero puede estar en una posición muy ineficiente para conectarse al Sistema Interconectado. Los costos de la conexión a la red dependen de la longitud de la línea, la sección del conductor, el material del conductor y de si la línea es aérea o subterránea.

La longitud no es un parámetro que se pueda alterar. La sección del conductor debiese ser la más pequeña posible, procurando que se cumplan las especificaciones de corriente nominal, corriente de cortocircuito y caída de tensión requeridas. El material puede ser cobre o aluminio y también está atado a las condiciones de diseño de la línea.

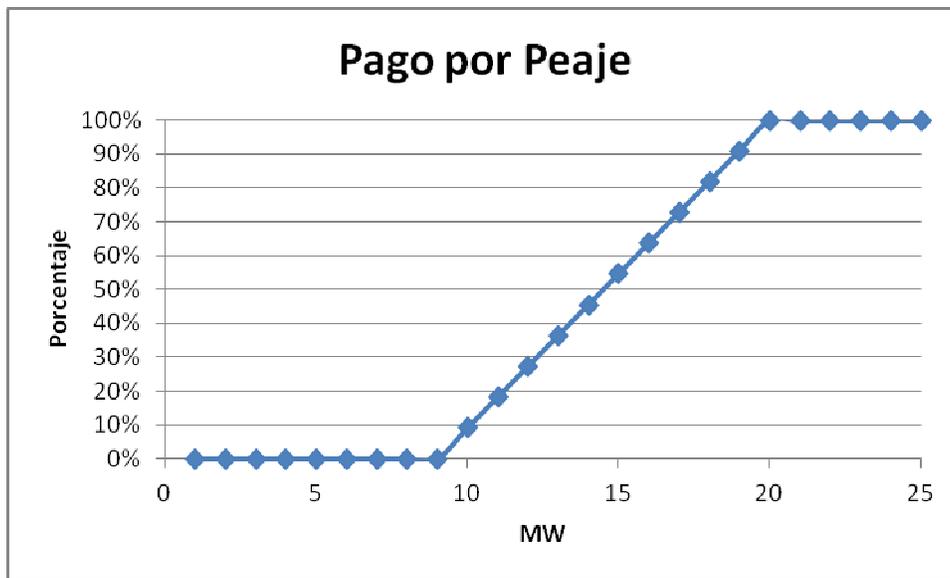
La selección entre líneas aéreas y subterráneas también incide en los cálculos al dimensionar los conductores ya que los cables aéreos tienen propiedades distintas a los subterráneos. El costo de la transmisión subterránea es mucho mayor que el de la transmisión aérea (requiere cables con aislación y excavaciones, siendo casi 5 veces mayor), por lo que, en general, este método es usado sólo en tramos donde la línea aérea pudiese entrapar la evaluación medio ambiental o si el proyecto presenta economías de alcance (si se va a construir una zanja de todas formas por otra razón).

Se debe considerar el costo de la mano de obra, torres, arriendo de máquinas y el costo de la canalización subterránea. Puede ser que se necesiten transformadores elevadores para lograr la caída de tensión necesaria.

Una forma de estimar la inversión necesaria en Chile, es revisar la información proporcionada en las páginas web del CDEC-SIC [56] y el CDEC-SING [57]. En la sección de “informes y estudios”, ambos proveen información detallada de los costos de las líneas de transmisión y de subtransmisión. Los datos y precios se encuentran detallados por elemento (conductor, caseta, tablero, transformador, etc.). Algunas definiciones útiles para comprender las tablas:

- AVI: Anualidad de la inversión.
- COMA: Costos anuales de operación, mantenimiento y administración.
- CU: Costo unitario (del elemento completo).
- MO: Mano de obra (del elemento completo).
- CUun = Costo unitario por unidad.
- MOun: Mano de obra por unidad.

Por último, se deben considerar los peajes por subtransmisión en caso de conectarse a una subestación existente, pero que no corresponde a un nudo. La ley en Chile establece que las centrales de tamaño menor a 9 MW no pagan, mientras que las que están entre 9 y 20 MW sólo pagan una porción del costo de subtransmisión como se ve en la Figura 3.9.



**Figura 3.9: Pago peaje por subtransmisión.**

### 3.5 Ingresos

Los ingresos que percibe una central eólica no sólo provienen de la energía generada; la potencia firme que proporcionan es reconocida en la actualidad en Chile. También se pueden vender bonos de carbono y se debe considerar los ingresos adicionales debido a la multa por ERNC.

### 3.5.1 Venta de energía

La energía se vende a costo marginal instantáneo. El CMg puede variar bastante durante el periodo del proyecto. Depende de factores como el costo de los combustibles, un factor poco predecible, por lo que es complicado hacer un cálculo exhaustivo del precio de venta de esta forma. Se puede considerar como referente el precio de nudo de largo plazo dado por la CNE para hacer los cálculos.

### 3.5.2 Potencia Firme

La potencia firme de la energía eólica no era reconocida en el pasado. Hoy, existe un pago por ésta, considerando ciertas penalizaciones a la potencia instalada para considerar el bajo factor de planta de las centrales eólicas. Los precios por potencia firme son dados por la CNE.

La potencia firme de una central eólica se puede estimar mediante [58][59]:

$$PF = PI * FP * 0,7 * 0,95 \quad (3.28)$$

Donde PI es la potencia instalada y FP el factor de planta. El factor de planta de las centrales eólicas generalmente se encuentra entre 20% y 50%, siendo un valor usual 30%. El cálculo del factor de planta se puede hacer usando la siguiente fórmula:

$$FP = \frac{\text{Energía Anual generada}}{\text{Potencia Instalada} * 8760 \text{ horas}} \quad (3.29)$$

### 3.5.3 Multa Ley ERNC

La ley ERNC establece una multa de 0,4 UTM por MWh para las empresas generadoras que no logren reconocer un 5% de su generación como ERNC (10% en el futuro). La multa aumenta a 0,6 UTM cuando la empresa reincide en la falta. Es probable que esta multa sea lo que haga que el proyecto sea atractivo, por lo que se debe incluir en los cálculos.

Al hacer un proyecto eólico se debe considerar esta multa. Si el proyecto es independiente de las grandes empresas generadoras el pago adicional está sujeto a que alguna de estas generadoras quiera hacer un contrato de traspaso de generación. Esto significa que no es un ingreso seguro para proyectos independientes y es necesario negociar antes de llevarlo a cabo.

### 3.5.4 Bonos de Carbono

Los bonos de carbono fueron introducidos en el Protocolo de Kyoto de 1997. Se miden según la reducción en la producción de gases invernaderos que produzca el proyecto. Se debe hacer una certificación MDL (Mecanismos de Desarrollo Limpio) lo cual tiene un costo entre 70 y 110 mil USD [60].

Existen organizaciones que compran los bonos de carbono y el beneficio económico depende de las CER (“*Certified Emission Reduction*”) que se le reconozcan al proyecto, la cual corresponde a una tonelada métrica de CO<sub>2</sub>. En Chile, la reducción provista es alrededor de 0,5 CER por MWh.

Lamentablemente, el precio de los bonos ha disminuido mucho, desde un máximo de 23 EUR en 2008 a tan sólo 4 EUR en marzo de 2012.

### 3.6 Comparación de sitios

Para comparar varias localizaciones se debe hacer una evaluación económica del proyecto. Esto se hace mediante el cálculo del VAN (Valor Actual Neto) del proyecto, para lo cual se necesita usar una tasa de descuento adecuada para el inversionista. Los proyectos eólicos tienen en general una vida útil de 20 años.

La Tabla 3.12 representa un flujo de caja simplificado de un proyecto de energía eólica.

	Año 0	Año 1	Año 2	...	Año 10	...	Año 20
Venta de Energía		1.380.000	1.380.000	...	1.380.000	...	1.380.000
Costos de operación		-544.000	-544.000	...	-544.000	...	-544.000
Restauración					-1.600.000		
Utilidades antes de impuestos		836.000	836.000	...	-746.000	...	836.000
Impuesto (17%)		-142.120	-142.120	...	0	...	-142.120
Utilidades después de impuestos		693.880	693.880	...	-746.000	...	693.880
Inversión	-16.000.000			...		...	
Flujo de caja neto	-16.000.000	693.880	693.880	...	-746.000	...	693.880

**Tabla 3.12: Flujo de caja simplificado de una central.**

Para calcular las ventas de energía se debe saber a qué precio se vende la energía, el cual, por lo general, es el precio de nudo del nodo al que se conecta la central. El dato actual se puede obtener de la página web de la CNE (Comisión Nacional de Energía) [61] en la sección de tarifaciones. El precio de nudo está muy ligado al precio del combustible, carbón y sequías, haciéndolo bastante impredecible a través de los años. Es posible hacer contratos con generadoras y distribuidoras para obtener un precio mayor y más estable, y a veces es necesario para hacer el proyecto viable económicamente, pero puede ser difícil conseguir uno cuando se está en una fase tan básica del proyecto.

El cálculo del VAN se hace usando el flujo de caja neto de cada año, el cual es:

$$VAN = \sum_{j=0}^n \frac{FN_j}{(1+i)^j} \quad (3.30)$$

Donde  $n$  es el número de años del proyecto,  $FN_j$  es el flujo del año  $j$  (el año 0 considera la inversión) y la tasa de descuento es  $i$ . Algunos proyectos pueden tener tasas de descuento distintas para cada año.

Es posible que el VAN del proyecto sea negativo. Esto no quiere decir que haya que desecharlo por completo. Las consideraciones adicionales expuestas en el capítulo 4, como el cálculo real del efecto estela o el efecto de subsidios o la ley de ERNC (en Chile), pueden aumentar el VAN del proyecto.

## **4 Metodología para proyectos de centrales eolo-eléctricas con generador doblemente alimentado**

Luego de tener una primera evaluación del sitio, en caso de continuar con el proyecto, es preciso hacer una evaluación mucho más minuciosa. Se debe tomar datos en el sitio, estimar los vientos de 20 años (tiempo de vida del proyecto), usar datos reales de los aerogeneradores, considerar el posicionamiento de las turbinas, etcétera.

En este capítulo se explican cuales son las consideraciones adicionales que se deben tener a la hora de evaluar el proyecto, que datos son necesarios, como deben ser procesados y estimaciones de pérdidas varias. También se habla sobre las evaluaciones ambientales habituales en este tipo de proyectos y las formas de vender de la energía.

La Figura 4.1 muestra la metodología completa.

### **4.1 Datos necesarios**

Los métodos de obtención de datos del capítulo anterior permiten tener una buena estimación de lo que ocurre en el sitio, pero son datos obtenidos de modelos que usan muestras de estaciones meteorológicas que pueden estar alejados del sitio. Por tanto, una vez seleccionada la localización de la central, se debe realizar ciertas mediciones para poder hacer una mejor estimación de la energía disponible y encontrar las verdaderas condiciones del lugar.

En esta sección se explica como se hacen las mediciones, que datos se deben tomar y como se suele calcular el viento en todo el sitio a partir de solo algunos puntos de medición.

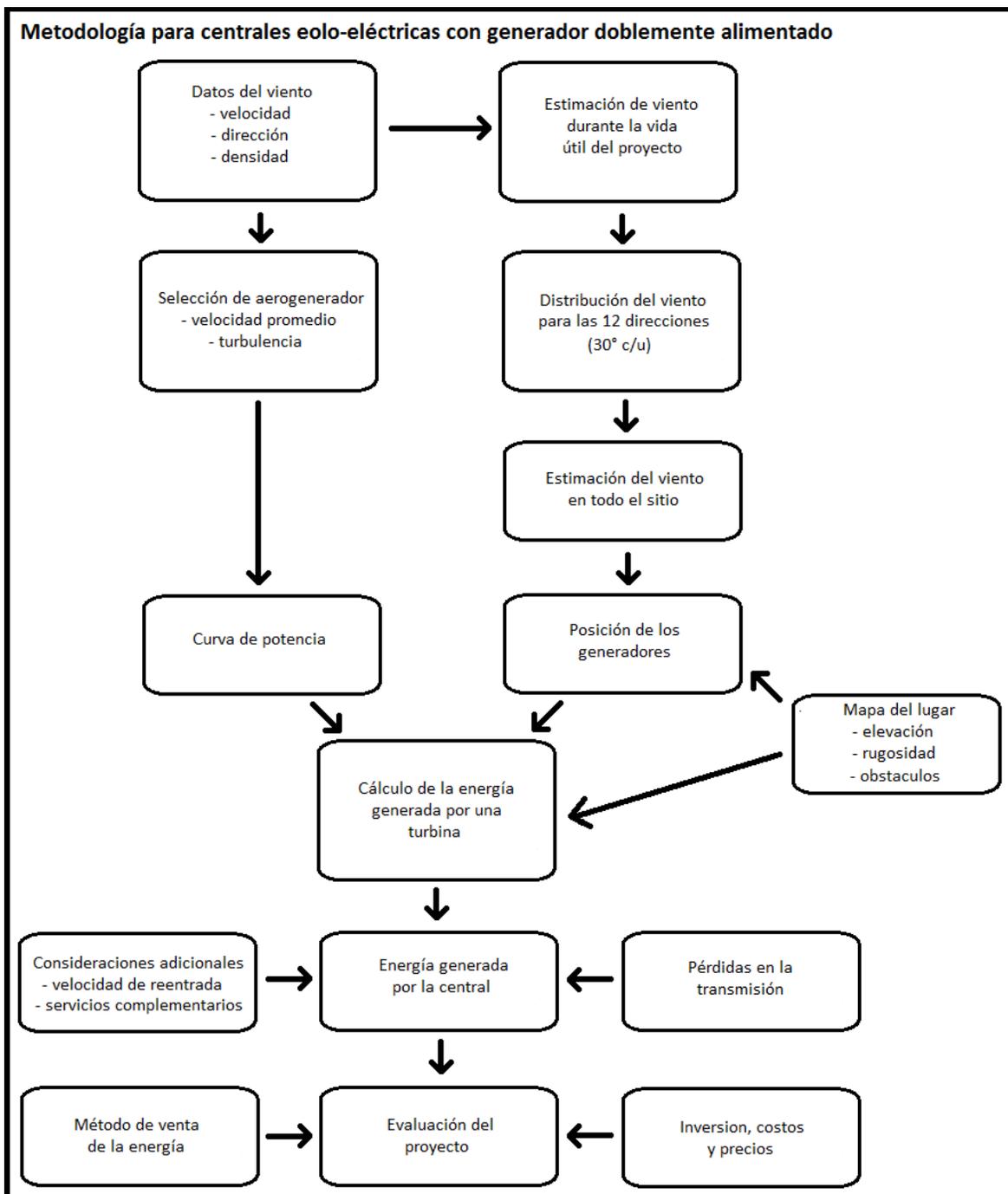


Figura 4.1: Metodología para proyectos de centrales eolo-eléctricas con generador doblemente alimentado.

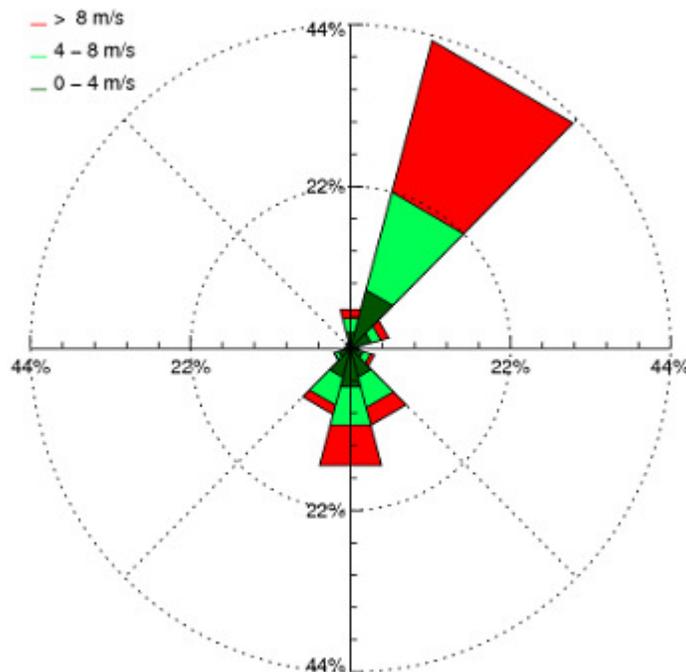
#### 4.1.1 Mediciones

Los datos necesarios para la selección de turbina y cálculos de energía a generar, son: la velocidad del viento; la densidad del aire; y la turbulencia.

La velocidad del viento se debe medir, en lo posible, a la altura del cubo del aerogenerador, la cual en 2012 suele ser entre 80 y 120 metros para aerogeneradores de mediana y alta potencia. Si no, se deben corregir los datos por altura. Se suele usar sólo un mástil con el aparato de medición y, debido a su altura, puede ser que sea necesario conseguir autorización para colocarlo en el lugar.

Se debe tomar datos a lo menos por 6 meses, aunque mientras mayor sea el periodo mejor será la aproximación que se podrá tener. La razón por la que no es necesario tomar datos durante un año completo es que, en realidad, lo que se desea es tener información de la distribución del viento durante 20 años, por lo que los datos medidos en el sitio son luego correlacionados con datos históricos de estaciones meteorológicas cercanas. En la sección 4.1.2 se ahonda en los métodos de predicción.

Los datos son divididos según la dirección del viento en 12 grupos o secciones, donde cada uno representa  $30^\circ$ . Para cada una de estas direcciones se tendrán datos de velocidad del viento y se podrá calcular los parámetros de la distribución de Weibull de la velocidad del viento. Esta información permite seleccionar la orientación de los aerogeneradores y posicionarlos para evitar la reducción en la producción de energía causada por el efecto estela (*wake effect*), que produce una turbina que esta frente a otra. En la Figura 4.2 se muestra la Rosa de los Vientos de un sitio en Bosnia [62], gráfico que se usa para indicar la velocidad y proporción del viento según la dirección.



**Figura 4.2: Rosa de los vientos, datos tomados en un sitio en Bosnia.**

En la Figura 4.2 se aprecia lo siguiente:

- 44% del tiempo, el viento sopla en la dirección entre  $15^\circ$  y  $45^\circ$ .

- Para esta misma dirección, el viento tiene una velocidad mayor a 8 (m/s) un 22% del tiempo.
- El viento prácticamente no existe en algunas direcciones.

Esta información es importante cuando se elige la posición de los aerogeneradores, puesto que permite disminuir el efecto estela para las direcciones con mayor viento. El software eólico especializado utiliza este tipo de formato para los datos al hacer cálculos. La Figura 4.3 muestra la distribución de viento calculada con el programa WAsP para un punto en particular a partir de la información de una estación meteorológica cercana.

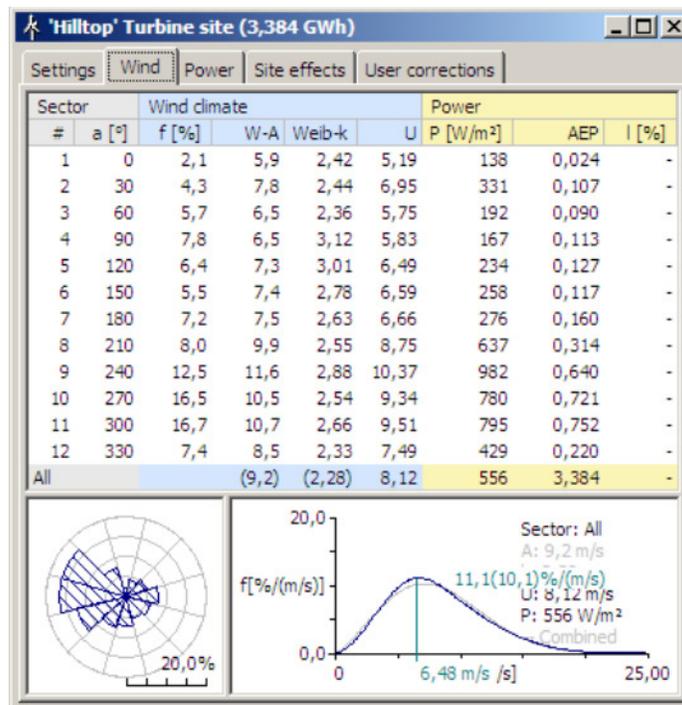


Figura 4.3: Datos de un sitio en WAsP.

Cabe recordar que, además, de calcular los parámetros de la distribución de Weibull de la velocidad del viento, con estos datos se debe calcular la desviación estándar del viento en periodos de 10 minutos para calcular la intensidad de turbulencia y así poder seleccionar un aerogenerador de la clase IEC adecuada.

El segundo dato a medir es la densidad del aire a la altura del cubo del aerogenerador. Esta se puede calcular conociendo la temperatura y la presión del sitio y no suele ser un problema medirla, considerando las otras mediciones necesarias, pero es necesario tener presente que se debe conocer el valor real para hacer una mejor estimación de la potencia generada.

Por último, se mide la cizalladura del viento (“*wind shear*”), la cual depende de la geografía del lugar. La cizalladura del viento es el cambio de velocidad y dirección del viento entre dos puntos en la atmósfera, se colocan medidores a distintas alturas para obtenerla. Es usada para calcular la corrección por altura de la velocidad del viento, específicamente, el factor  $\psi$  en la ecuación (3.1) en la sección 3.1.2. En condiciones estables, cuando la cizalladura es cercana a cero, se supone que su valor es muy pequeño en comparación al resto de los valores [18] y es lo que se considera en el capítulo 3.

#### 4.1.2 Predicción de la velocidad del viento

El viento es inestable a través del tiempo. Aunque existe una relación entre la velocidad del viento medida en verano y la medida en invierno de un mismo año, esto no es así entre un año y otro. Fenómenos climáticos como El Niño y La Niña pueden afectar la velocidad del viento de un sitio hasta en un 30%, favoreciendo ciertas zonas y perjudicando otras [63].

Por lo general, los proyectos eólicos tienen una vida útil de 20 años, lo que significa que no es recomendado arriesgarse a evaluar el proyecto sólo usando los datos tomados durante un año. Para estimar el recurso eólico disponible lo que se suele hacer es correlacionar los datos tomados en el sitio con la información histórica de una estación meteorológica cercana. Luego con distintos métodos, como regresión lineal o redes neuronales, se estima el viento futuro en el sitio usando los datos de la estación meteorológica de hasta 20 años atrás. Este método es conocido como Medir-Correlacionar-Predicir o MCP.

A modo de ejemplo, un método simple de MCP es la regresión lineal [18]:

$$V_{sitio} = a + bV_{largo\ plazo} \quad (4.1)$$

Donde los factores  $a$  y  $b$  se obtienen al correlacionar los datos del sitio con la información obtenida en la estación meteorológica durante el mismo periodo de tiempo, para cada uno de los 12 sectores de 30°.

Existen varios métodos de MCP, por ejemplo, las redes neuronales ofrecen una buena predicción, pero puede ser complicado encontrar los pesos adecuados de las variables. Dependiendo del coeficiente de correlación entre los datos, hay métodos que pueden ser más o menos efectivos [64]. Cuando el coeficiente de correlación es alto, se pueden usar métodos más simples con buenos resultados.

Varios de los softwares especializados para aplicaciones eólicas ofrecen implementaciones de métodos de MCP. En [64] se evalúan distintos métodos de MCP y en [65] se evalúan los métodos del programa WindPRO.

Algunos datos a considerar son que al aumentar el intervalo de tiempo que se correlaciona (y, por tanto, tomar datos en el sitio durante más tiempo), el coeficiente de correlación aumenta, como también, que el coeficiente suele ser menor cuando la topografía del terreno es complicada.

## 4.2 Posicionamiento de los aerogeneradores

El terreno y las turbinas tienen un efecto importante sobre la generación. En esta sección se presentan los efectos que tiene una turbina sobre otra y como se estima normalmente el viento para todas las turbinas de un sitio.

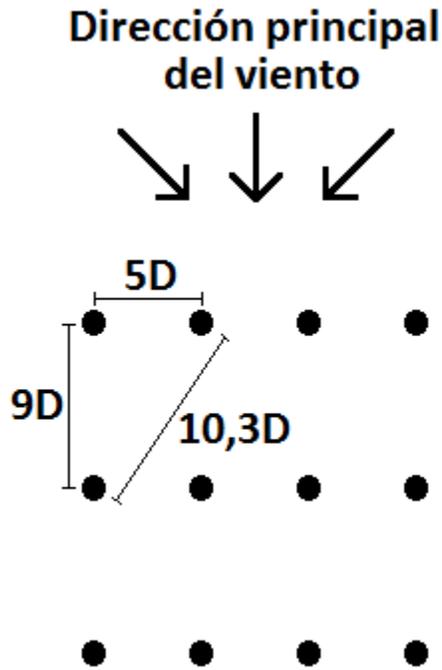
Cuando se desean hacer ambos cálculos durante el diseño de una central, es común usar software (presentados en la sección 2.10) ya que tienen integrados los modelos y cálculos necesarios.

### 4.2.1 Efecto Estela (“Wake Effect”)

Cuando un aerogenerador está detrás de otro, la turbina que está adelante produce turbulencia que afecta a la que está atrás. Esto se traduce en una pérdida en la potencia generada por la turbina que puede llegar a ser cercana al 50%, dependiendo de la distancia a la que se encuentren las turbinas. Además, la turbulencia detrás de un aerogenerador es alta, por lo que debe existir una distancia mínima para no superar el límite establecido por la norma IEC para la hélice que se desea emplear.

Es un efecto indeseado, pero las restricciones en el tamaño del terreno significan que en casi todas las centrales eólicas existirá. Resulta entonces necesario tratar de posicionar los aerogeneradores de la mejor forma posible para disminuir el efecto.

En términos generales, los aerogeneradores se suelen colocar a una cierta distancia uno de otro, dependiendo del diámetro del rotor. Distancias mínimas utilizadas en la industria, para evitar pérdidas de potencia y daño de las hélices, son 2 diámetros de rotor hacia el lado y 8 diámetros de rotor hacia atrás [66]. Distancias comunes son 3 a 5 diámetros de rotor hacia el lado y 8 a 10 diámetros de rotor hacia atrás. La Figura 4.4 ilustra lo anterior, donde los puntos representan las turbinas y  $D$  es el diámetro del rotor.



**Figura 4.4: Distancias entre aerogeneradores en una central eólica.**

El viento puede estar concentrado en una dirección o estar disperso. En la Tabla 4.1 se muestran datos de un sitio off-shore en Dinamarca [54], donde el recurso eólico se encuentra distribuido principalmente entre 6 de los 12 sectores.

Sector (°)	Probabilidad (%)	Parámetro de escala $c$ de Weibull	Parámetro de forma $k$ de Weibull
0	5,68	8,03	2,06
30	2,69	7,89	1,75
60	2,79	7,20	1,73
90	10,5	12,6	2,37
120	10,42	9,89	2,49
150	6,42	9,01	2,51
180	5,94	9,10	2,56
210	9,86	10,54	2,33
240	13,29	11,17	2,40
270	17,17	11,53	2,49
300	9,18	8,92	2,24
330	6,06	9,00	2,26
Total	100	10,21	2,35

**Tabla 4.1: Valores de la distribución de Weibull según la dirección del viento.**

En los cálculos, algunos suelen considerar que sólo la turbina que está justo adelante tiene un efecto, despreciando la disminución que podría existir por otros aerogeneradores más alejados. Métodos para calcular el número de horas en los que el efecto estela está presente, dada una cierta distribución de la velocidad del viento con esta consideración, se encuentran en [67][68]. Trabajos más recientes han entregado modelos que agregan el efecto de las turbinas, como [69].

En [54] se comparan dos configuraciones de central off-shore, estimando el número de horas donde el efecto estela está presente para ambas, durante 20 años. La primera central tiene distancias de 5 diámetros de rotor hacia adelante y hacia el lado. La segunda central tiene distancias de 5 diámetros de rotor hacia el lado y 14 hacia atrás. Los cálculos se realizan con el método en [67][68]. Los resultados se muestran en la Tabla 4.2.

Velocidad del viento (m/s)	Central 5D / 5D		Central 5D / 14D		
	Flujo libre (horas)	Estela 5D (horas)	Flujo libre (horas)	Estela 5D (horas)	Estela 14D (horas)
4	18.031	15.501	11.072	1.806	8.149
6	18.834	12.906	15.122	2.498	11.675
8	16.868	9.942	15.835	2.568	13.469
10	13.389	7.166	13.429	2.069	13.223
12	9.580	4.869	9.443	1.331	11.253
14	6.240	3.091	5.599	688	8367
16	3.724	1.813	2.851	288	5456
18	2.046	984	1.277	98	3129
20	1.038	493	517	28	1584
22	487	228	194	7	711
24	129	60	69	1	286
Total	90.366	57.053	75.409	11.382	77.346
	61,3%	38,7%	45,9%	6,9%	47,2%

**Tabla 4.2: Horas de flujo libre y efecto estela sobre aerogeneradores en dos centrales.**

De estos datos se desprende que el efecto estela se encuentra presente durante un gran número de horas y no debe ser despreciado. La central 5D/5D presenta el efecto durante menos tiempo, pero fue calculado usando una distribución de la dirección del viento uniforme, mientras que para la central 5D/14D se usaron los datos de la Tabla 4.1, por lo que no son comparables. Además, el efecto estela presente a una distancia de 5 diámetros de rotor produce pérdidas mayores.

La disminución en la potencia generada depende de la distancia entre los aerogeneradores y la velocidad del viento. En [66] se estudia el efecto estela en una central que tiene generadores Vestas V80 de 2 MW y 70 metros de altura, a distancias de 7 diámetros de rotor (hacia el lado y hacia atrás) y con 8 filas y 10 columnas.

Se hicieron cálculos con viento proveniente del oeste, sur-este y este. En el caso oeste y este, la distancia entre aerogeneradores es 7 diámetros de rotor (7D). Para la dirección sur-este, la distancia entre turbinas es 9,3 diámetros de rotor (9,3D). Se hicieron mediciones a velocidades del viento de 7, 8 y 9 (m/s):

- Cuando el viento tiene dirección oeste y sur-este los resultados son prácticamente los mismos, una disminución de la potencia de 30% para la segunda turbina y 45% para la

séptima. En el caso de velocidades entre 9 y 10 ( $m/s$ ), la disminución de potencia para el viento sur-este (9,3D) se mantuvo casi constante a partir de la tercera turbina. Es decir, la mayor distancia no trajo consigo una gran mejora en la producción de la segunda turbina, pero si mejoró la generación de los aerogeneradores que están más atrás a velocidades altas.

- Si el viento proviene de la dirección este, la generación disminuye a casi un 50% para todas las velocidades y turbinas detrás de la primera. La razón de esta caída tan fuerte para la segunda turbina se puede deber a las condiciones del viento como turbulencia, cizalladura y condiciones del aire como la estabilidad de la atmósfera.
- Las pérdidas son entonces entre 30% y 50% para la segunda turbina y cercanas al 45% para la séptima. Distintas direcciones de viento, aun a distancias similares entre aerogeneradores, pueden significar pérdidas de potencia distintas, debido a las condiciones del terreno y ambientales.

Todos estos cálculos son relativamente sencillos usando un software especializado el cual sólo requiere datos de la velocidad del viento del sitio, del aerogenerador y rugosidad del terreno. Con esta información, se puede estimar las pérdidas por el efecto estela y la energía generada.

La intensidad de turbulencia también puede ser estimada [67]. Distancias cortas entre aerogeneradores pueden significar que se deban usar turbinas con una clase IEC que permita una mayor intensidad de turbulencia o no ser factible.

#### 4.2.2 Estimación del viento en todo el sitio

Para calcular la energía generada por una central, también se debe tener en cuenta que la generación de turbinas en distintas posiciones puede ser muy diferente debido a la rugosidad del terreno circundante.

Software como WindPRO o WAsP son capaces de estimar el viento en el sitio mediante datos del viento en un punto y un mapa topográfico. WAsP, por ejemplo, tiene un editor de mapas al cual se le puede importar mapas y editarlos.

Los archivos de los mapas son conocidos como “*shapefiles*”, los necesarios para evaluar la distribución espacial del viento y la energía disponible de un sitio, son aquellos que tienen la información de elevación o curvas de nivel. Los shapefiles pueden ser modificados en programas denominados Sistema de Información Geográfico o SIG (GIS en inglés) como ESRI [70], DIVA [71] y SAGA [72], además de algunos de los programas para uso eólico que tiene algunas funciones básicas para modificar la información de elevación.

Existen mapas de distintas partes del mundo, incluido Chile, disponible en sitios como [73] o en la página web de DIVA. Estos mapas tienen resoluciones bajas (100 metros) y no tienen la información de la rugosidad. La rugosidad puede ser agregada aparte usando los valores de  $z_0$  expuestos en la Tabla 3.1 de la sección 3.1.2. La Biblioteca del Congreso Nacional de Chile posee varios mapas en los

formatos SIG para descargar [74], entre los que se encuentra información de zonas urbanas, aeropuertos y otras estructuras que podrían afectar la distribución del viento. Lamentablemente, no tienen la información de elevación, al menos por ahora. El Instituto Geográfico Militar de Chile [75] tiene imágenes de mapas con datos de la elevación que pueden ser usados para crear shapefiles del sitio.

Algunos programas requieren formatos especiales, es el caso de WAsP, el cual necesita que los mapas estén en formato BNA, MAP (de WAsP terrain map file) o DXF (de AutoCAD). Existe software que convierte los mapas en formato SHP (shapefiles) a estos otros. SAGA GIS es un software open source que permite exportar la información a “WAsP terrain map file”.

La Figura 4.5 muestra un mapa de energía obtenido con WAsP a partir de un solo punto con datos de velocidad del viento y un mapa de elevación. En la imagen también se aprecian algunos aerogeneradores que fueron agregados en las zonas con mayor potencial energético.

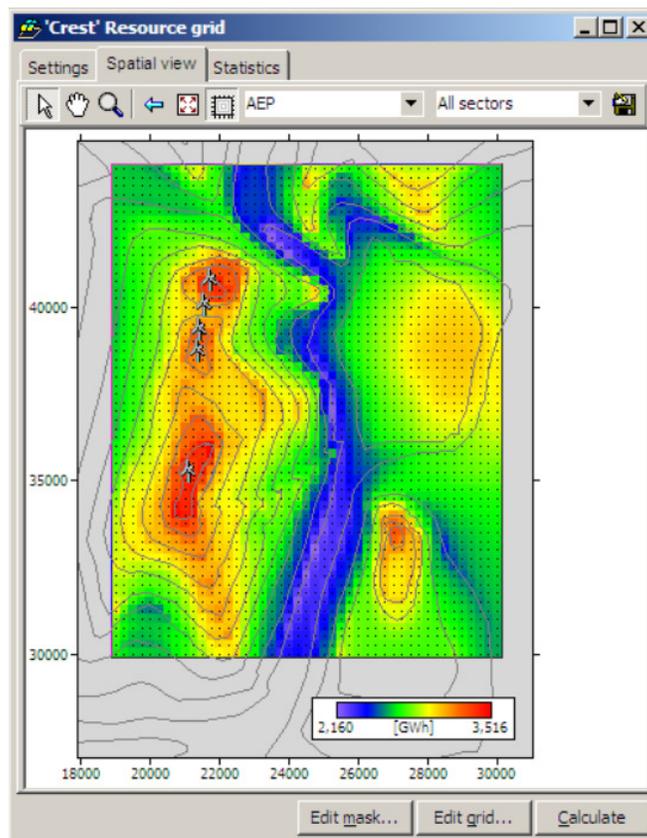


Figura 4.5: Mapa de energía de un sitio obtenido usando WAsP.

### 4.2.3 Distancia a otras estructuras

El ruido provocado por los aerogeneradores es lo suficientemente alto como para molestar a las personas e incluso hacerlas sentir náuseas. Si existen viviendas cercanas, se debe calcular el nivel de

ruido en ellas. También es necesario revisar la intensidad de los campos electromagnéticos emitidos. En la sección 4.6 se discuten estos temas.

Los aerogeneradores crean turbulencia detrás de ellos, eso significa que pueden afectar, por ejemplo, los cables en las torres de alta tensión y hacerlos vibrar. La recomendación alemana es de al menos 3 diámetros de rotor entre la hélice y las torres [66].

### 4.3 Aerogenerador

En esta sección se discuten dos elementos del aerogenerador que pueden afectar la energía generada: las pérdidas en la caja de engranajes, que no son menores y no deben ser ignoradas; y la velocidad de reentrada, un factor que podría afectar negativamente a la generación, pero que es necesario para la integridad de la hélice.

#### 4.3.1 Pérdidas en la caja de engranajes

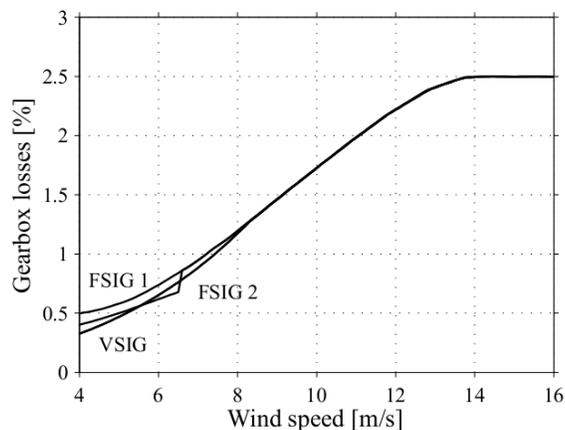
La caja de engranajes es una de las partes del aerogenerador que produce pérdidas significativas. Los generadores doblemente alimentados tienen un número reducido de polos, por lo que su velocidad es alta y se debe siempre tener una caja de engranajes para adaptar las velocidades de la hélice y del generador, a diferencia del generador de flujo axial.

Las pérdidas de la caja de engranajes pueden ser estimadas usando [26]:

$$P_{p\acute{e}rdidas} = \eta P_{baja\ velocidad} + \xi P_{nom} \frac{\omega}{\omega_{nom}} \quad (4.2)$$

Donde el factor  $\eta$  depende de las pérdidas en los engranajes y  $\xi$  es una constante de fricción.  $P_{baja\ velocidad}$  es la potencia en el eje de baja velocidad (del lado de la hélice),  $\omega$  es la velocidad de rotación del eje de baja velocidad y  $\omega_{nom}$  es la velocidad de rotación nominal del eje de baja velocidad, lo que significa que las pérdidas dependen de la velocidad del viento. Para una caja de engranajes de 2 MW, algunos valores propuestos son  $\eta = 0,02$  y  $\xi = 0,005$ .

La Figura 4.6 muestra las pérdidas aproximadas según la velocidad del viento para un generador de 2 MW [26]. VSIG son los sistemas de velocidad variables (como el generador doblemente alimentado), mientras que FSIG 1 y FSIG 2 representan dos configuraciones de aerogeneradores de velocidad fija.



**Figura 4.6: Pérdidas de la caja de engranajes vs velocidad del viento.**

De la figura se aprecia que las pérdidas varían entre 0,4% a 4 ( $m/s$ ), la velocidad de entrada, y 2,5% a 14 ( $m/s$ ), la velocidad a la que se alcanza la potencia nominal.

### 4.3.2 Velocidad de reentrada

Además, de la velocidad de entrada y de salida de la turbina, existe la velocidad de reentrada. Cuando el aerogenerador está funcionando y la velocidad del viento supera la velocidad de salida, la turbina se detiene para evitar dañarse. Al bajar la velocidad del viento, el aerogenerador sólo vuelve a funcionar al alcanzar la velocidad de reentrada, la cual es, en general, 2 a 5 ( $m/s$ ) menor que la velocidad de salida.

La razón por la que se espera hasta que la velocidad baje tanto antes de volver a hacer partir la hélice, es que la velocidad del viento varía alrededor de un valor promedio rápidamente, no siendo constante, por lo que si la velocidad de reentrada y la de salida fuesen la misma o muy similares, el aerogenerador estaría partiendo y frenándose constantemente cuando la velocidad del viento es cercana a la velocidad de salida.

Como el viento varía mucho en un periodo pequeño de tiempo, no se puede saber de forma certera cuanto tiempo el aerogenerador estará apagado cuando la velocidad del viento es menor a la velocidad de salida, pero mayor a la velocidad de reentrada. Por esta razón, al hacer el análisis de la energía generada, se debe considerar también el peor caso, es decir, que el generador no genere a velocidades mayores a la velocidad de reentrada.

La pérdida de energía dependerá de la distribución del viento. Sitios con una velocidad promedio del viento mayor, tenderán a perder más energía. En la Figura 4.7 se comparan los resultados de considerar la velocidad de salida normal y la de considerar la velocidad de reentrada como la velocidad de salida, para un sitio de baja velocidad con parámetros de Weibull  $k = 1,6$  y  $c = 7,8$ . En la Figura 4.8 se hace la misma comparación para un sitio con una alta velocidad del viento con parámetros de Weibull  $k = 2,2$  y  $c = 8,8$ . El valor  $E$  es la energía anual generada en el sitio.

La disminución en el primer caso es mayor que en el segundo, alrededor de un 3%. Esto se debe a que hay una mayor pérdida de potencia cuando el parámetro de forma  $k$  de la distribución de Weibull es menor.

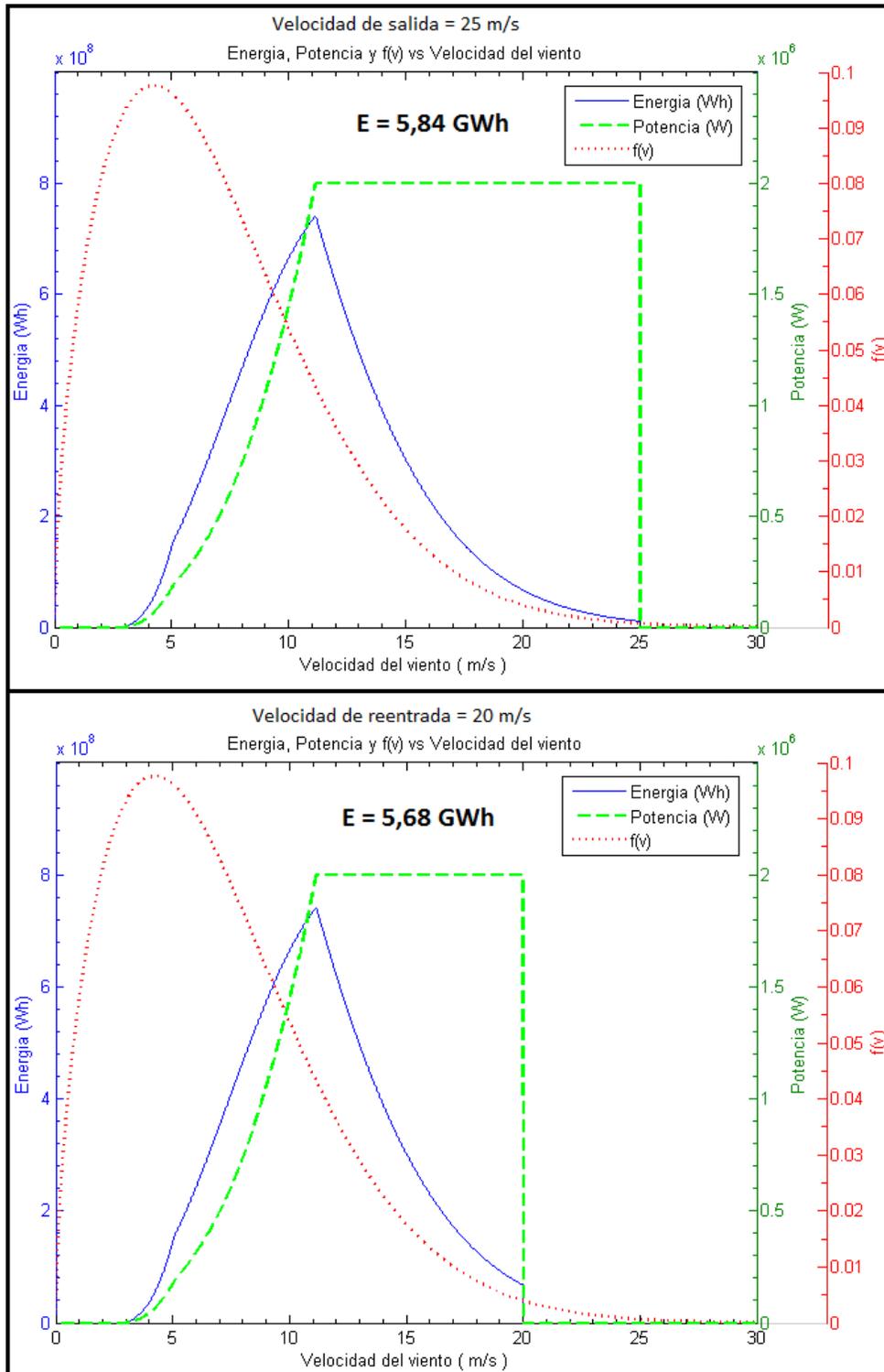


Figura 4.7: Energía anual obtenida con dos velocidades de salida distinta para un sitio de baja velocidad.

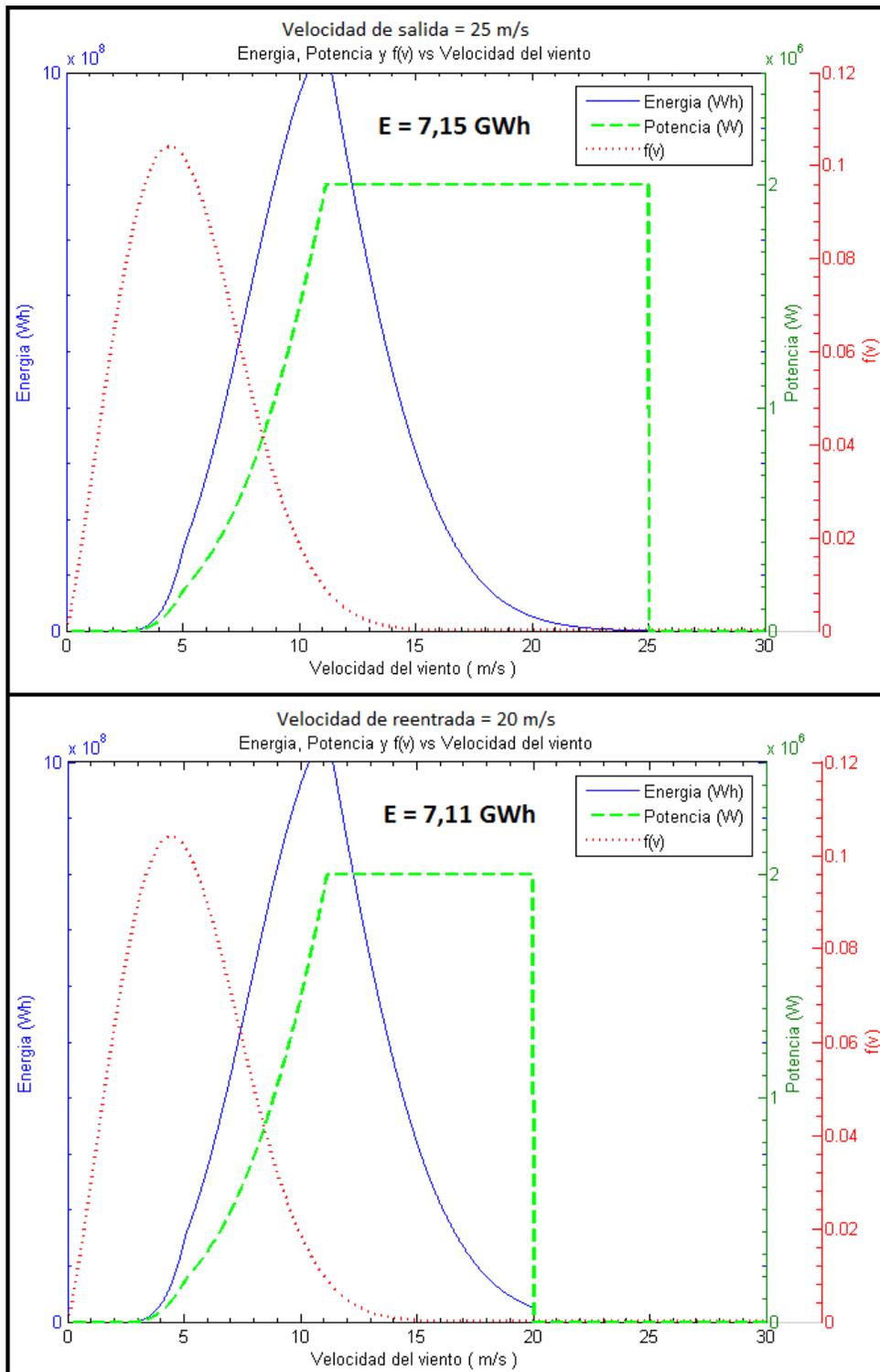


Figura 4.8: Energía anual obtenida con dos velocidades de salida distinta para un sitio de alta velocidad.

## 4.4 Generador doblemente alimentado

En la sección 3.3.3 se desarrolla el aspecto más importante para la evaluación del proyecto sobre el generador doblemente alimentado, la curva de potencia vs velocidad. En esta sección se discuten aspectos adicionales que pueden ser considerados: las pérdidas en el generador, las pérdidas en el controlador y algunos aspectos de control. No obstante, la mayoría de las evaluaciones no deben considerar más que lo mencionado en la sección 3.3.3.

### 4.4.1 Pérdidas en el generador

Para calcular las pérdidas del generador se usa el circuito equivalente, desarrollado en la sección 2.6.3. Las pérdidas provienen de dos fuentes, las pérdidas resistivas y las magnetizantes. Las primeras dependen del diseño del generador y la corriente; las segundas, del flujo.

El flujo, a diferencia de un generador de inducción tradicional, no puede ser optimizado porque el aerogenerador está conectado a la red directamente y el voltaje en bornes es constante. En un generador de inducción tradicional se reduce la tensión de estator a velocidades bajas y la máquina puede optimizar el flujo. El generador doblemente alimentado puede ser conectado en estrella a la partida para reducir estas pérdidas [26].

La Figura 4.9 muestra las pérdidas de distintos generadores [26], donde DFIG es el generador doblemente alimentado, VSIG un generador de inducción de velocidad variable (con un convertidor del 100% de la potencia), FSIG 1 y FSIG 2 son aerogeneradores de velocidad fija. Los parámetros usados para el generador doblemente alimentado son:  $P_{nom} = 2 MW$ ;  $V_{nom} = 690 V$ ;  $I_{nom} = 1900 A$ ;  $f = 50 Hz$ ;  $n_p = 2$ ;  $R_s = 0,01 pu$ ;  $R_r = 0,009 pu$ ;  $L_{s\lambda} = 0,18 pu$ ;  $L_{r\lambda} = 0,07 pu$ ;  $R_m = 198 pu$ ;  $L_m = 4,4 pu$ . Se puede ver que las pérdidas varían entre 0,6% a velocidad de entrada hasta 1,5% a velocidad nominal.

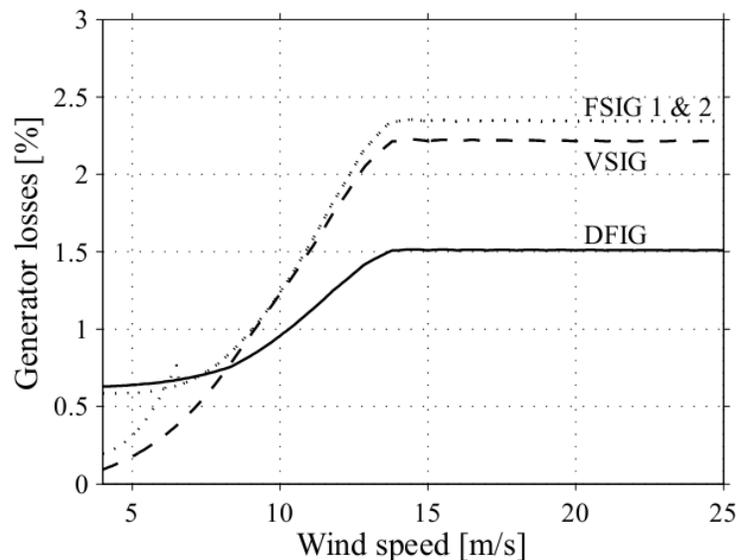


Figura 4.9: Pérdidas en el generador vs velocidad del viento.

#### 4.4.2 Pérdidas en el controlador

Una de las ventajas del generador doblemente alimentado, es que puede usar un controlador de frecuencia de sólo un 30% de la potencia nominal del estator. Esto no sólo significa una reducción del precio del controlador, sino también una reducción de las pérdidas que ocurren en éste.

Los controladores de los generadores alimentados tienen dos etapas (son “back-to-back”, tienen un convertor CA/CC y otro CC/CA), están contruidos con IGBT y, por lo general, usan PWM por lo que serán los analizados en esta sección.

Las pérdidas en el controlador provienen de dos fuentes: pérdidas por conducción y pérdidas por conmutación (“switching losses”), tanto en los transistores como en los diodos. Las pérdidas de un convertor pueden ser aproximadas mediante la ecuación [26]:

$$P_{p\acute{e}rdidas} = 3 \left( (V_{IGBT} + V_{sw,T} + V_{sw,D}) \frac{2\sqrt{2}}{\pi} I_{rms} + r_{IGBT} I_{rms}^2 \right) \quad (4.3)$$

Donde  $V_{IGBT} = V_{CEO} \approx V_{TO}$ ,  $V_{CEO}$  es el voltaje colector-emisor del IGBT,  $V_{TO}$  es la caída de tensión del diodo en polarización directa,  $V_{sw,T}$  es el voltaje de conmutación del transistor,  $V_{sw,D}$  es el voltaje de conmutación del diodo,  $I_{rms}$  es el valor RMS (“root mean square”) de la corriente hacia el generador o la red,  $r_{IGBT} = r_{CE} \approx r_T$ ,  $r_{CE}$  es la resistencia del IGBT y  $r_T$  es la resistencia del diodo.

Algunos valores de los parámetros de los convertidores se presentan en la Tabla 4.3 [26].  $I_{C,nom}$  es la corriente nominal,  $V_{CC}$  es el voltaje continuo en el dc-link,  $E_{on} + E_{off}$  son la energía de conmutación al encender y apagar los IGBT y  $E_{rr}$  es la energía de recuperación en reversa.

Parámetro				
$I_{C,nom}$ (A)	500	1.200	1.800	2.400
$V_{CC}$ (V)	1.200	1.200	1.200	1.200
$V_{CEO}$ (V)	1,0	1,0	1,0	1,0
$r_{CE}$ (mΩ)	3	1,5	1	0,8
$E_{on} + E_{off}$ (mJ)	288	575	863	1.150
$V_{TO}$ (V)	1,1	1,1	1,1	1,1
$r_T$ (mΩ)	2,6	1,5	1,0	0,8
$E_{rr}$	43	86	128	171

**Tabla 4.3: Valores de los parámetros de un controlador de frecuencia con IGBT.**

Los valores de  $V_{sw,T}$  y  $V_{sw,D}$  son prácticamente constantes y son obtenidos mediante:

$$V_{sw,T} = \frac{E_{on} + E_{off}}{I_{C,nom}} \quad (4.4)$$

$$V_{sw,D} = \frac{E_{rr}}{I_{C,nom}} \quad (4.5)$$

El controlador tiene dos convertidores, uno al lado de la red (GSC) y otro al lado de la máquina (MSC), por lo que las pérdidas son:

$$P_{pérdidas,convertor} = P_{pérdidas,GSC} + P_{pérdidas,MSC} \quad (4.6)$$

La Figura 4.10 muestra las pérdidas estimadas para un generador doblemente alimentado y un VSIG. Las pérdidas varían desde 0,1% a velocidad de entrada, hasta 0,7% a velocidad nominal para el generador doblemente alimentado.

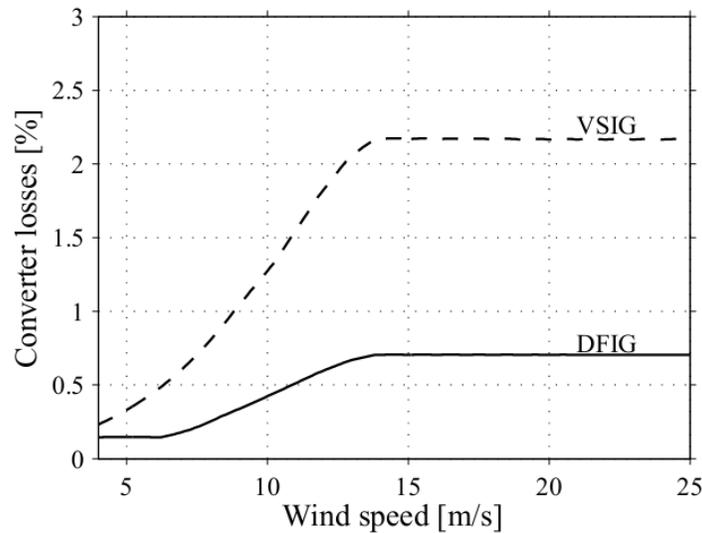


Figura 4.10: Pérdidas en el convertidor vs velocidad del viento.

#### 4.4.3 Control de potencia activa y respuesta ante fallas

A la hora de decidir que tipo de aerogenerador utilizar, uno de los factores a considerar, además, de la potencia activa generada, son los beneficios que puede traer al sistema al compararlo con otras turbinas eólicas. A medida que la penetración de la energía eólica es mayor en una red, éstos cobran una mayor importancia y pueden ser incluso un requisito para los proyectos. Los aerogeneradores también pueden prestar algunos servicios complementarios.

El control de potencia activa permite controlar la congestión de las líneas de transmisión y mantener una reserva de potencia en caso de un evento. En algunos países la reserva en giro es remunerada, es decir, disminuir la potencia del generador durante su operación para poder aumentarla en caso de, por ejemplo, la caída de una central. Al hacer esto, los generadores tradicionales pueden ahorrar combustible, no así las turbinas eólicas, ya que el viento no se puede almacenar, por lo que no

es tan atractivo, pero en sistemas con alta penetración de la energía eólica puede ser necesario. Es posible lograr un control de potencia activa en un aerogenerador de velocidad variable usando el control de ángulo de paso (aumentando el ángulo) para reducir la potencia activa generada. En caso de una falla, el ángulo de las palas puede ser disminuido y la generación aumentará. En [28] se discuten algunas estrategias.

En caso de adoptar alguna de estas estrategias, éstas debiesen ser consideradas al momento de la evaluación económica. Disminuir la generación en un 10% para mantener un margen de reserva, puede tener un gran impacto en la viabilidad del proyecto debido a que los proyectos eólicos, por lo menos hasta el momento, no tienen un alto margen de ganancia a menos que se consideren subsidios y contratos especiales.

El generador doblemente alimentado no se comporta muy bien ante algunas fallas [29], pero existen varios estudios y métodos de control que intentan mejorar su funcionamiento [30][76][77].

#### 4.5 Estimación de la Energía Generada

En esta sección se resumen los pasos para evaluar el proyecto del capítulo 3 tomando en cuenta las consideraciones adicionales expuestas durante capítulo 4. También se hace un resumen de las pérdidas del aerogenerador.

##### 4.5.1 Resumen de las pérdidas

Considerando los cálculos de pérdidas presentados en este capítulo, se presenta la Tabla 4.4 donde se resumen los valores conocidos para un aerogenerador de 2 MW.

Fuente	Pérdidas a velocidad de entrada [%]	Pérdidas a velocidad nominal [%]
Caja de engranajes	0,4	2,5
Generador	0,6	1,5
Controlador	0,1	0,7
Total	1,1	4,7

Tabla 4.4: Resumen de pérdidas en la caja de engranajes, generador y controlador para un generador de 2 MW.

Aunque a velocidades bajas las pérdidas son menores al 5%, se recomienda usar un sólo valor para la eficiencia de estos tres parámetros con el propósito de simplificar el análisis de la central, es decir,  $\eta = 0,95$ . A velocidades bajas la potencia generada es menor y, por tanto, las pérdidas son muy pequeñas. Si se desea calcular la energía generada incluyendo estos valores, se puede usar una aproximación lineal para simplificar los cálculos de la potencia generada.

##### 4.5.2 Cálculo de la energía

Para hacer el cálculo de la energía generada por la central, primero se deben calcular la energía de cada aerogenerador. A continuación se encuentra la lista de pasos necesarios para calcular la energía generada en el sitio:

- Obtener datos de la velocidad del viento y su dirección, en lo posible, a la altura del cubo del aerogenerador (usualmente 80 metros). Calcular o medir la densidad del aire a esta altura.
- Calcular la intensidad de turbulencia.
- Usar algún método MCP (Medir Correlacionar Predecir) para estimar los datos del viento durante el periodo de vida del proyecto (por lo general 20 años).
- Estimar la distribución de Weibull de la velocidad del viento en el punto para las 12 direcciones de 30° cada una.
- Estimar el viento en el sitio usando la información del viento recolectada (generalmente con software eólico especializado). Para esto se necesita obtener o crear un mapa con la elevación y rugosidad del terreno.
- Seleccionar una o más turbinas según su clase IEC (velocidad promedio del viento y turbulencia).
- Obtener las curvas de  $C_p$  del fabricante y calcular la curva de potencia vs velocidad del aerogenerador.
- Posicionar los aerogeneradores para maximizar la energía de cada uno, considerando las distancias mínimas hacia otros aerogeneradores y estructuras, las pérdidas por efecto estela, accesibilidad del terreno y, de ser necesario, contaminación visual.
- Calcular la energía generada por cada aerogenerador considerando el factor de disponibilidad. También se puede tomar en cuenta el efecto negativo de la velocidad de reentrada y de la reserva en giro (si esta fuese un factor necesario).
- Calcular las pérdidas que ocurren en el sistema de transmisión.

#### **4.6 Impacto medio ambiental y emisiones**

Toda central eléctrica tiene un impacto sobre el medio ambiente. La energía eólica no necesita combustibles y no emite partículas al aire, pero necesita ocupar una gran superficie para generar, al igual que una central de generación convencional. Esto significa que el proyecto puede ser nocivo para la flora y fauna (especialmente las aves).

Debido a las grandes extensiones de terreno que son necesarias y el tamaño de las torres y aspas, existe una contaminación visual de la zona. La sombra que produce también puede ser muy molesta si alcanza zonas habitadas.

Además, las emisiones de ruido y campos electromagnéticos deben ser consideradas. La central eólica es una fuente constante de ambas y existen normas que regulan su intensidad sobre las personas y viviendas.

Todos estos factores pueden afectar el posicionamiento de los aerogeneradores y hacer que se deban colocar algunos en zonas no óptimas con respecto a la generación de energía o incluso evitar que el proyecto pueda ser realizado. En esta sección se discuten todos estos aspectos.

#### **4.6.1 Impacto sobre la flora y fauna**

En todo proyecto de esta naturaleza se debe evaluar el impacto sobre la flora y fauna no sólo durante la operación, sino también durante la construcción. Se debe considerar el impacto provocado durante la construcción y durante el funcionamiento a la fauna, y los cambios que pueda haber en el sistema ecológico a largo plazo debido al nuevo uso que se le da al terreno.

El mayor impacto sobre la flora y fauna (sin contar a las aves) suele ser durante la construcción y hasta puede ser necesario evitar un gran uso de los caminos durante ciertos periodos sensibles, como la temporada de apareamiento.

Los aerogeneradores de media y alta potencia tienen alturas de 80 metros y hélices con radios de 90 metros, éstas pueden interferir las rutas de vuelo de las aves las cuales suelen estar sobre los 20 de altura metros. Las torres suelen ser tubulares, las cuales son mejores para este propósito que las torres de celosía. Además, de las muertes por colisión, es importante evaluar el efecto en su hábitat.

Las líneas de transmisión dentro de la central son subterráneas, pero la conexión a la red suele ser aérea. En general, las líneas son de mediana tensión (13,2 kV, por ejemplo), no tienen una gran altura y no producen emisiones molestas, pero deben ser evaluadas para todo el trayecto.

#### **4.6.2 Impacto visual**

Los aerogeneradores son estructuras muy altas y tendrán un impacto visual en donde sea que se construya la central. Las posiciones con mayores velocidades del viento son aquellas más al descubierto (en la cima de las colinas) y puede ser que se deba cambiar el posicionamiento de las turbinas por uno que ofrezca menor energía para lograr un menor impacto visual.

Consideraciones como el color, la velocidad de rotación (menores velocidades parecen ser mejores), la distribución de los aerogeneradores y las estructuras adicionales pueden ser importantes. El cableado suele ser subterráneo dentro de la central y a veces puede serlo incluso hasta la conexión a la red, dependiendo de la distancia que se deba recorrer. Los caminos construidos durante construcción también deben ser evaluados.

Para evaluarlo se usan fotomontajes o gráficos 3D por computadora, cubriendo todos los ángulos.

#### **4.6.3 Ruido**

El ruido es una de las emisiones que se puede controlar hasta cierto punto. El ruido durante la fase de construcción será el habitual para trabajos de este tipo, principalmente de camiones y maquinaria de construcción. La construcción probablemente se llevará a cabo de día en su totalidad y las emisiones fuertes de ruido serán puntuales. Ruidos característicos durante la fase de construcción, a 10 metros de la fuente, se presentan en la Tabla 4.5. Esta es la maquinaria que fue usada en la construcción de una central de 9 MW, con 5 turbinas de 1,8 MW cada una.

Equipo	Ruido ( <i>dBA</i> )
Camión tolva	81
Camión plano 10 ton	81
Camión aljibe	81
Cargador frontal	85
Compresor portátil y accesorios 250 PSI	83
Generador Diesel 50-60 <i>kVA</i>	74
Grúa 20 ton	71
Motoniveladora	80
Retroexcavadora con martillo hidráulico	82
Retroexcavadora sin ruedas 0,2 <i>m</i> <sup>3</sup>	80
Rodillo comp. Auto propulsión 12 ton	78
Vibroapisonador 0,2 ton	91

**Tabla 4.5: Emisión de ruido de equipo de construcción.**

El ruido durante la operación depende de la posición de los aerogeneradores, dos turbinas que estén muy cercanas amplifican el ruido. El ruido tiene fuentes mecánicas (caja de engranajes y partes móviles) y aerodinámico (turbulencia, cambios en la velocidad del viento por la presencia de las aspas y torre). La emisión de un aerogenerador se encuentra por lo general entre 95 y 106 dBA. La turbina Vestas V90-3MW, de 80 metros de altura y con densidad del aire 1,225 *kg/m*<sup>3</sup> produce 97,9 dBA a 10 metros de altura cuando la velocidad del viento es 4 *m/s*. A velocidad 9 *m/s*, el ruido sube a 106,9 dBA.

El ruido de los aerogeneradores se puede dividir en infrasonido (frecuencia menor a 20 Hz), los cuales pueden causar náuseas y problemas al sistema respiratorio, y sonidos audibles (frecuencia entre 20 Hz a 20 kHz), los que pueden afectar el oído y al sistema nervioso. Los infrasonidos emitidos por los aerogeneradores son mínimos.

En Chile, existen leyes que norman las “emisiones contaminantes”. El Decreto N° 146, “Norma de emisión de ruidos molestos generados por fuentes fijas” establece que el ruido tiene un máximo permitido en una zona tipo I (zona urbana) de 55 dBA durante el día y 45 dBA durante la noche. En la zona tipo III (habitada, permite industria inofensiva) es de 65 dBA en el día y 55 dBA en la noche. La información más acabada se puede encontrar refiriéndose a la norma [78], la cual se encuentra en la página web de la Biblioteca del Congreso Nacional de Chile.

La atenuación del ruido para aerogeneradores se calcula mediante el modelo de propagación hemisférico:

$$L_p = L_w - 10 \log_{10}(2\pi R^2) - \alpha R \quad (4.7)$$

Donde  $L_p$  (*dB*) es la presión sonora a distancia  $R$  (*m*) de la fuente,  $L_w$  (*dB*) es el sonido de la fuente y  $\alpha$  (*dB/m*) es el factor de atenuación o absorción del aire. En caso de no tener las mediciones

en el sitio para calcular  $\alpha$ , se suele tomar el valor  $\alpha = 0,005 \text{ dB/m}$  [18]. Para considerar varias fuentes emisoras se usa la ecuación:

$$L_{1+2+..} = 10 \log_{10}(10^{L_1/10} + 10^{L_2/10} + ..) \quad (4.8)$$

Existen softwares que permiten hacer estos cálculos rápidamente. La importancia del cálculo de ruido significa que los programas eólicos especializados suelen tener el modelo integrado.

#### 4.6.4 Efecto parpadeo

La sombra que proyectan los aerogeneradores puede cubrir zonas habitadas, las cuales pueden ser molestas al considerar que las aspas del rotor giran a cierta velocidad, creando un efecto de parpadeo.

Si la central se encuentra cerca de una vivienda habitada, se pueden calcular las horas de sombra sobre la zona. El efecto parpadeo no está regulado, pero puede causar problemas después de construido el proyecto si no se considera durante la etapa de planeación. Existen pinturas anti reflectantes que pueden disminuir el efecto.

#### 4.6.5 Campos electromagnéticos

Los campos electromagnéticos también deben ser considerados, tanto por los efectos a las personas como por la interferencia en las señales de radio, televisión y de microonda.

Los campos eléctricos pueden ser blindados, y este es el caso del generador dentro de la turbina. Las normas admiten un cierto nivel de campo dependiendo de si se trata de trabajadores de la central o personas fuera de la franja de seguridad. El campo magnético, por otra parte, no puede ser blindado. Ambos decaen con la distancia a la fuente emisora. En Chile, los valores límites son los de la Tabla 4.6 [79].

Tipo de exposición	Campo eléctrico ( $kV/m$ )	Campo magnético ( $\mu T$ )
Profesional		
Jornada de trabajo	10	500
Corto período	30	5.000
Público		
Permanente	5	100
Algunas horas por día	10	1.000

**Tabla 4.6: Valores máximos recomendados de exposición al campo magnético.**

La interferencia sobre las ondas de radio, televisión y microondas también debe ser investigada si la central está en el camino de estas.

## **4.7 Evaluación Económica**

El cálculo simplificado del VAN se encuentra en el capítulo anterior. En esta sección se explican las formas de vender la energía en Chile, las cuales pueden aumentar el VAN significativamente y hacer al proyecto mucho más atractivo.

### **4.7.1 Formas de venta de la energía**

En Chile, el mercado energético permite varios tipos de contratos entre empresas y formas de vender la energía. Una empresa ERNC tiene las opciones de vender en:

- Mercado spot, al costo marginal o precio de nudo establecido.
- Otros generadores, gracias a la ley de ERNC.
- Cliente libre
- Distribuidora

La ubicación del proyecto resulta importante en el caso de vender a precio de nudo. Las ventajas de los últimos tres métodos de venta, es que se pueden lograr contratos y un precio de venta estable en el tiempo. Los acuerdos con las distribuidoras pueden ser por hasta 15 años. Esto permite una cierta estabilidad en el precio de venta en una industria donde el precio depende de factores volátiles como el precio de los combustibles fósiles o la sequía.

La estabilidad en el precio de venta de la energía hace el proyecto más atractivo, en caso de ser evaluado como rentable, para los inversionistas y los bancos.

### **4.7.2 VAN**

La decisión final de realizar o no el proyecto en casi todos los casos depende de que el VAN (Valor Actual Neto) sea positivo. La forma en que se calcula el VAN del proyecto (de forma simplificada) se encuentra en la sección 3.6.

Un flujo de caja detallado debe considerar los ingresos, costos variables, costos fijos, intereses, depreciación de maquinaria (que disminuye los impuestos), impuestos, inversión inicial, préstamos y amortización de la deuda.

Los proyectos eólicos tienen un VAN bajo al compararlo con proyectos de centrales tradicionales, pero producen un menor impacto ambiental, haciendo que puedan ser atractivos y que les sea más fácil ser evaluados positivamente por el Servicio de Evaluación Ambiental, además, de contar con el respaldo de la ciudadanía, la cual cada vez exige más proyectos que produzcan menos desechos. Por otra parte, las leyes de fomento de las ERNC o contratos con distribuidoras puede aumentar el VAN.

## 5 Aplicación

La aplicación considera una central ficticia de 10 MW que va a ser conectada a la subestación Cerro Colorado, financiada por la mina de este mismo nombre que se encuentra en el lugar. El proyecto es realizado no sólo para alimentar la mina, sino también para mejorar la imagen de ésta al contribuir a una generación limpia, con un menor consumo de combustibles fósiles.

Se evalúan dos sitios que se encuentran a distancias diferentes del punto de conexión a la red y con velocidades del viento promedio distintas. El primer sitio se encuentra sobre un cerro y a 28 km de la red, mientras que el segundo sitio se encuentra a 56 km, cerca de la cordillera. No se consideran las dificultades de acceder al terreno en esta evaluación. Es importante recordar que al ser una central con generadores doblemente alimentado, ésta debe estar conectada a la red para mantener una frecuencia constante de 50 Hz en el estator y el convertidor de frecuencia, por lo que no puede ser conectada directamente a la mina.

Se diseña la central usando aerogeneradores de 2 a 2,5 MW. Se evalúan tres generadores para cada sitio y con dos configuraciones distintas. La primera configuración maximiza la potencia generada por cada aerogenerador por separado, mientras que la segunda tiene en cuenta el efecto estela y trata de maximizar la energía generada por el conjunto.

Para hacer los cálculos se usa el programa Matlab R2010a y el software WAsP 9.0. Se utiliza información de una base de datos pública. Se aplica la metodología dentro de lo posible, al no tener datos reales del sitio ni de los aerogeneradores. Para la aplicación económica, se evalúa el efecto de cambiar varios factores, como precio al cual se debe vender la energía para que el proyecto sea rentable, aunque la empresa minera está interesada en realizar el proyecto aun cuando el VAN no sea muy alto debido a la publicidad positiva que llevaría consigo.

Durante el capítulo se detallan todos los pasos de la metodología presentes en la Figura 5.1 y, en el caso de que algún paso no pueda ser aplicado, se explica cual es la información faltante para hacerlo.

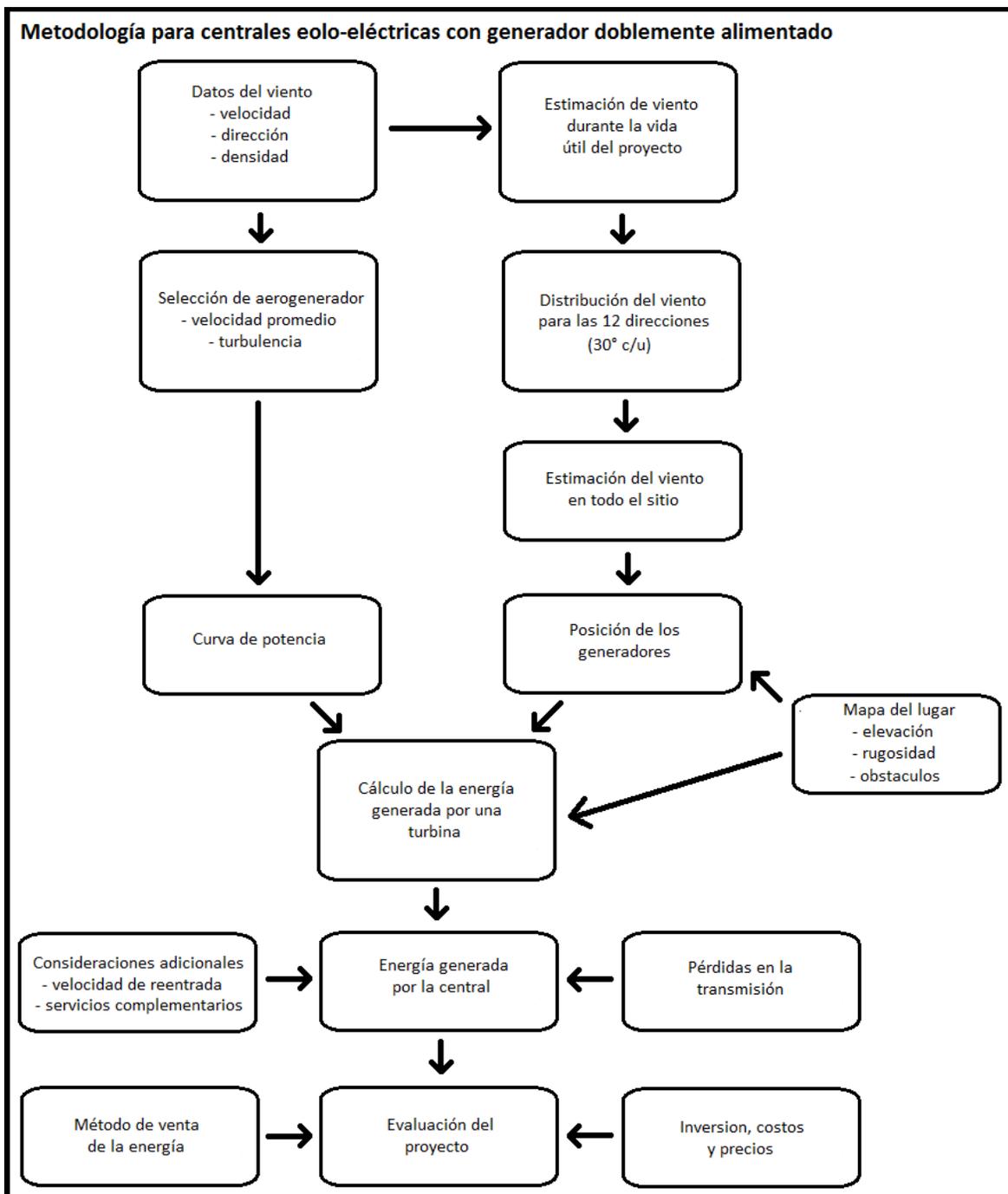


Figura 5.1: Metodología para proyectos de centrales eolo-eléctricas con generador doblemente alimentado.

## 5.1 Lugares seleccionados

Los sitios seleccionados se encuentran en la segunda región, al este de la ciudad de Iquique y cercanos a la subestación Pozo Almonte. La subestación más cercana es Cerro Colorado, la cual se une al nudo Pozo Almonte mediante una línea de circuito simple de 110 kV. Este proyecto suplirá parte de

la energía requerida por la mina Cerro Colorado, propiedad de BHP Billiton, la que se encuentra en este punto de conexión. La Figura 5.2 muestra el unilineal simplificado del SING en esta zona.

Para este proyecto se proponen dos lugares. Uno a 28 km de la subestación y con una velocidad de viento promedio de 7,75 ( $m/s$ ), y uno más lejano, a 58 km de distancia, pero con una velocidad promedio del viento de 8,53 ( $m/s$ ). De aquí en adelante, el primero es denominado “sitio 1” y el segundo “sitio 2”.

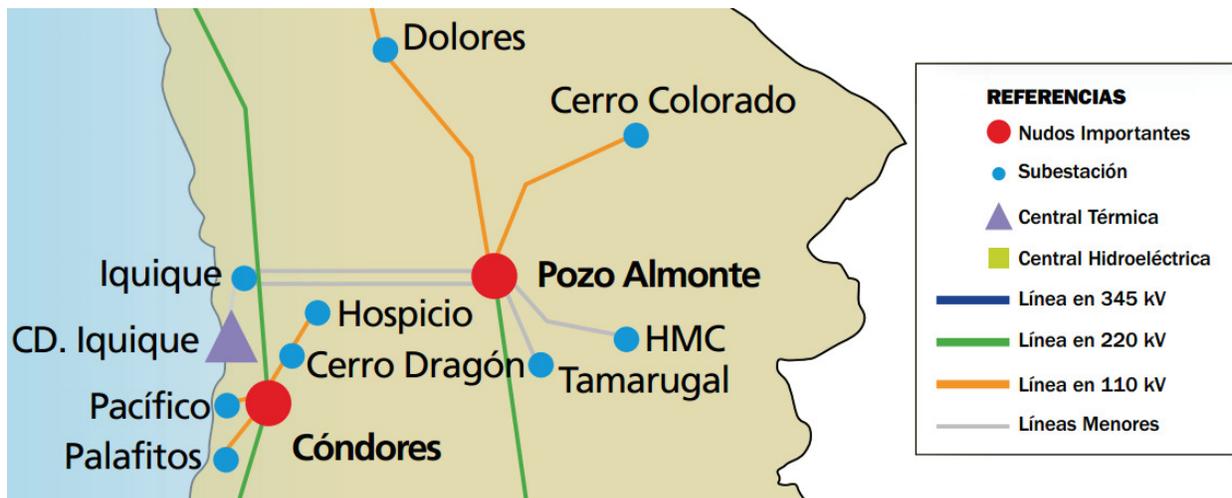


Figura 5.2: Unilineal simplificado del SING alrededor del nudo Pozo Almonte.

No se consideran las dificultades de acceder al terreno, las cuales pueden ser un problema mayor al momento de querer seleccionar el sitio.

### 5.1.1 Sitio 1

El primer sitio se encuentra sobre el cerro Yarvicoya, a una distancia de alrededor de 28 kilómetros de Cerro Colorado. En la Figura 5.3 se aprecia la posición geográfica del sitio.

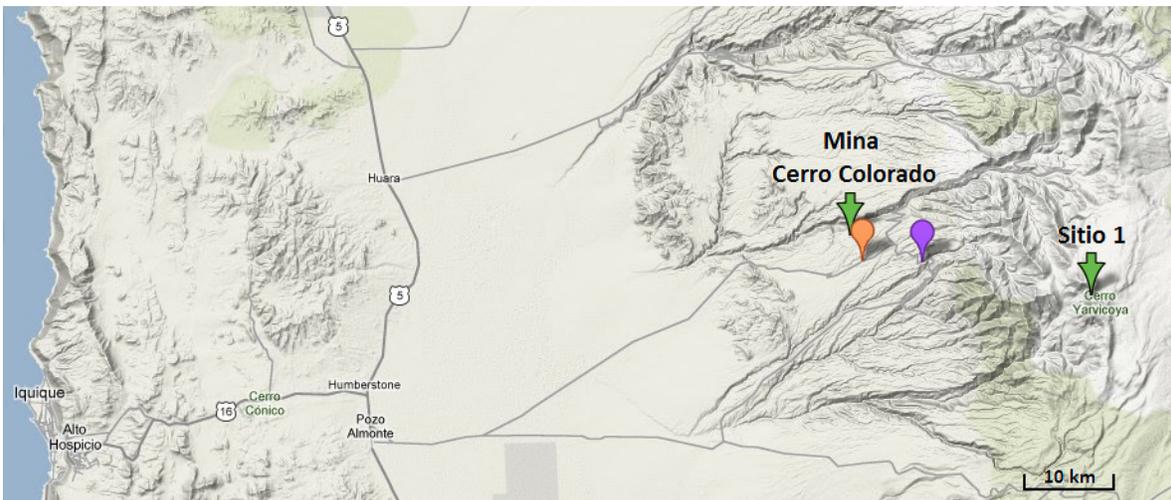


Figura 5.3: Ubicación geográfica del sitio 1 (imagen: Google Maps).

Las coordenadas geográficas del sitio son Latitud =  $-20,11$  y Longitud =  $-69,01$ , en el sistema de coordenadas UTM (medidas en metros) éstas son  $X = 498954,7$  e  $Y = 7776346,0$ . El sitio tiene una velocidad promedio del viento de  $7,75 \text{ m/s}$  en la cima y el viento proviene principalmente del noroeste y el noreste.

### 5.1.2 Sitio 2

El sitio 2 se ubica a 56 kilómetros de la mina cerro colorado, cerca de la frontera con Argentina, sobre una montaña. La posición geográfica del sitio se ve en la Figura 5.4.

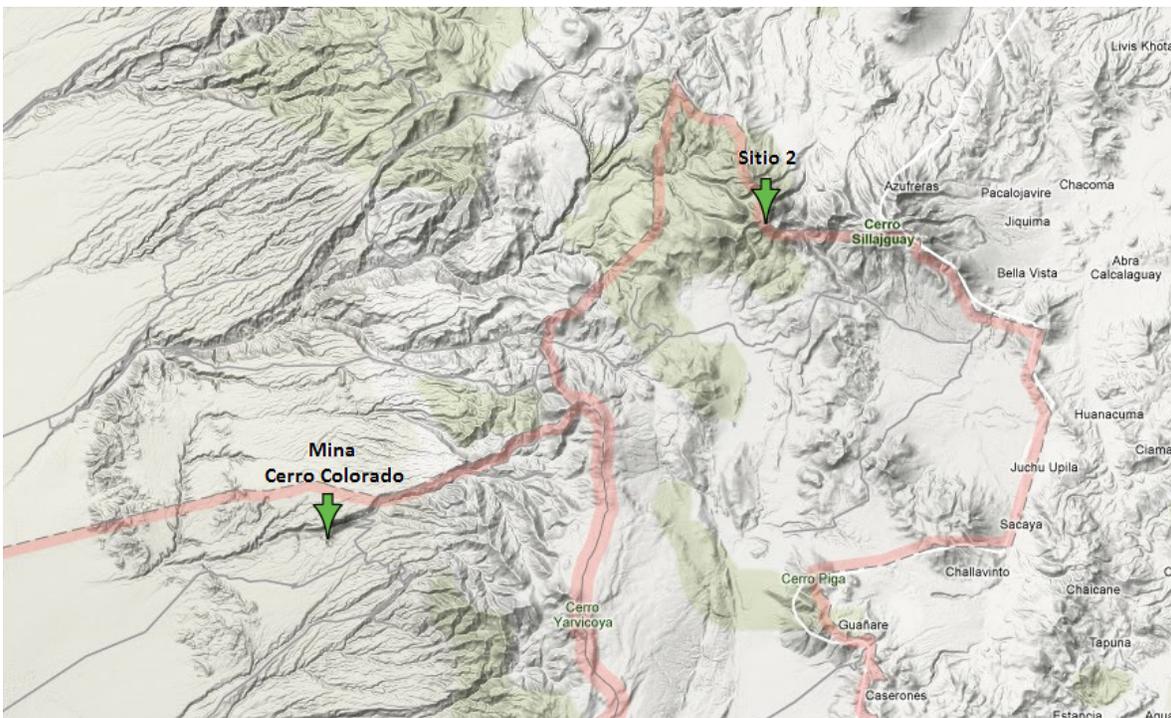


Figura 5.4: Ubicación geográfica del sitio 2 (imagen: Google Maps).

Las coordenadas geográficas son Latitud =  $-19,75$  y Longitud =  $-68,82$ . En UTM, son  $X = 519378,6$  e  $Y = 7816684,2$ . La velocidad promedio del sitio en la cima es  $8,53 \text{ m/s}$  y su dirección también es principalmente del noroeste y el noreste.

## 5.2 Datos del viento

La información del viento es obtenida del “Explorador de Energía Eólica y Solar” [44]. Se genera un reporte CVS (comma separated values) del viento a  $75 \text{ m}$  de altura incluyendo la densidad del aire. En el anexo A se adjunta el reporte PDF (resumen) de los sitios. El reporte CVS cuenta con 2880 líneas de datos, estimados cada una hora durante cuatro meses de distintas estaciones del año (marzo, junio, septiembre, diciembre).

La densidad del aire promedio se calcula con los datos del reporte CVS. La velocidad promedio y la densidad del aire de los sitios se encuentran en la Tabla 5.1.

	Velocidad promedio	Densidad del aire
Sitio 1	7,75	0,715
Sitio 2	8,53	0,685

Tabla 5.1: Velocidad promedio y densidad del aire del sitio.

## 5.3 Mapa del sitio

Para poder evaluar el potencial eólico del sitio, al considerar varios aerogeneradores, es necesario tener un mapa con la elevación y rugosidad del terreno del sitio. Si no se cuenta con estos datos, la estimación no será muy buena y se deberá recurrir a la experiencia previa.

Los mapas de elevación se pueden conseguir en varios formatos pero para trabajar con el software WASP se necesita un mapa vectorial. Aunque se pueden descargar mapas como los encontrados en [73], los cuales tienen la información de elevación de Chile con curvas de nivel cada 100 metros, se prefiere hacer el mapa usando el editor de mapa de WASP con una imagen de fondo de relieve de la zona obtenida de Google Maps. Así se tiene una mayor precisión ya que la imagen tiene curvas de nivel cada 20 metros de altura.

Para hacer el mapa, el editor de mapas de WASP permite hacer las líneas manualmente. Se dibujaron todas las curvas de nivel cada 100 metros y, cerca de la cima del cerro, que es donde estarán los aerogeneradores y donde está el punto de medición (datos obtenidos del Explorador de Energía Eólica y Solar), se dibujaron las curvas cada 20 metros para una mayor precisión.

La rugosidad del terreno también es ingresada usando el editor de mapas de WASP. Es desconocida y se supone un valor de  $z_0 = 0,03$  tanto para el sitio 1 como para el sitio 2.

La Figura 5.5 muestra los mapas vectoriales de elevación que son usados. El cuadro interior representa el área donde está permitido agregar generadores.

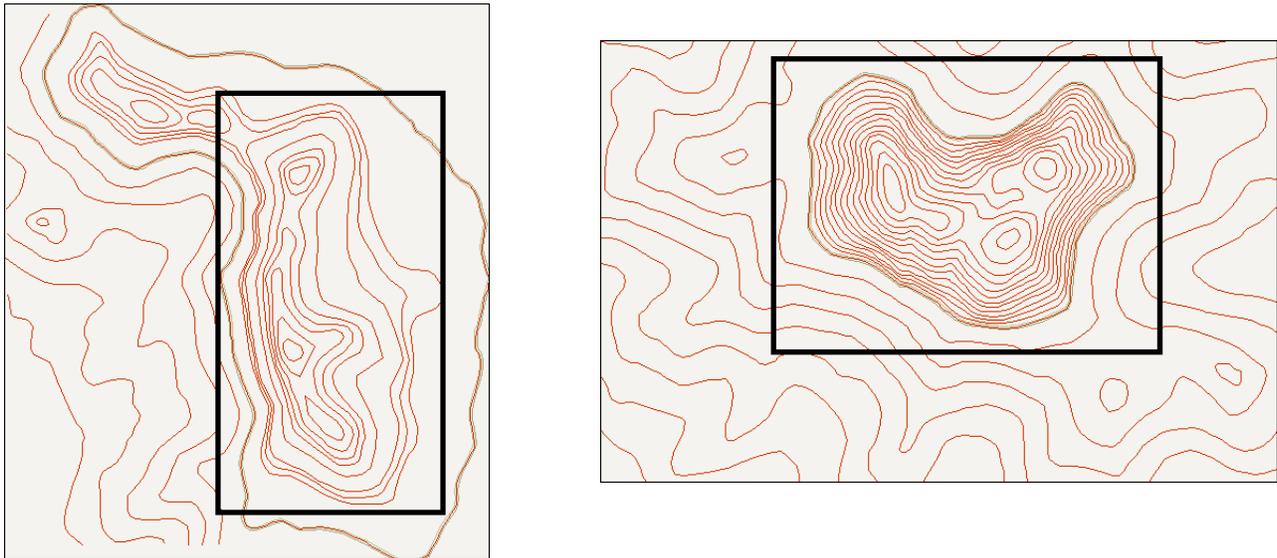


Figura 5.5: Mapas vectoriales con información de elevación. A la izquierda el sitio 1 y a la derecha el sitio 2.

#### 5.4 Estimación del viento durante la vida del proyecto

Para poder hacer la estimación se necesita tener una base de datos más completa en las cercanías, ojalá a no más de 50 kilómetros. Además, los datos tomados en el sitio deben ser muchos más que los que entrega el Explorador de Energía Eólica y Solar, al menos durante 6 meses y varios datos por hora, para poder hacer una buena correlación.

Este paso no se puede hacer hasta tener datos reales del sitio, lo cual no es posible en este caso.

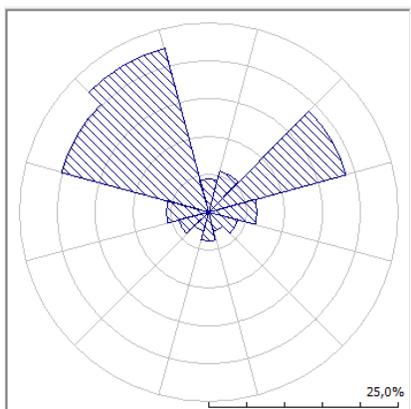
#### 5.5 Distribución del viento

Los datos de velocidad del viento del Explorador de Energía Eólica y Solar incluyen la dirección del viento. Con estos datos se puede calcular la distribución de Weibull para cada una de las 12 direcciones de 30°. Para realizar los cálculos se utiliza WASP ya que tiene integrado el cálculo de la distribución de Weibull. Los datos entregados por el explorador están en el formato CVS, el cual debe ser modificado para poder ingresarlos a WASP, para ello, se escribió un programa en Java que lee el archivo en formato CVS y escribe un archivo de salida con el formato adecuado.

La Tabla 5.2 muestra los datos procesados por WASP para el sitio 1, donde el sector 1 es el correspondiente a 0° (entre 345° y 15°). La Figura 5.6 muestra la rosa de los vientos, la probabilidad de que viento venga de aquella dirección.

Sector	Frecuencia (%)	Parámetro $c$ de Weibull	Parámetro $k$ de Weibull	Velocidad promedio (m/s)
1	4,3	8,6	4,15	7,83
2	5,7	8,6	3,78	7,81
3	18,7	10,0	2,93	8,95
4	6,3	6,3	1,95	5,54
5	3,9	4,0	1,79	3,58
6	2,5	4,0	1,74	3,54
7	3,8	5,6	2,48	5,00
8	2,6	3,6	1,66	3,19
9	4,1	5,1	2,57	4,49
10	5,6	7,8	2,69	6,98
11	20,1	10,3	2,33	9,09
12	22,4	10,6	2,42	9,41

**Tabla 5.2: Distribución de Weibull del sitio 1 para las 12 direcciones de 30°.**



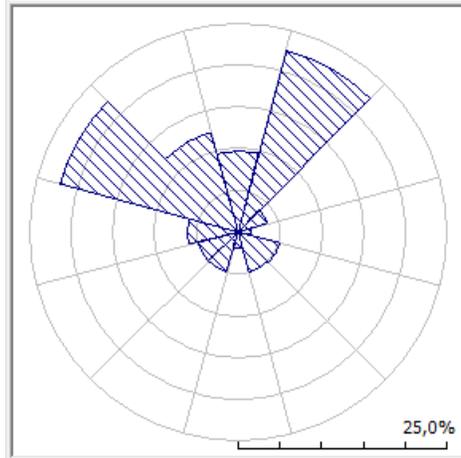
**Figura 5.6: Rosa de los vientos construida con los datos del sitio 1.**

De los datos se obtiene que el viento proviene principalmente de las direcciones noroeste y noreste, seguidos por la dirección norte y luego el este y el oeste. La velocidad promedio y frecuencia de los vientos provenientes del sur es mucho más baja.

La misma información para el sitio 2 se encuentra desplegada en la Tabla 5.3 y la Figura 5.7.

Sector	Frecuencia (%)	Parámetro $c$ de Weibull	Parámetro $k$ de Weibull	Velocidad promedio (m/s)
1	9,7	8,9	3,25	8,00
2	22,5	9,3	3,40	8,37
3	3,6	8,1	2,35	7,17
4	1,6	6,2	2,17	5,52
5	5,2	5,8	2,28	5,13
6	5,0	4,2	1,64	3,73
7	1,9	4,3	2,11	3,79
8	4,9	6,3	1,91	5,57
9	5,0	7,8	3,06	6,97
10	6,1	10,2	3,09	9,09
11	22,1	13,2	3,42	11,87
12	12,4	10,9	2,33	9,68

**Tabla 5.3: Distribución de Weibull del sitio 2 para las 12 direcciones de 30°.**



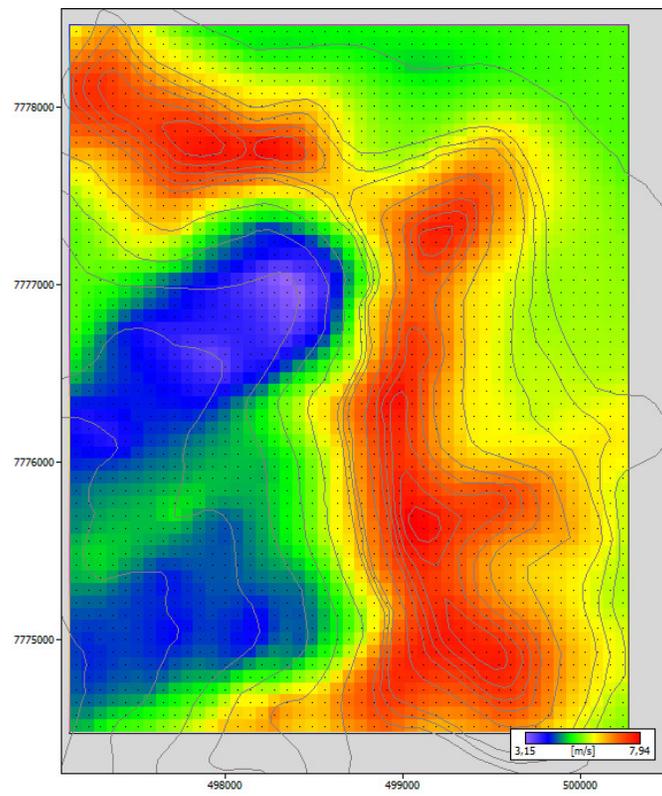
**Figura 5.7: Rosa de los vientos construida con los datos del sitio 2.**

El viento proviene principalmente de las direcciones noreste y noroeste, siendo el sur y el este los sectores con menor potencial eólico.

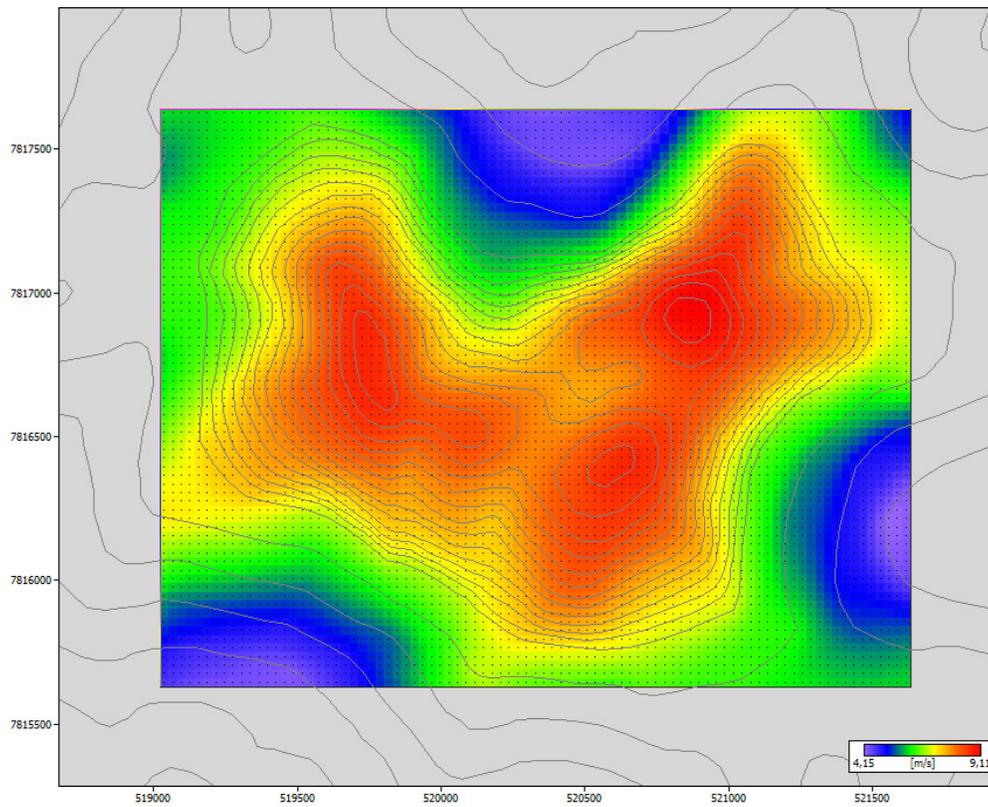
## **5.6 Estimación del viento en todo el sitio**

La distribución del viento en todo el sitio se estima usando WASP junto con la información del viento procesada y el mapa de elevación y rugosidad. La velocidad del viento promedio se visualiza para el sitio 1 y sus alrededores en la Figura 5.8. En el mapa del sitio 1, se aprecia claramente que la velocidad del viento es mucho mayor en la cima del cerro, y que decae rápidamente con la altura. Las zonas con mayor velocidad del viento están relativamente alineadas de norte a sur, lo que es beneficioso considerando que las direcciones descritas por los sectores 1 y 2 no tienen mucho viento.

La distribución del viento en el sitio 2 se muestra en la Figura 5.9. El viento se concentra en las partes más altas y estas zonas se encuentran más distribuidas que en el sitio 1. En todo el sitio el viento proviene principalmente de las direcciones noreste y noroeste, lo que hace parecer que el efecto estela puede ser mayor que en el sitio 1. Afortunadamente, en la zona oeste el viento que proviene del sector noreste es mayor, y en la zona este el viento es mayor desde el sector noroeste, por lo que las pérdidas por efecto estela no deben ser muy altas.



**Figura 5.8: Velocidad promedio del viento en todo el sitio 1.**



**Figura 5.9: Velocidad promedio del viento en todo el sitio 2.**

## 5.7 Aerogeneradores seleccionados

Se evalúan los mismos aerogeneradores para ambos sitios. Considerando las velocidades promedio de los lugares, se consideran turbinas de clase IEC IIA y de clase IA. Los aerogeneradores seleccionados, son el V100-2.6MW de Vestas, ek D9.0-2MW de DeWind y el N90-2.5MW de Nordex, todos con una torre de acero tubular de 80 metros de altura. La información más relevante se presenta en la Tabla 5.4. Los catálogos se encuentran en el Anexo B.

Aerogenerador	Clase IEC	P. nominal (MW)	V. entrada (m/s)	V. nominal (m/s)	V. salida (m/s)	Área de barrido (m <sup>2</sup> )	Rpm mínima rpm	Rpm nominal rpm	Rpm máxima rpm
V100	IIA	2,6	3	12,5	23	7.854	6,72	13,37	13,37
D9.0	IIA	2,0	3	12	25	6.793	9,8	16	18,4
N90	IA	2,5	3	---	25	6.362	10,3	---	18,1

Tabla 5.4: Información de los aerogeneradores evaluados.

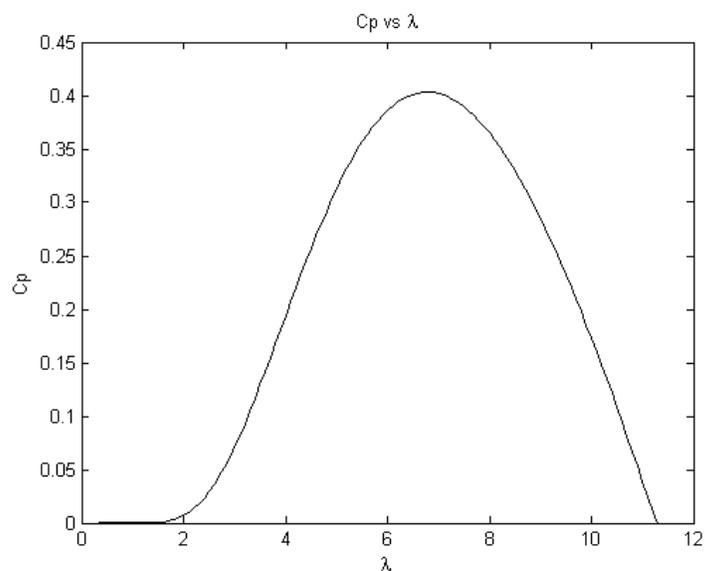
## 5.8 Curvas de potencia

Para calcular la energía generada por la turbina se necesita la curva de potencia vs velocidad. Esta curva depende de varios factores, principalmente del diseño de la hélice. El único parámetro que depende del sitio es la densidad del aire. Normalmente las curvas son requeridas al fabricante para una densidad del aire específica, ya que ellos tienen la información relevante para hacer los cálculos, específicamente, la curva que describe el coeficiente de potencia  $C_p$ .

Como no se tiene acceso a las curvas reales, para esta aplicación se construyen la curva de potencia vs velocidad usando la densidad del aire del sitio, las velocidades mínimas y máximas de rotación de la hélice y una curva de  $C_p$  vs  $\lambda$  genérica. La curva que se usa es la siguiente:

$$C_p = 0,5 \left( 93 \frac{1}{\lambda_i} - 0,4\beta - 5 \right) \exp \left( -17 \frac{1}{\lambda_i} \right) \quad (5.1)$$

$$\frac{1}{\lambda_i} = \frac{1}{\lambda + 0,08\beta} - \frac{0,035}{1 + \beta^3} \quad (5.2)$$



**Figura 5.10:** Curva  $C_p$  vs  $\lambda$  descrita por la ecuación (5.1).

Las curvas de potencia, en (kW), para los tres aerogeneradores con densidad del aire  $\rho = 0,715 \text{ kg/m}^3$  para del sitio 1 y, densidad  $\rho = 0,685 \text{ kg/m}^3$  para del sitio 2, se detallan en la Tabla 5.5.

Velocidad (m/s)	Sitio 1			Sitio 2		
	V100-2.6	D9.0-2.0	N90-2.5	V100-2.6	D9.0-2.0	N90-2.5
3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	30,9	15,5	14,0	29,6	14,8	12,7
5	120,6	60,3	54,5	115,6	57,8	49,7
6	236,0	157,0	141,9	226,1	150,4	129,2
7	375,3	324,6	301,2	359,6	311,0	274,2
8	559,5	483,9	453,2	536,0	463,6	434,2
9	797,4	689,7	645,9	764,0	660,8	618,8
10	1.094,7	946,8	886,8	1.048,8	907,1	849,6
11	1.455,6	1.259,0	1.179,1	1.394,6	1.206,2	1.129,7
12	1.891,1	1.653,6	1.531,9	1.811,8	1.567,0	1.467,6
13	2.406,0	2.000,0	1.948,8	2.304,8	1.993,5	1.867,0
14	2.600,0	2.000,0	2.432,0	2.600,0	2.000,0	2.330,0
15	2.600,0	2.000,0	2.500,0	2.600,0	2.000,0	2.500,0
16	2.600,0	2.000,0	2.500,0	2.600,0	2.000,0	2.500,0
17	2.600,0	2.000,0	2.500,0	2.600,0	2.000,0	2.500,0
18	2.600,0	2.000,0	2.500,0	2.600,0	2.000,0	2.500,0
19	2.600,0	2.000,0	2.500,0	2.600,0	2.000,0	2.500,0
20	2.600,0	2.000,0	2.500,0	2.600,0	2.000,0	2.500,0
21	2.600,0	2.000,0	2.500,0	2.600,0	2.000,0	2.500,0
22	2.600,0	2.000,0	2.500,0	2.600,0	2.000,0	2.500,0
23	2.600,0	2.000,0	2.500,0	2.600,0	2.000,0	2.500,0
24	---	2.000,0	2.500,0	---	2.000,0	2.500,0
25	---	2.000,0	2.500,0	---	2.000,0	2.500,0

**Tabla 5.5:** Curvas de potencia vs velocidad para ambos sitios, en (kW).

## 5.9 Posicionamiento de los aerogeneradores y cálculo de energía generada por los aerogeneradores

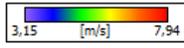
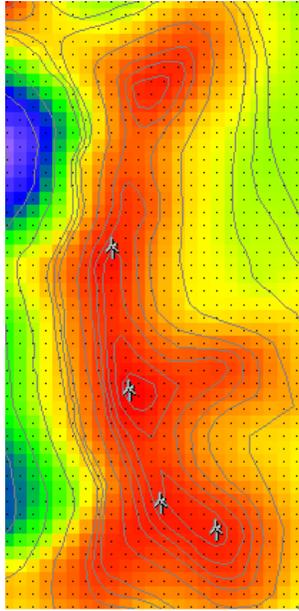
Para cada uno de los sitios, y para cada uno de los aerogeneradores, se buscan posiciones que optimicen la energía generada. Se generan dos tipos de posicionamiento, maximizando la velocidad del viento en los aerogeneradores sin considerar el efecto estela y otro que si lo considera. Se considera la misma posición para los aerogeneradores V100-2.6 y N90-2.5. Al usar las turbinas D9.0-2.0 se hace un posicionamiento distinto ya que se requiere de cinco generadores para completar los 10 MW de la central.

**Posicionamiento 1:** se busca simplemente posicionar los aerogeneradores en los lugares de mayor velocidad del viento, manteniendo una distancia mínima entre ellos de 5 diámetros de rotor en todas las direcciones. No se considera el efecto estela al momento de seleccionar las posiciones.

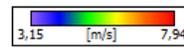
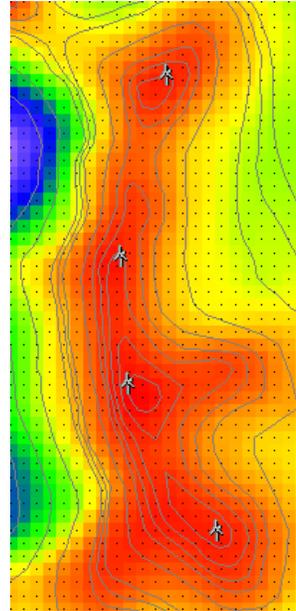
**Posicionamiento 2:** se maximiza la energía generada, considerando tanto la velocidad promedio en el lugar como el efecto estela. Se busca manualmente las mejores posiciones.

### 5.9.1 Sitio 1

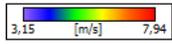
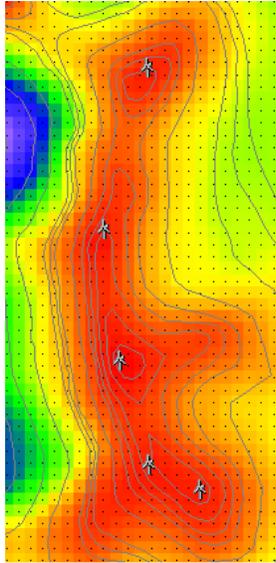
La Figura 5.11 muestra las posiciones usadas para el sitio 1, para 4 turbinas (V100-2.6 y N90-2.5) y para 5 turbinas (D9.0-2.0). La Tabla 5.6 muestra los valores de energía y las pérdidas obtenidas para cada aerogenerador. Las turbinas están numeradas de norte a sur, siendo T1 la turbina más al norte.



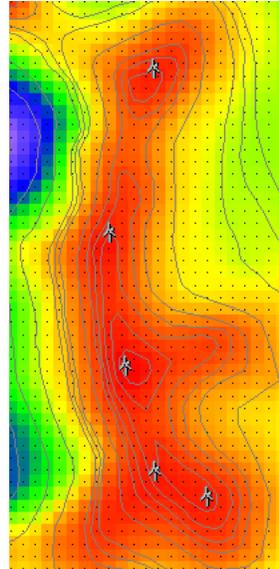
Posicionamiento 1 - 4 turbinas



Posicionamiento 2 - 4 turbinas



Posicionamiento 1 - 5 turbinas



Posicionamiento 2 - 5 turbinas

**Figura 5.11: Posicionamiento de las turbinas en el sitio 1.**

Aerogenerador	V100-2.6 MW					
	Posicionamiento 1			Posicionamiento 2		
	Energía sin pérdidas (GWh)	Estela (%)	Energía Final (GWh)	Energía sin pérdidas (GWh)	Estela (%)	Energía Final (GWh)
T1	6,817	0,16	6,806	6,696	0,17	6,684
T2	7,187	0,84	7,127	6,666	0,60	6,626
T3	6,728	2,96	6,528	7,199	0,92	7,133
T4	6,760	7,54	6,250	6,741	2,92	6,545
Total	27,491	2,84	26,711	27,302	1,15	26,988
	N90-2.5 MW					
	Posicionamiento 1			Posicionamiento 2		
	Energía sin pérdidas (GWh)	Estela (%)	Energía Final (GWh)	Energía sin pérdidas (GWh)	Estela (%)	Energía Final (GWh)
T1	5,775	0,13	5,767	5,659	0,14	5,651
T2	6,086	0,70	6,043	5,626	0,50	5,597
T3	5,688	2,62	5,539	6,095	0,79	6,047
T4	5,704	6,91	5,310	5,586	2,65	5,535
Total	23,252	2,55	22,659	23,065	1,02	22,830
	D9.0-2 MW					
	Posicionamiento 1			Posicionamiento 2		
	Energía sin pérdidas (GWh)	Estela (%)	Energía Final (GWh)	Energía sin pérdidas (GWh)	Estela (%)	Energía Final (GWh)
T1	5,509	0,19	5,499	5,509	0,19	5,499
T2	5,594	0,53	5,564	5,594	0,53	5,564
T3	5,902	0,84	5,853	5,902	0,84	5,853
T4	5,524	2,67	5,376	5,524	2,67	5,376
T5	5,555	6,86	5,174	5,555	6,86	5,174
Total	28,084	2,2	27,466	28,084	2,2	27,466

**Tabla 5.6: Estimación de la energía y pérdidas en el sitio 1.**

De los valores de la tabla se aprecia que no existe gran diferencia entre el posicionamiento 1 y el posicionamiento 2 para este sitio. El tamaño del lugar permite esparcir los aerogeneradores y la geografía del lugar hace que los puntos de velocidad del viento más alta se encuentren distribuidos de norte a sur y a una distancia recomendable para los aerogeneradores, produciéndose poca interferencia entre ellos.

Al evaluar las turbinas D9.0-2 MW, se encuentra que el posicionamiento 1 corresponde también al que produce una mayor potencia para la central (por lo tanto, es igual al posicionamiento 2). Es posible disminuir las pérdidas por efecto estela, pero esto requiere que uno de los aerogeneradores se posicione en un lugar con menor velocidad del viento promedio (por ejemplo, 0,4 m/s menor), lo que disminuye la energía final más que lo que se pierde por el efecto estela.

Resulta interesante notar que el aerogenerador N90 tiene un desempeño muy bajo. Esto se puede deber a varias razones, como una menor área de barrido en comparación a la turbina V100 y que es de clase IEC IA, optimizado para sitios de velocidad del viento promedio cercanas a 10 m/s, lo cual dista de ser el caso del sitio seleccionado.

## 5.9.2 Sitio 2

La Figura 5.11 muestra las posiciones usadas para el sitio 1, para 4 turbinas (V100-2.6 y N90-2.5) y para 5 turbinas (D9.0-2.0). La Tabla 5.6 muestra los valores de energía y las pérdidas obtenidas para cada aerogenerador. Las turbinas están numeradas de norte a sur, siendo T1 la turbina más al norte.

Al igual que en el sitio anterior, la Figura 5.12 muestra las posiciones de las turbinas V100 y N90 (4 turbinas) y para la D9.0 (5 turbinas). Sólo se muestra una configuración ya que luego de varias pruebas, se llega a la conclusión de que el método de posicionamiento 1 y el método de posicionamiento 2 alcanzan el mismo resultado. La Tabla 5.7 tiene la energía estimada para cada tipo de aerogenerador. Las turbinas están enumeradas de norte a sur.

Al igual que en sitio 1, la geografía del lugar hace que las pérdidas por efecto estela sean reducidas en las zonas de mayor viento. En los casos donde las pérdidas son mayores de todas formas, se produce más energía al colocar la turbina en esta posición que en las alternativas con menor velocidad de viento promedio.

La turbina N90 también es inferior en este sitio en comparación a las otras. En el sitio 2 la turbina V100 parece tener un mejor desempeño que los aerogeneradores D9.0, pero la central con estos generadores es de 10,4 MW. De todas formas, la brecha entre estos dos aerogeneradores que existía en el sitio 1 disminuye en el sitio 2. Esto se debe a que el quinto aerogenerador (la turbina T4 en la tabla del generador D9.0) no tiene una posición de tan alta velocidad como el resto debido a las distancias de seguridad, cinco diámetros de rotor, que se mantiene entre los generadores.

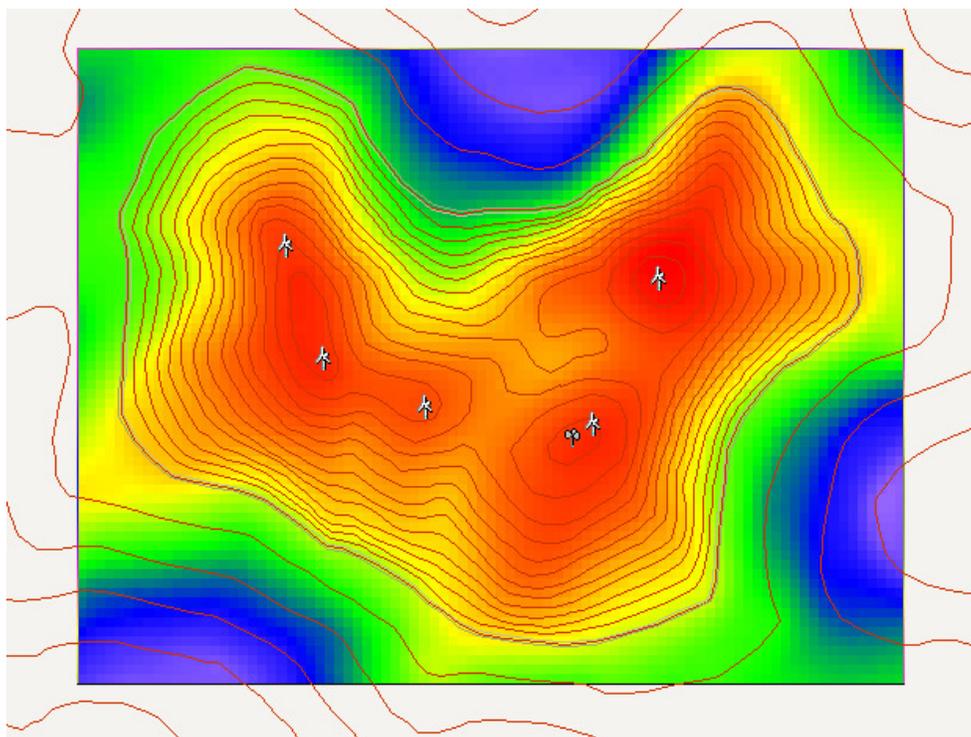
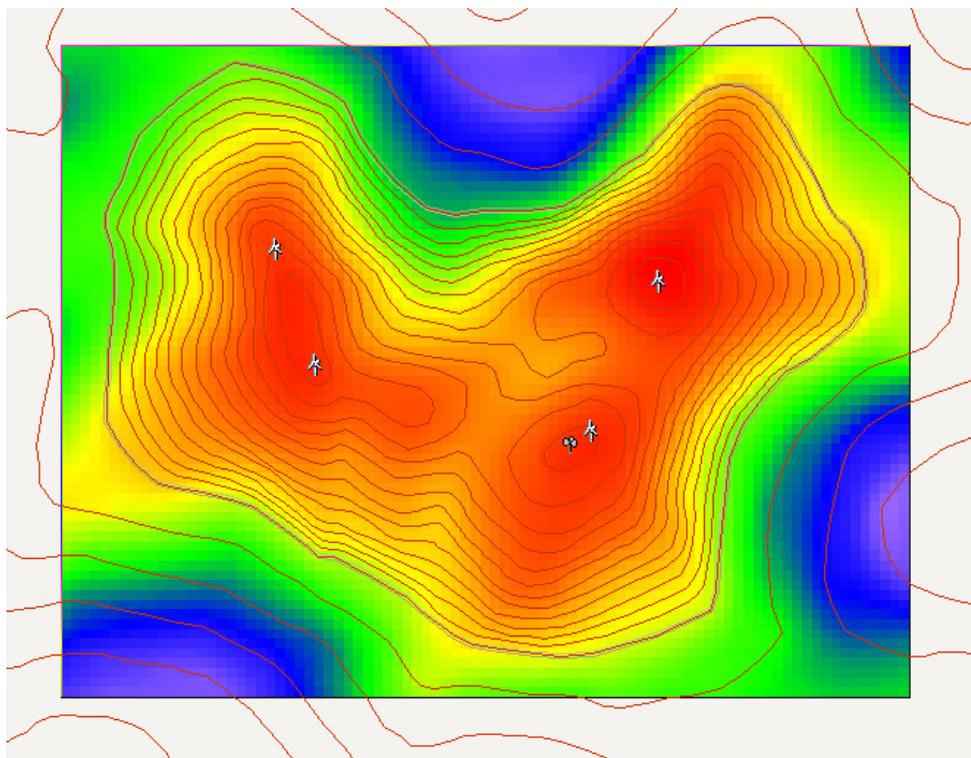


Figura 5.12: Posicionamiento de las turbinas en el sitio 2. Arriba para cuatro turbinas, abajo para cinco.

Aerogenerador	V100-2.6 MW		
	Posicionamiento 1 y 2		
	Energía sin pérdidas (GWh)	Estela (%)	Energía Final (GWh)
T1	8,522	0,30	8,496
T2	8,602	0,78	8,535
T3	8,660	3,16	8,386
T4	8,455	6,10	7,939
Total	34,239	2,58	33,357
	N90-2.5 MW		
	Posicionamiento 1		
	Energía sin pérdidas (GWh)	Estela (%)	Energía Final (GWh)
T1	6,963	0,23	6,947
T2	7,280	0,64	7,234
T3	7,064	2,92	6,858
T4	7,011	5,58	6,620
Total	28,318	2,33	27,658
	D9.0-2 MW		
	Posicionamiento 1		
	Energía sin pérdidas (GWh)	Estela (%)	Energía Final (GWh)
T1	6,839	0,32	6,817
T2	6,884	0,88	6,824
T3	6,956	3,0	6,748
T4	6,393	6,22	5,995
T5	6,765	6,17	6,348
Total	33,837	3,27	32,731

**Tabla 5.7: Estimación de la energía y pérdidas en el sitio 2.**

Las pérdidas por efecto estela en las turbinas T4 y T5 de la configuración de cinco turbinas (aerogenerador D9.0) se muestran en la Figura 5.13, donde la zona roja representa las pérdidas. Se aprecia que, como se había comentado anteriormente, en la zona oeste (donde está T4) el viento proviene del sector 2 (noroeste), por lo que el efecto estela que produce T3 sobre T4 no es tan importante. Lo mismo para T5 (zona este), el viento proviene del sector 10 (noreste), por lo que la turbina cercana T2 no produce un efecto muy negativo.

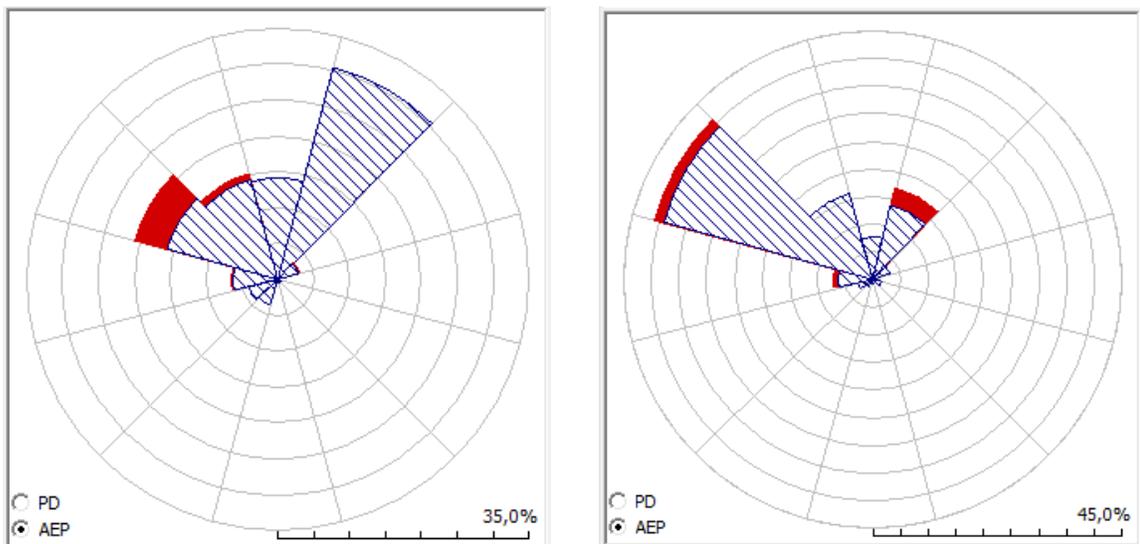


Figura 5.13: Rosa de los vientos con pérdidas por efecto estela para T4 (izquierda) y T5 (derecha).

### 5.10 Pérdidas en el sistema de transmisión

Para calcular las pérdidas en el sistema de transmisión se necesita primero dimensionar los cables, los cuales serán alambre desnudo (línea aérea). Se mantendrá una caída de tensión de a lo más 5% en el extremo de la línea y se considera un tiempo de despeje de 20 (ms) (un ciclo).

Se calculan los parámetros para varias tensiones usando las consideraciones de la sección 3.3.6. Para calcular el nivel de cortocircuito, se desconoce la resistencia de la línea, por lo que se debe iterar cambiando la sección del conductor (para calcular la resistencia) hasta encontrar un punto satisfactorio. Luego de hacer una inspección en el mercado, la mayoría de los cables tiene los siguientes valores de temperatura de funcionamiento o muy similares:

- $T_{cc} = 250^{\circ}C$
- $T_{fn} = 75^{\circ}C$
- $T_{en} = 30^{\circ}C$

Se usan estos valores como referencia durante los cálculos. Se desea que la línea tenga  $T_e = 30^{\circ}C$  y  $T_f = 60^{\circ}C$ . Los valores calculados están en la Tabla 5.8.

		$I_n$ (A)	$K_T$	$K_{cc}$	$I_n$ corregida
0,6 (kV)	Cobre	9.623	0,817	181,268	11.785
	Aluminio	9.623	0,817	122,800	11.785
6,6 (kV)	Cobre	875	0,817	181,268	1.071
	Aluminio	875	0,817	122,800	1.071
13,2 (kV)	Cobre	438	0,817	181,268	536
	Aluminio	438	0,817	122,800	536
23 (kV)	Cobre	251	0,817	181,268	308
	Aluminio	251	0,817	122,800	308

Tabla 5.8: Parámetros calculados para distintas tensiones.

Las longitudes de las líneas son 28 (km) para el sitio 1 y 56 (km) para el sitio 2. Los valores calculados para el sitio 1 son los de la Tabla 5.9 y para el sitio 2 los de la Tabla 5.10. Para calcular la corriente de cortocircuito inicial se asume un cable de sección 3/0 AWG. Para calcular  $R_L$  se usó la mayor sección entre  $S_{c\ cc}$  y  $S_{c\ tensión}$  para buscar el valor de  $S_{c\ mín}$ , la sección mínima a usar. Si éste valor es mayor a 3/0 AWG, se recalcula  $S_{c\ cc}$  para cerciorarse de no pasar el límite. En algunos casos la sección mínima es demasiado grande (no es factible), por lo que no se calcularon las pérdidas.

		$I_{cc}$	$S_{c\ cc}$	$S_{c\ tensión}$	$S_{c\ mín}$	$S_{c\ cc}$ recalculado	$R_L$	$P_{pérdidas}$
		(A)	(mm <sup>2</sup> )	(mm <sup>2</sup> )	(mm <sup>2</sup> )	(mm <sup>2</sup> )	(Ω)	(kW)
0,6 (kV)	Cobre	69	0,054	17.046	---	---	---	---
	Aluminio	106	0,121	28.277	---	---	---	---
6,6 (kV)	Cobre	761	0,621	140,9	150	1,705	3,17	3.643
	Aluminio	459	0,528	233,7	240	1,334	3,29	3.777
13,2 (kV)	Cobre	1.521	1,241	35,2	50	---	9,52	2.732
	Aluminio	917	1,056	58,4	70	---	11,28	3.237
23 (kV)	Cobre	2.650	2,07	11,6	25	---	19,04	1.800
	Aluminio	1.598	1,89	19,3	25	---	7,89	2.986

**Tabla 5.9: Resultados para la línea de transmisión del sitio 1.**

		$I_{cc}$	$S_{c\ cc}$	$S_{c\ tensión}$	$S_{c\ mín}$	$S_{c\ cc}$ recalculado	$R_L$	$P_{pérdidas}$
		(A)	(mm <sup>2</sup> )	(mm <sup>2</sup> )	(mm <sup>2</sup> )	(mm <sup>2</sup> )	(Ω)	(kW)
0,6 (kV)	Cobre	35	0,027	3.409	---	---	---	---
	Aluminio	21	0,024	5.656	---	---	---	---
6,6 (kV)	Cobre	381	0,297	281,8	---	---	---	---
	Aluminio	230	0,264	467,4	---	---	---	---
13,2 (kV)	Cobre	761	0,594	70,5	95	---	10,02	2.876
	Aluminio	459	0,528	116,9	120	0,667	13,16	3.777
23 (kV)	Cobre	1.325	1,034	23,2	25	---	38,08	3.599
	Aluminio	799	0,920	38,5	50	---	31,59	2.986

**Tabla 5.10: Resultados para la línea de transmisión del sitio 2.**

Las pérdidas son muy elevadas para las secciones mínimas. En la Tabla 5.11 se muestran las pérdidas en (kW) para ambos sitios, considerando distintas secciones de conductor para las tensiones de 13,2 kV y 23 kV.

$S_c$ (mm <sup>2</sup> )	Sitio 1				Sitio 2			
	13,2 (kV)		23 (kV)		13,2 (kV)		23 (kV)	
	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio
25	---	---	1.800	2.985	---	---	3.599	---
35	---	---	1.286	2.132	---	---	2.571	---
50	2.732	---	900	1.493	---	---	1.800	2.986
70	1.952	3.237	643	1.066	---	---	1.286	2.133
95	1.438	2.385	474	786	2.876	---	947	1.572
120	1.139	1.888	375	622	2.277	3.777	750	1.244
240	569	944	188	311	1.139	1.888	375	622

**Tabla 5.11: Pérdidas de transmisión en (kW) para ambos sitios según la sección del conductor.**

Como una central eólica no genera a toda su capacidad durante el año, las pérdidas anuales en la línea de transmisión se estiman con una regla de tres entre la potencia de la central  $P_{generación}$ , su energía generada  $E_{generación}$  y las pérdidas en potencia de la línea de transmisión  $P_{pérdidas}$ .

$$E_{pérdidas} = \frac{E_{generación} P_{pérdidas}}{P_{generación}} \quad (5.3)$$

Considerando una generación de 27 GWh para el sitio 1 y una de 33 GWh para el sitio 2, la Tabla 5.12 muestra las pérdidas esperadas en la línea de transmisión en (MWh).

$S_c$ (mm <sup>2</sup> )	Sitio 1				Sitio 2			
	13,2 (kV)		23 (kV)		13,2 (kV)		23 (kV)	
	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio
25	---	---	4860	8060	---	---	9717	---
35	---	---	3462	5756	---	---	7427	---
50	7376	---	2430	4031	---	---	4860	8062
70	5270	8740	1736	2878	---	---	3472	5759
95	3882	6440	1280	2122	7765	---	2557	4244
120	3075	5097	1012	1679	6148	10198	2025	3359
240	1536	2548	513	840	3075	5097	1012	1680

**Tabla 5.12: Pérdidas de transmisión en (MWh) para ambos sitios según la sección del conductor.**

La selección final del cable conductor depende de la evaluación económica. Se busca la mejor relación entre las pérdidas de energía y el costo de la línea de transmisión. La Tabla 5.13 muestra el peso del cable por kilómetro y la carga de rotura nominal según su diámetro y material.

$S_c$ (mm <sup>2</sup> )	Cobre semiduro		Aluminio AAAC		Aluminio ACSR	
	Peso (kg/km)	Carga rotura nominal (kg)	Peso (kg/km)	Carga rotura nominal (kg)	Peso (kg/km)	Carga rotura nominal (kg)
25	192	683	72	760	87	844
35	305	1072	108	1270	138	1293
50	485	1682	171	2023	219	1987
70	612	2107	216	2445	276	2404
95	852	3012	273	3080	348	3003
120	1149	4029	435	4989	549	5126
240	2297	7961	908	9934	1118	7795

**Tabla 5.13: Peso y carga de rotura de los cables.**

### 5.11 Consideraciones adicionales para el cálculo de energía

No se consideran servicios adicionales, pero si se evalúa el impacto de la velocidad de reentrada. Con este propósito, se modifican las curvas de potencia vs velocidad de los tres aerogeneradores para que su velocidad de salida sea 20 m/s. La energía anual generada se reduce entre un 1,5% y un 2% para todos los casos.

Una reducción de un 2% en la energía generada puede hasta ser comparable con las pérdidas de la línea de transmisión. Aunque es claro que la turbina si generará con velocidades por sobre los 20 m/s, se puede calcular el peor caso para ayudar en la decisión de construir o no la central.

## **5.12 Costos e inversión**

Se dividen los costos en 3 secciones: inversión de la central, costos de la conexión y costos de operación y restauración.

La inversión de la central y los costos de operación y restauración son los mismos para ambos sitios (según la turbina utilizada). La evaluación de los costos de la conexión depende del cable y el voltaje usado, lo que determina las pérdidas (lo que afecta las ventas). Como se busca una tensión y sección de cable óptima económicamente, es más fácil evaluar esto por separado.

### **5.12.1 Inversión inicial en la central**

Para evaluar el costo de la central se usan las estimaciones de la sección 3.4. El generador N90 se usa como precio base y se aplica un factor de penalización a la turbina V100 por tener un diámetro de rotor mayor, y otro factor a la central con aerogeneradores D9.0 por ser cinco turbinas en lugar de cuatro.

El precio del generador N90 se estima usando el precio promedio de los aerogeneradores a fines de 2011, 1,21 millones de dólares (USD) por MW. El precio de un aerogenerador N90 es 3,025 millones de dólares y el de los cuatro necesarios para la central es 12,1 millones de dólares.

El factor de penalización para el aerogenerador V100 considera que su rotor es un 10% mayor que el de las otras turbinas. El costo de las palas del rotor se considera alrededor de un 18% del total del generador y aplicando la fórmula de costos, con una masa un 10% mayor, el costo total del generador aumenta en un 1,6% cada uno. Por lo tanto, el precio de los cuatro aerogeneradores necesarios se eleva a 12,3 millones de dólares. Se requiere instalar cinco turbinas D9.0 en lugar de solo cuatro, esto incrementa el precio de las fundaciones, ensamblado y transporte, el cual corresponde a cerca del 8% del total del precio de un aerogenerador. Instalar cinco aerogeneradores supone un aumento del trabajo necesario de un 25%, por lo que se estima el costo adicional como un 2% del total del costo de la central. Los generadores de la central se evalúan en 12,35 millones de dólares.

Se considera que las turbinas representan el 70% del costo total de la central. El costo de la conexión a la red se estima cercano a un 8% en el capítulo 3.4. El precio de la conexión será evaluado por separado y, por tanto, el costo de la central en millones de dólares (USD), sin considerar los costos de transmisión, son los de la Tabla 5.14.

	V100	N90	D9.0
Costo aerogeneradores	12,30	12,10	12,35
Costo total sin conexión	16,17	15,90	16,23

**Tabla 5.14: Costo de la central sin considerar conexión a la red, en millones de USD.**

### 5.12.2 Costos de la conexión

Los costos de la conexión se pueden dividir en: costo de equipos de subestación; costos del cable; costo de los postes; y pérdidas de energía. Aunque este último no es un costo sino una reducción en las ventas, su análisis va ligado al resto de la conexión.

Los costos de equipos de subestación dependen de la tensión utilizada para transmitir. La línea que une la central eólica con la subestación Cerro Colorado es de 110 kV. Se necesitan dos transformadores de potencia, uno para elevar la tensión de salida de los aerogeneradores (0,6 kV) a la tensión de la línea de transmisión y uno para elevar la tensión a 110 kV al llegar a Cerro Colorado. Los precios en USD que se usan durante la evaluación son obtenidos del CDEC-SIC y el CDEC-SING, y se presentan en la Tabla 5.15. El ítem “otros equipos” se refiere a aparatos de menor costo como transformadores de potencial, transformadores de corriente, seccionadores, etc. que son necesarios en la subestación. La inversión total necesaria en transformadores y equipos es 307.000 USD para la línea de 13,2 kV y 350.000 para la de 23 kV.

Equipo	Precio (USD)
Transformador de poder 0,6/13,2 kV 10 MVA	90.000
Transformador de poder 0,6/23 kV 10 MVA	100.000
Transformador de poder 13,2/110 kV 10 MVA	195.000
Transformador de poder 23/110 kV 10 MVA	220.000
Otros equipos 13,2 kV	22.000
Otros equipos 23 kV	30.000

**Tabla 5.15: Precios de transformadores de potencia y otros equipos.**

Los cables son de cobre o aluminio desnudo. Los precios que se usan en la evaluación son los de la Tabla 5.16. Se considera un único precio por kilogramo para los tres tipos de cable.

	Cobre	Aluminio	Aluminio ACSR
Precio por Kg (USD)	12,5	4,5	5,4

**Tabla 5.16: Precio del alambre desnudo de cobre y aluminio por kg.**

Solo se analizan cables de cobre y aluminio ACSR. Dependiendo de la tensión, los postes podrían ser de madera, de concreto o de acero. En este caso se consideran postes de concreto cada 100 metros con un coste de 400 USD cada uno.

### 5.12.3 Costos operacionales y de restauración

Como costos de operación anuales se considera un 3,5% de la inversión inicial. El costo de la restauración a los 10 años de vida del proyecto se estima como un 10% de la inversión inicial.

### 5.13 Ingresos

Se consideran las cuatro fuentes de ingreso presentadas en la sección 3.5: venta de la energía, pago por potencia firme, bono de carbono, multa por ley ERNC.

La Tabla 5.17 muestra el costo marginal promedio en el nudo Pozo Almonte. El que se supondrá como Costo Marginal para evaluar el proyecto será el promedio real desde Octubre de 2008 a la fecha, seleccionado porque a partir de esa fecha los costos marginales empezaron a estabilizarse después de la crisis del gas Argentino. También se muestra el Precio de Nudo de largo plazo y el valor de la multa aplicada por la ley de ERNC. El factor de penalización promedio de la barra Pozo Almonte usada es 1,075. La tasa de cambio seleccionada es 485 CLP = 1 USD.

	USD/MWh
Costo Marginal programado Pozo Almonte - Octubre de 2008 a la fecha	140
Costo Marginal programado Pozo Almonte - Abril 2012	152
Costo Marginal real Pozo Almonte - Octubre de 2008 a la fecha	128
Costo Marginal real Pozo Almonte - Abril 2012	120
Precio de Nudo de largo plazo	96
Multa 0,4 UTM	32
Multa 0,6 UTM	48

**Tabla 5.17: Precio del nudo Pozo Almonte y costo de las multas por la Ley de ERNC.**

El factor de planta es 30% para el sitio 1 y 38% para el sitio 2, por lo que la potencia firme calculada es 2 MW para el sitio 1 y 2,5 para el sitio 2. Se considera un precio por potencia de 8 USD/kW/mes.

En la actualidad los bonos de carbono tienen precios muy bajo, de alrededor de 5 USD/Ton. Se considera un precio de 2 USD/MWh.

### 5.14 Energía generada por la central

Considerando los resultados de la simulación y precios estimados de la central, se decide construir la central del sitio 1 con aerogeneradores D9.0 y en el sitio 2 con turbinas V100. La energía generada por la central del sitio 1 y la central del sitio 2, junto con la energía mínima generada calculada con una pérdida del 2% debido a la velocidad de reentrada, se encuentra en la Tabla 5.18. Los valores están en (MWh).

Sitio 1		Sitio 2	
Energía máxima generada	Energía generada con velocidad de reentrada	Energía máxima generada	Energía generada con velocidad de reentrada
27.466	26.916	33.357	32.689

**Tabla 5.18: Energía generada por los aerogeneradores seleccionados en el sitio 1 y 2, en MWh.**

Para hacer el cálculo del VAN se usara una energía generada de 27 GWh para el sitio 1 y 33 GWh para el sitio 2. No se consideran aún las pérdidas en la línea de transmisión ya que la tensión, sección y material que se usarán dependerán del criterio económico.

### 5.15 Estimación del VAN del proyecto

Además de la inversión, los costos de operación y los ingresos, el VAN del proyecto también depende de los impuestos, la depreciación de los equipos, los préstamos y la tasa de descuento. Existen otros factores, pero éstos son los que se consideran en esta aplicación.

La depreciación de los equipos eléctricos se detalla en Tabla 5.19, los valores son dados por el Servicio de Impuestos Internos. La depreciación acelerada reduce los años a un tercio, redondeado hacia abajo.

Equipo	Años
Equipos de generación y eléctricos utilizados en la generación	10
Líneas de transmisión, cables de transmisión, cables de poder	20
Transformadores y equipos auxiliares	10

**Tabla 5.19: Depreciación.**

Se considera un precio de venta de la energía único durante todo el proyecto. Para ordenar la información, se divide la sección en tres. La primera con el análisis del sitio 1, la segunda con el del sitio 2 y la tercera donde se comparan ambos sitios.

#### 5.15.1 Sitio 1

La inversión en el sitio 1, sin considerar la línea de transmisión, es 16,11 millones de dólares. Primero se analiza el precio de venta de la energía necesario para que el proyecto tenga VAN igual a cero. Luego, se calcula el VAN que se obtiene al vender la energía al costo marginal promedio calculado, 128 USD/MWh y 96 USD/MWh. También se analiza el efecto de cambiar la tasa de descuento. Los ingresos por bonos de carbono se estiman como 2 USD/MWh y los ingresos por potencia firme son 203.490 USD anuales.

La Tabla 5.20 muestra los valores del precio de venta necesarios para que el VAN sea igual a cero, considerando distintos préstamos iniciales a largo plazo, de 10 años. La línea de transmisión seleccionada es la que maximiza el VAN del proyecto (minimiza el precio de venta necesario). La tasa de descuento para el cálculo del VAN es 10%.

Casos	Precio venta (CMg)	Multa Ley ERNC USD/MWh	Préstamo inversión inicial		VAN	Línea de Transmisión
	USD/MWh		inversión %	interés %	USD	
1	76,0	0	0	0	0	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
2	44,0	32	0	0	0	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
3	28,0	48	0	0	0	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
4	75,7	0	10	8	0	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
5	43,7	32	10	8	0	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
6	27,7	48	10	8	0	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
7	76,3	0	10	10	0	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
8	44,3	32	10	10	0	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
9	28,3	48	10	10	0	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>

**Tabla 5.20: Análisis económico sitio 1. Precio de venta tal que el VAN sea cero.**

La Tabla 5.21 muestra el VAN calculado frente a distintos escenarios considerando un precio de venta de la energía de 128 USD/MWh. También se muestra el VAN al considerar una línea de cobre en lugar de una de aluminio. La tasa de descuento es 10%.

Casos	Precio venta (CMg)	Multa Ley ERNC USD/MWh	Préstamo inversión inicial		VAN	Línea de Transmisión
	USD/MWh		inversión %	interés %	USD	
1	128	0	0	0	13.078.513	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
2	128	32	0	0	21.293.666	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
3	128	48	0	0	25.413.022	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
4	128	48	0	0	25.275.419	Cobre 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
5	128	0	10	8	13.139.528	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
6	128	32	10	8	21.349.761	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
7	128	48	10	8	25.459.442	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
8	128	48	10	8	25.326.279	Cobre 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
9	128	0	10	10	12.972.281	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
10	128	32	10	10	21.180.477	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
11	128	48	10	10	25.288.621	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
12	128	48	10	10	25.150.346	Cobre 23 kV 240 mm <sup>2</sup>

**Tabla 5.21: Análisis económico sitio 1. VAN con Precio de venta 128 USD/MWh.**

La Tabla 5.22 muestra la variación del VAN al cambiar la tasa de descuento. No se considera préstamo inicial.

Casos	Precio venta (CMg)	Multa Ley ERNC	Tasa de descuento	VAN	Línea de Transmisión
	USD/MWh	USD/MWh	%	USD	
1	128	48	8	32.175.462	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
2	128	48	10	25.413.022	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
3	128	48	12	20.013.248	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
4	128	48	14	15.646.984	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>

**Tabla 5.22: Análisis económico sitio 1. VAN para distintas tasas de descuento.**

Otro valor que se puede considerar es el precio de nudo de largo plazo, el cual es 96 USD/MWh en la barra Pozo Almonte. Los resultados con este precio se encuentran en la Tabla 5.23, con una tasa de descuento de 10% y sin préstamos a largo plazo.

Casos	Precio venta (CMg)	Multa Ley ERNC	VAN	Línea de Transmisión
	USD/MWh	USD/MWh	USD	
1	96	0	4.908.274	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
2	96	32	13.078.513	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
3	96	48	17.185.293	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>

**Tabla 5.23: Análisis económico sitio 1. VAN con Precio de venta 96 USD/MWh.**

### 5.15.2 Sitio 2

Los cálculos para el sitio 2 son similares, con la diferencia que la generación es 33 GWh anuales, la inversión en la central es 16,23 millones de dólares y el costo de la línea de transmisión es mayor.

La Tabla 5.24 muestra los valores del precio de venta necesarios para que el VAN sea igual a cero, bajo las mismas condiciones que la Tabla 5.20.

Casos	Precio venta (CMg)	Multa Ley ERNC	Préstamo inversión inicial		VAN	Línea de Transmisión
	USD/MWh	USD/MWh	inversión %	interés %	USD	
1	64,0	0	0	0	0	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
2	32,0	32	0	0	0	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
3	16,0	48	0	0	0	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
4	63,7	0	10	8	0	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
5	31,7	32	10	8	0	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
6	15,7	48	10	8	0	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
7	64,4	0	10	10	0	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
8	32,4	32	10	10	0	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
9	16,4	48	10	10	0	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>

**Tabla 5.24: Análisis económico sitio 2. Precio de venta tal que el VAN sea cero.**

La Tabla 5.25 muestra el VAN calculado frente a distintos escenarios considerando un precio de venta de la energía de 128 USD/MWh con una tasa de descuento de 10%.

Casos	Precio venta (CMg)	Multa Ley ERNC	Préstamo inversión inicial		VAN	Línea de Transmisión
	USD/MWh		USD/MWh	inversión %	interés %	
1	128	0	0	0	19.572.344	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
2	128	32	0	0	29.446.996	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
3	128	48	0	0	34.403.034	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
4	128	48	0	0	34.152.474	Cobre 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
5	128	0	10	8	19.628.580	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
6	128	32	10	8	29.493.664	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
7	128	48	10	8	34.449.815	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
8	128	48	10	8	34.202.707	Cobre 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
9	128	0	10	10	19.458.870	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
10	128	32	10	10	29.320.621	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
11	128	48	10	10	34.276.355	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
12	128	48	10	10	34.016.449	Cobre 23 kV 240 mm <sup>2</sup>

**Tabla 5.25: Análisis económico sitio 2. VAN con Precio de venta 128 USD/MWh.**

La Tabla 5.26 muestra la variación del VAN al cambiar la tasa de descuento. No se considera préstamo inicial.

Casos	Precio venta (CMg)	Multa Ley ERNC	Tasa de descuento	VAN	Línea de Transmisión
	USD/MWh			USD/MWh	
1	128	48	8	42.570.598	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
2	128	48	10	34.403.034	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
3	128	48	12	27.879.491	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
4	128	48	14	22.602.971	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>

**Tabla 5.26: Análisis económico sitio 2. VAN para distintas tasas de descuento.**

La Tabla 5.27 considera un precio de venta de 96 USD/MWh, el precio de nudo de largo plazo, con una tasa de descuento del 10%.

Casos	Precio venta (CMg)	Multa Ley ERNC	VAN	Línea de Transmisión
	USD/MWh		USD/MWh	
1	96	0	9.752.823	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
2	96	32	19.572.344	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>
3	96	48	24.491.085	Aluminio 23 kV 240 mm <sup>2</sup>

**Tabla 5.27: Análisis económico sitio 2. VAN con Precio de venta 96 USD/MWh.**

### 5.15.3 Comparación de sitios

De acuerdo a los cálculos anteriores, se puede llegar a las siguientes conclusiones:

- Al considerar un precio de venta de 128 USD/MWh y una tasa de descuento del 10%, el proyecto es rentable por sí solo y no es necesario un contrato con una gran generadora para obtener los beneficios por la multa de la Ley ERNC. Lo mismo ocurre cuando el precio de venta es 96 USD/MWh.
- La línea de aluminio es superior a la de cobre aún cuando las pérdidas son mayores, debido al costo de inversión adicional que representa usar cables de cobre.
- La inversión inicial del proyecto es muy fuerte y la recuperación del capital cada año no lo es tanto. Esto hace que la tasa de descuento tenga un fuerte efecto sobre el VAN del proyecto.
- Para que un préstamo a largo plazo (10 años) tenga un efecto positivo, debe tener una tasa de interés muy baja.

La mayor generación del sitio 2 es más que suficiente para hacerlo más atractivo que el sitio 1 económicamente. La Tabla 5.28 tiene el resumen del cálculo del VAN del proyecto para ambos sitios con una tasa de descuento del 10%, sin considerar ingresos por la multa de la Ley ERNC y sin préstamo a largo plazo.

	Precio de la energía (USD/MWh)	VAN (USD)
Sitio 1	128	13.078.513
Sitio 2	128	19.572.344
Sitio 1	96	4.908.274
Sitio 2	96	9.752.823

**Tabla 5.28: Comparación VAN de los dos sitios.**

Por lo tanto, es recomendable, desde el punto de vista de energía generada e ingresos, realizar el proyecto en el sitio 2. La mayor longitud de la línea de transmisión, aunque disminuye el VAN del sitio 2, no es lo suficientemente fuerte como para contrarrestar los casi 6 GWh adicionales que se pueden obtener de éste en comparación al sitio 1. El sitio 1 también logra un VAN positivo por sí solo, sin considerar los ingresos por la multa ERNC, esto significa que también es atractivo.

Como se dijo en un principio, la empresa minera Cerro Colorado no sólo está interesada en generar energía para su central, sino que desea capitalizar en la imagen positiva que trae consigo el ingreso al sistema de una central eólica poco contaminante, mejorando su imagen frente al público general, las autoridades y dentro de los trabajadores de la misma empresa. Que el proyecto, además, represente una ganancia económica directa, lo hace aun más atractivo.

Además de lo anterior, existen algunos factores que no se han considerado en la aplicación de este proyecto:

- Dificultad de acceso al terreno para instalar las turbinas. El sitio 2 es de mucho más difícil acceso que el sitio 1 y puede hasta ser no ser factible instalar los aerogeneradores en el sitio 2.
- El tiempo que toma construir una línea de transmisión. El sitio 2 requiere una línea 2 veces más larga que el sitio 1 lo que aumenta mucho el tiempo de construcción el cual es, seguramente, mayor al de la construcción de la central.
- La variación del precio de la energía. El costo marginal cambia mucho durante un mes. Sólo en el mes de abril de 2012, el promedio diario mínimo fue 66 USD/MWh y el máximo 222 USD/MWh.
- El impacto medio ambiental y la disponibilidad de las tierras.

Cualquiera de estos factores podría ser decisivo para hacer que no sea factible realizar el proyecto en el sitio 2 (o en el sitio 1).

## 6 Conclusiones y trabajo futuro

El viento es una de las fuentes de energía renovable más abundante en el mundo, siendo también una de las más aprovechadas desde tiempos remotos. Hoy en día la mayor conciencia ecológica y el aumento del precio de los hidrocarburos ha llevado a gobiernos e instituciones a promover fuertemente fuentes de energía alternativa, entre ellas, la energía eólica.

Chile, en particular, tiene una matriz energética principalmente hidrotérmica, pero no es un gran productor de carbón y petróleo, en cambio, tiene un gran potencial para las energías renovables. El país debe diversificar su matriz energética para independizarse de la disponibilidad y precios de recursos que debe importar y no depender tanto del recurso hídrico, dependencia que trae problemas en años de sequía.

Chile ha visto un aumento en la construcción de centrales ERNC, entre ellas, centrales eólicas. El desarrollo de aerogeneradores más eficientes y que puedan otorgar servicios complementarios, ha llevado a un aumento de las turbinas con generador de inducción doblemente alimentado. En este contexto, el desarrollo de una metodología para centrales eolo-eléctricas con generador doblemente alimentado es relevante.

Se investigan distintas formas de medir y estimar el viento, se revisan modelos que permiten evaluar la energía capturada por las hélices y se estudia el comportamiento del generador doblemente alimentado. Además, se recopiló información de aerogeneradores existentes, bases de datos del comportamiento del viento públicas y software de cálculo para proyectos eólicos.

Todo lo anterior permite desarrollar la metodología, la cual se compone de todos los pasos necesarios para evaluar, desde el punto de vista energético, el desempeño de una central. Se divide en dos capítulos: el capítulo 3 donde se desarrolla una metodología simple, sin mucha información, que se puede usar para hacer una evaluación básica del lugar y las posibles ganancias a generar antes de empezar a hacer mediciones y recopilar información detallada; y el capítulo 4, el cual muestra toda la información y modelos adicionales que se deben considerar para realizar una estimación acabada de la energía generada.

La aplicación, sin toda la información necesaria para realizar la metodología completa, efectivamente logra su objetivo: analizar un sitio y su potencial eólico, seleccionar aerogeneradores y su posicionamiento, estimar la energía generada por la central y hacer una evaluación económica básica del proyecto. Más que suficiente para elegir entre los dos sitios evaluados, descartar un modelo de aerogenerador y esperar una buena proyección económica para el proyecto sin haber hecho aun mediciones en el lugar.

Se proponen los siguientes trabajos futuros:

- Expandir el trabajo para incluir otro tipo de aerogeneradores, especialmente aquellos de velocidad variable, puesto que éstos son los que dominan el mercado de media y alta potencia.
- Hacer una revisión exhaustiva de los métodos de control del generador doblemente alimentado, con sus beneficios y desventajas, considerando el efecto que pueden tener sobre la curva de potencia del aerogenerador y los servicios complementarios que puede entregar la central.
- Revisar lo que ha pasado en otros mercados eléctricos con alta penetración de la energía eólica. Recopilar aquella experiencia, leyes y medidas que se hayan tenido que implementar para mantener la seguridad de la red, y determinar el impacto económico que podría tener en el mercado, para prever lo que puede pasar a futuro en Chile.

## 7 Bibliografía

- [1] «European Wind Energy Association - EWEA: Home». [Online]. Available: <http://www.ewea.org/>. [Accessed: 28-nov-2011].
- [2] «Global Wind Energy Council - GWEC: Global Wind Energy Council». [Online]. Available: <http://www.gwec.net/>. [Accessed: 29-nov-2011].
- [3] Pedro Fernández Díez, «Energía Eólica». [Online]. Available: <http://libros.redsauce.net>.
- [4] Pedro Fernández Díez, *Energía Eólica*. .
- [5] «The Guided Tour - Windpower Guided Tour». [Online]. Available: <http://wiki.windpower.org/>. [Accessed: 14-nov-2011].
- [6] «Wind Energy Online Reader». [Online]. Available: <http://www.mstudioblackboard.tudelft.nl/duwind/Wind%20energy%20online%20reader/>. [Accessed: 14-nov-2011].
- [7] «BTM Consult ApS ->». [Online]. Available: <http://btm.dk/>. [Accessed: 28-nov-2011].
- [8] «OCS Alternative Energy and Alternate Use Programmatic EIS Information Center». [Online]. Available: <http://ocsenergy.anl.gov/>. [Accessed: 28-nov-2011].
- [9] «Alstom: renewable energy and fossil power generation». [Online]. Available: <http://www.alstom.com/power/>. [Accessed: 22-nov-2011].
- [10] «Clipper Windpower». [Online]. Available: <http://www.clipperwind.com/>. [Accessed: 05-mar-2012].
- [11] «IEC Wind Turbine Classes». [Online]. Available: <http://www.wind-works.org/articles/IECWindTurbineClasses.html>. [Accessed: 23-nov-2011].
- [12] «New York State Energy Research and Development Authority». [Online]. Available: <http://www.nyserda.ny.gov/>. [Accessed: 29-nov-2011].
- [13] «Catálogo Vestas V164-7.0 MW Offshore». [Online]. Available: <http://nozebra.ipapercms.dk/Vestas/Communication/Productbrochure/V16470MW/V16470MW/>. [Accessed: 05-mar-2012].
- [14] Henk Polinder, Deok-Je Bang, H. Li, y Z. Chen, «Concept Report on Generator Topologies, Mechanical & Electromagnetic Optimization». Project Upwind, 04-dic-2007.
- [15] «Windmeup.org». [Online]. Available: <http://www.windmeup.org/>. [Accessed: 06-dic-2011].

- [16] Rogel R. Wallace, Thomas A. Lipo, Luis A. Morán, y Juan A. Tapia, «Design and Construction of a Permanent Magnet Axial Flux Synchronous Generator», *Electric Machines and Drives Conference Record, 1997. IEEE International*, 1997.
- [17] Don-Ha Hwang, Ki-Chang Lee, Do-Hyun Kang, Yong-Joo Kim, Kyeong-Ho Choi, y Doh-Young Park, «An Modular-type Axial-flux Permanent Magnet Synchronous Generator for Gearless Wind Power Systems», *Industrial Electronics Society, 2004. IECON 2004. 30th Annual Conference of IEEE*, 2004.
- [18] Tony Burton, David Sharpe, Nick Jenkins, y Ervin Bossanyi, *Wind Energy Handbook*. 2001.
- [19] Akiner Tuzuner y Zuwei Yu, «A Theoretical Analysis on Parameter Estimation for the Weibull Wind Speed Distribution», *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*, 2008.
- [20] Zuwei Yu y Akiner Tuzuner, «Wind speed modeling and energy production simulation with Weibull sampling», *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*, 2008.
- [21] Manwell, J. F., Mc Gowan, J. G., y Rogers, A. L., *Wind Energy Explained: Theory, Design and Application*. 2002.
- [22] Alejandro Rolán, Álvaro Luna, Gerardo Vázquez, y Daniel Aguilar, «Modeling of a Variable Speed Wind Turbine with a Permanent Magnet Synchronous Generator», *Industrial Electronics, 2009. ISIE 2009. IEEE International Symposium on*, pp. 734 – 739, jul. 2009.
- [23] Prathibha. P.K y V.P. Mini, «Multilevel Control of Variable Speed Wind Turbine Generator for Three Phase Grid Connected Applications».
- [24] «Gearbox Modeling and Load Simulation of a Baseline 750 kW Wind Turbine Using State of the Art Simulation Codes». [Online]. Available: <http://www.nrel.gov/docs/fy09osti/41160.pdf>.
- [25] «Control of Wind Turbines». [Online]. Available: <https://netfiles.uiuc.edu/mragheb/www/NPRE%20475%20Wind%20Power%20Systems/Control%20of%20Wind%20Turbines.pdf>.
- [26] Andreas Peterson, «Analysis, Modeling and Control of Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbines», Chalmers University of Technology, Göteborg, Sweden, 2005.
- [27] Etienne Tremblay, Sergio Atayde, y Amrisha Chandra, «Comparative Study of Control Strategies for the Doubly Fed Induction Generator in Wind Energy Conversion Systems: A DSP-Based Implementation Approach», *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, pp. 288 – 299, jul. 2011.
- [28] Noël A. Janssens, Guillaume Lambin, y Nicolas Bragard, «Active Power Control Strategies of DFIG Wind Turbines», *Power Tech, 2007 IEEE Lausanne*, pp. 516 – 521, jul. 2007.
- [29] Yao Xing-Jia, Liu Shu, Wang Xiao-Dong, Guo Chang-chun, Xing Zuo-xia, y Jiang Hong-Liang, «Doubly-Fed Induction Generator Control for Variable-Speed Wind Power Generation

System», *Mechatronics and Automation, 2009. ICMA 2009. International Conference on*, pp. 855 – 859, ago. 2009.

[30] Toufik Bouaouiche y Mohamed Machmoum, «Control and Stability Analysis of a Doubly Fed Induction Generator», *Power Electronics and Motion Control Conference, 2006. EPE-PEMC 2006. 12th International*, pp. 1602 – 1607, sep. 2006.

[31] Arash Abedi, Mojtaba Pishvaei, Ali Madadi, y Homayoun Meshgin Kelk, «Analyzing Vector Control of a Grid-Connected DFIG under Simultaneous Changes of Two Inputs of Control System», *European Journal of Scientific Research*, vol. ISSN 1450–216X Vol.45 N°2, pp. 221 – 231.

[32] C. Rahmann, H.-J. Haubrich, A. Moser, R. Palma-Behnke, L. Vargas, y M.B.C. Salles, «Justified Fault-Ride-Through Requirements for Wind Turbines in Power Systems», *Power Systems, IEEE Transactions on*, vol. 26, pp. 1555 – 1563, ago. 2011.

[33] «WASP». [Online]. Available: [http://www.wasp.dk/?sc\\_lang=en](http://www.wasp.dk/?sc_lang=en). [Accessed: 06-mar-2012].

[34] «Windie - MEGAJOULE». [Online]. Available: [http://megajoule.pt/nm\\_quemsomos.php?id=260&intSelectedMenu=28](http://megajoule.pt/nm_quemsomos.php?id=260&intSelectedMenu=28). [Accessed: 06-mar-2012].

[35] «WindSim». [Online]. Available: <http://www.windsim.com/>. [Accessed: 06-mar-2012].

[36] «WindFarm». [Online]. Available: <http://www.resoft.co.uk/English/index.htm>. [Accessed: 06-mar-2012].

[37] «WindFarmer». [Online]. Available: <http://www.glgarradhassan.com/en/software/GHWindFarmer.php>. [Accessed: 06-mar-2012].

[38] «WindPRO». [Online]. Available: <http://www.emd.dk/WindPRO/Frontpage>. [Accessed: 06-mar-2012].

[39] «Metodyn WT». [Online]. Available: <http://www.metedyn.com/es/software/metedyn-wt.html>. [Accessed: 06-mar-2012].

[40] «OpenWind». [Online]. Available: <http://awsopenwind.org/>. [Accessed: 06-mar-2012].

[41] Ernesto Bianchi Souter, «Apuntes del curso “Aplicaciones Industriales de la Energía Eléctrica” - Líneas Conductoras de Energía Eléctrica». Universidad de Chile, 07-nov-2010.

[42] Patricio Aceituno G., Cristián Santana O., y P. Ulriksen U., «Evaluación del Potencial de Energía Eólica en Chile: Resultados Generales». [Online]. Available: <http://www.dgf.uchile.cl/biblio/paperfenomenoni%F1o/varios/Evaluaci%F3n%20del%20potencial%20de%20energia%20eolica%20en%20Chile....pdf>.

[43] Ricardo Muñoz M., René Garreaud S., Laura Gallardo K., Andrés Cabello B., y Benjamín Rosenbluth, «Informe Final - Mejoría del conocimiento del recurso eólico en el norte y centro del país», 16-dic-2003. [Online]. Available: [http://www.dim.uchile.cl/~lgallard/publications\\_lgk/InformeFinal.pdf](http://www.dim.uchile.cl/~lgallard/publications_lgk/InformeFinal.pdf).

- [44] «Servicio informacion energia renovable para Chile». [Online]. Available: <http://ernc.dgf.uchile.cl/Explorador/E3S/>. [Accessed: 06-mar-2012].
- [45] Udaya Bhaskar Gunturu y C. Adam Schlosser, «Characterization of Wind Power Resource in the United States and its Intermittency». dic-2011.
- [46] Fred B. Oswald, Dennis P. Townsend, Mark J. Valco, Robert H. Spencer, Raymond J. Drago, y Joseph W. Lenski, Jr., «Influence of Gear Design Parameters on Gearbox Radiated Noise». 07-sep-1994.
- [47] «RenewableUK - Reference - The economics of wind energy». [Online]. Available: <http://www.bwea.com/ref/econ.html>. [Accessed: 30-mar-2012].
- [48] «Inversiones en Generación Eléctrica». [Online]. Available: [http://web.ing.puc.cl/~power/alumno08/tecnologias/Inversiones\\_en\\_generacion\\_electrica2.0.htm#\\_Toc199523551](http://web.ing.puc.cl/~power/alumno08/tecnologias/Inversiones_en_generacion_electrica2.0.htm#_Toc199523551). [Accessed: 29-abr-2012].
- [49] «Distributed Generation and Renewables - 8.5.1 Wind Farm Case Study». .
- [50] V. Olmos García, J.J. Romero Zamora, y B. Benavides González-Camino, «Análisis económico de un parque eólico». [Online]. Available: <http://www.alcion.es/Download/ArticulosPDF/en/09articulo.pdf>.
- [51] «Bloomberg New Energy Finance». [Online]. Available: <http://bnef.com/>. [Accessed: 30-mar-2012].
- [52] «Bloomberg New Energy Finance. Overcapacity and new players keep wind turbine prices in the doldrums. Press Release 06 Mar 2012». [Online]. Available: <http://bnef.com/PressReleases/view/196>. [Accessed: 30-mar-2012].
- [53] «Wind Turbine - Materials and Manufacturing Fact Sheet». [Online]. Available: [http://www.perihq.com/documents/WindTurbine-MaterialsandManufacturing\\_FactSheet.pdf](http://www.perihq.com/documents/WindTurbine-MaterialsandManufacturing_FactSheet.pdf).
- [54] Peter Fuglsang y Kenneth Thomsen, «Cost Optimization of Wind Turbines for Large-scale Off-shore Wind Farms». Riso National Laboratory, Roskilde, feb-1998.
- [55] L. Fingersh, M. Hand, y A. Laxson, «Wind Turbine Design Cost and Scaling Model». NREL/TP-500-40566, dic-2006.
- [56] «CDEC-SIC». [Online]. Available: <https://www.cdec-sic.cl/>. [Accessed: 02-abr-2012].
- [57] «CDEC-SING». [Online]. Available: <http://cdec2.cdec-sing.cl/>. [Accessed: 02-abr-2012].
- [58] «ENERGIAS RENOVABLES Y GENERACION ELECTRICA EN CHILE». [Online]. Available: <http://www.pnud.cl/publicaciones/Energias%20renovables.pdf>. [Accessed: 03-may-2012].

- [59] Valgesta S.A., «Análisis de Beneficios y Barreras para la Generación Eléctrica con Energías Renovables no Convencionales con Posterioridad a la Ley Corta II». [Online]. Available: [www.bcn.cl/noticias/Valgesta.pps](http://www.bcn.cl/noticias/Valgesta.pps). [Accessed: 03-may-2012].
- [60] Hugh Rudnick Van De Wyngard, «Energía Eólica - La Generación Eólica». [Online]. Available: <http://web.ing.puc.cl/~power/paperspdf/CapituloEolico.pdf>. [Accessed: 03-may-2012].
- [61] «Comisión Nacional de Energía». [Online]. Available: <http://www.cne.cl/>. [Accessed: 02-abr-2012].
- [62] «Turbulence intensity and high wind speeds above complex terrain: measurements and CFD-modelling». [Online]. Available: [http://www.meteotest.ch/fileadmin/user\\_upload/Windenergie/pdfs/Ext\\_abstract\\_dewek10\\_SaskiaBourgeois.pdf](http://www.meteotest.ch/fileadmin/user_upload/Windenergie/pdfs/Ext_abstract_dewek10_SaskiaBourgeois.pdf).
- [63] «3Tier - La Niña Significantly Influences Wind Speeds in Q4 2010». [Online]. Available: <http://www.3tier.com/en/about/press-releases/la-nina-significantly-influences-wind-speeds-q4-2010/>. [Accessed: 13-abr-2012].
- [64] Colin John Ritter Sheppard, «Analysis of the Measure-Correlate-Predict Methodology for Wind Resource Assessment», Humboldt State University, 2009.
- [65] Morten Lybech Thøgersen, Maurizio Motta, Thomas Sørensen, y Per Nielsen, «Measure-Correlate-Predict Methods: Case Studies and Software Implementation». EMD International A/S (EMD).
- [66] «Wake Effects from Wind Turbines». [Online]. Available: <http://www.aeolus.bz/meeting41/app10.pdf>.
- [67] K. Thomsen, «Design Load Basis for Optimization of Off-shore Wind Farms». Riso National Laboratory, 1997.
- [68] S. Frandsen, L. Chacon, A. Crespo, P. Enevoldsen, R. Gomez-Elvira, J. Hernandez, J. Hojstrup, F. Manuel, K. Thomsen, y P. Sorensen, «Final Report on Measurements on and modeling of off-shore wind farms». Riso National Laboratory, 1996.
- [69] S. Frandsen, R.J. Barthelmie, S.C. Pryor, O. Rathmann, S.E. Larsen, J. Hojstrup, y M. Thogersen, «Analytical modelling of wind speed deficit in large offshore wind farms». Wind Energy, Published Online, 11-ene-2006.
- [70] «Esri Chile». [Online]. Available: <http://www.esri-chile.com/index.php>. [Accessed: 13-abr-2012].
- [71] «DIVA-GIS». [Online]. Available: <http://www.diva-gis.org/>. [Accessed: 13-abr-2012].
- [72] «SAGA - System for Automated Geoscientific Analyses». [Online]. Available: <http://www.saga-gis.org/en/index.html>. [Accessed: 17-abr-2012].

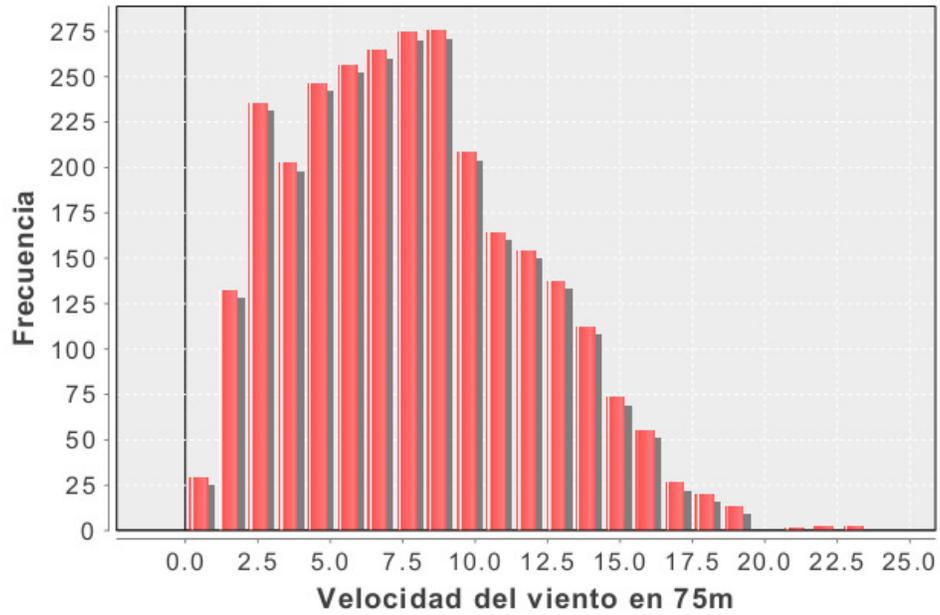
- [73] «Rulamahue.cl - GISDATA Chile». [Online]. Available: <http://www.rulamahue.cl/mapoteca/catalogos/chile.html>. [Accessed: 13-abr-2012].
- [74] «Biblioteca del Congreso Nacional de Chile - Mapas vectoriales». [Online]. Available: [http://siit2.bcn.cl/mapas\\_vectoriales/index\\_html/](http://siit2.bcn.cl/mapas_vectoriales/index_html/). [Accessed: 13-abr-2012].
- [75] «Instituto Geografico Militar». [Online]. Available: <http://www.igm.cl/>. [Accessed: 21-abr-2012].
- [76] K. Blecharz, Z. Krzeminski, y Elżbieta Bogalecka, «Control of a Doubly-Fed Induction Generator in Wind Park during and after Line-Voltage Distortion», *Advanced Electromechanical Motion Systems & Electric Drives Joint Symposium, 2009. ELECTROMOTION 2009. 8th International Symposium on*, pp. 1 – 6, jul. 2009.
- [77] Oriol Gomis-Bellmunt, Adrià Junyent-Ferré, Andreas Sumper, Antoni Sudrià-Andreu, Montserrat Mata, y Marc Sala, «Control of a doubly-fed induction generator under unbalanced conditions considering the converter limits», *Power Electronics and Applications, 2009. EPE '09. 13th European Conference on*, pp. 1 – 8, sep. 2009.
- [78] «Decreto N° 146 - NORMA DE EMISION DE RUIDOS MOLESTOS GENERADOS POR FUENTES FIJAS». [Online]. Available: <http://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=98096>. [Accessed: 15-abr-2012].
- [79] «e-seia.cl - campos electromagnéticos». [Online]. Available: [http://www.e-seia.cl/archivos/N\\_5\\_campos\\_electromagneticos.pdf](http://www.e-seia.cl/archivos/N_5_campos_electromagneticos.pdf).

## 8 Anexo A - Datos del sitio

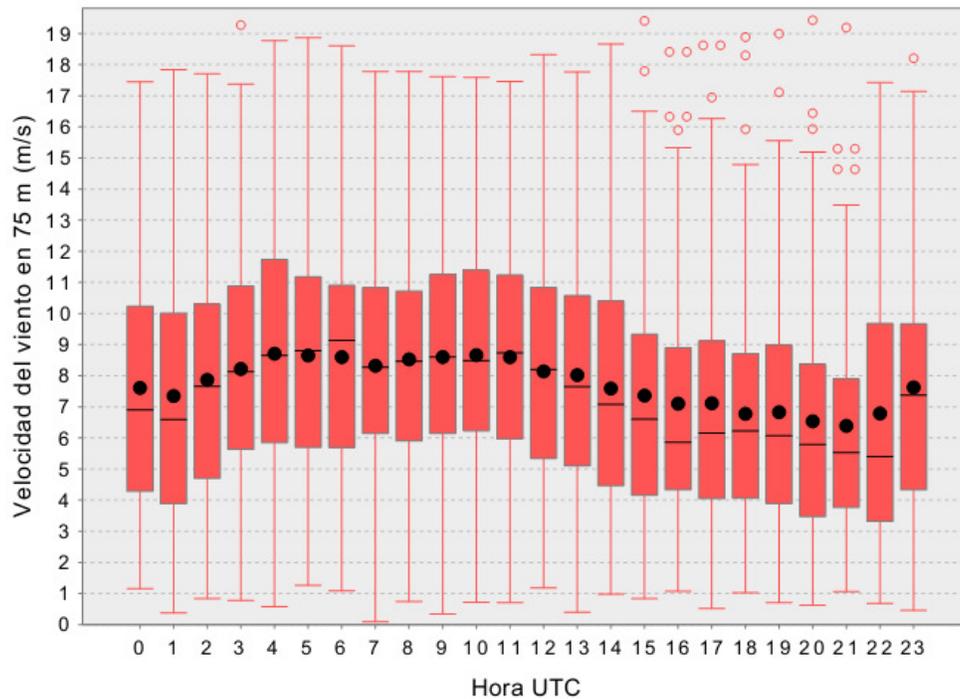
Información obtenida del Explorador de Energía Eólica y Solar.

Sitio 1

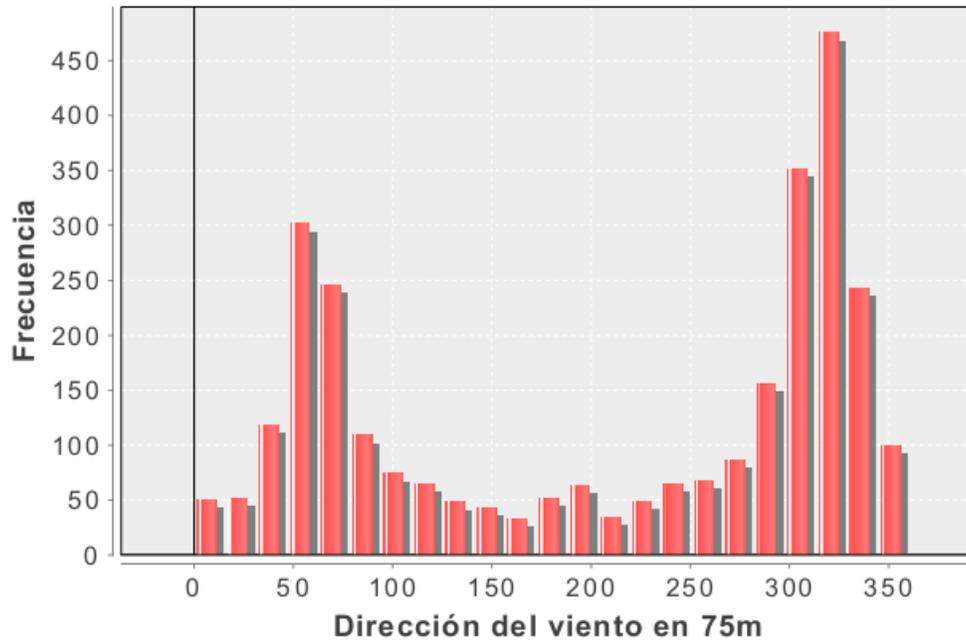
### Distribución de velocidad del viento en 75m



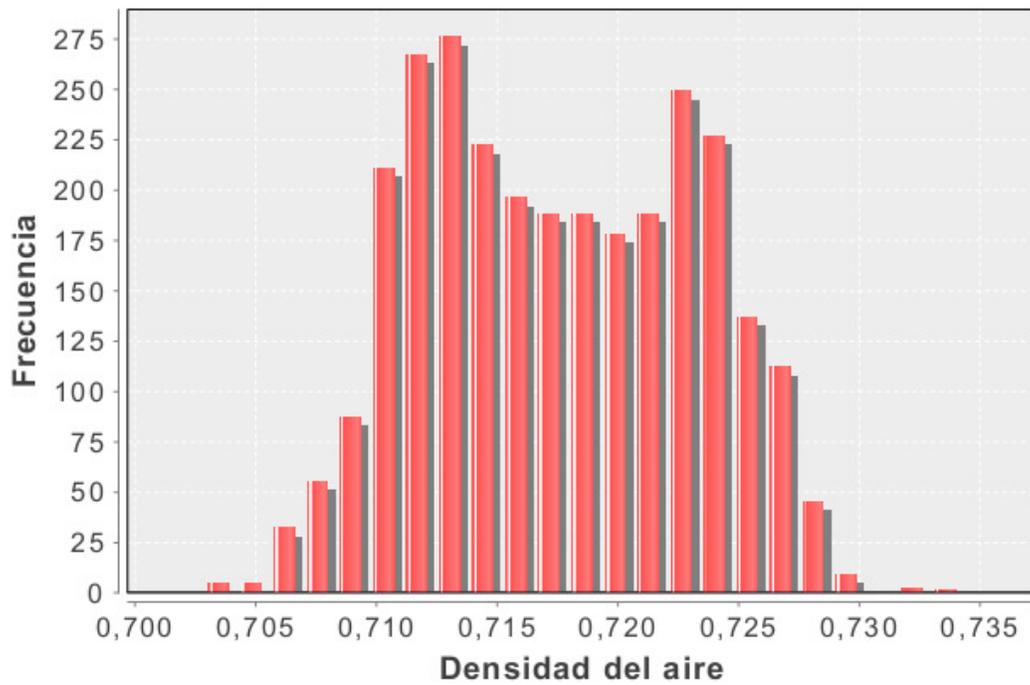
### Ciclo diario de velocidad del viento en 75m



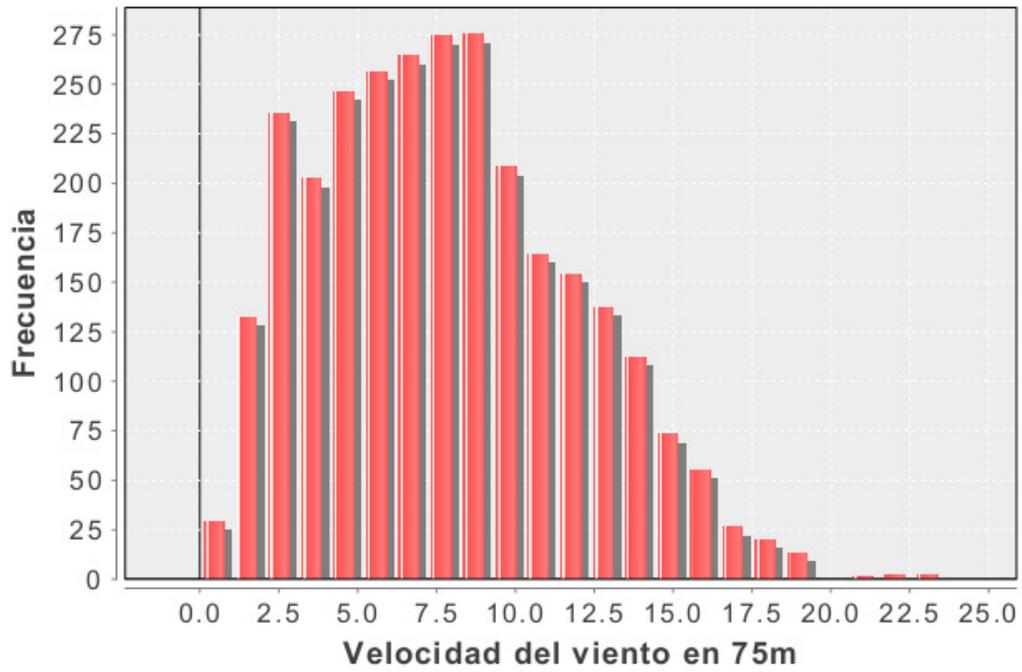
## Distribución de dirección del viento en 75m



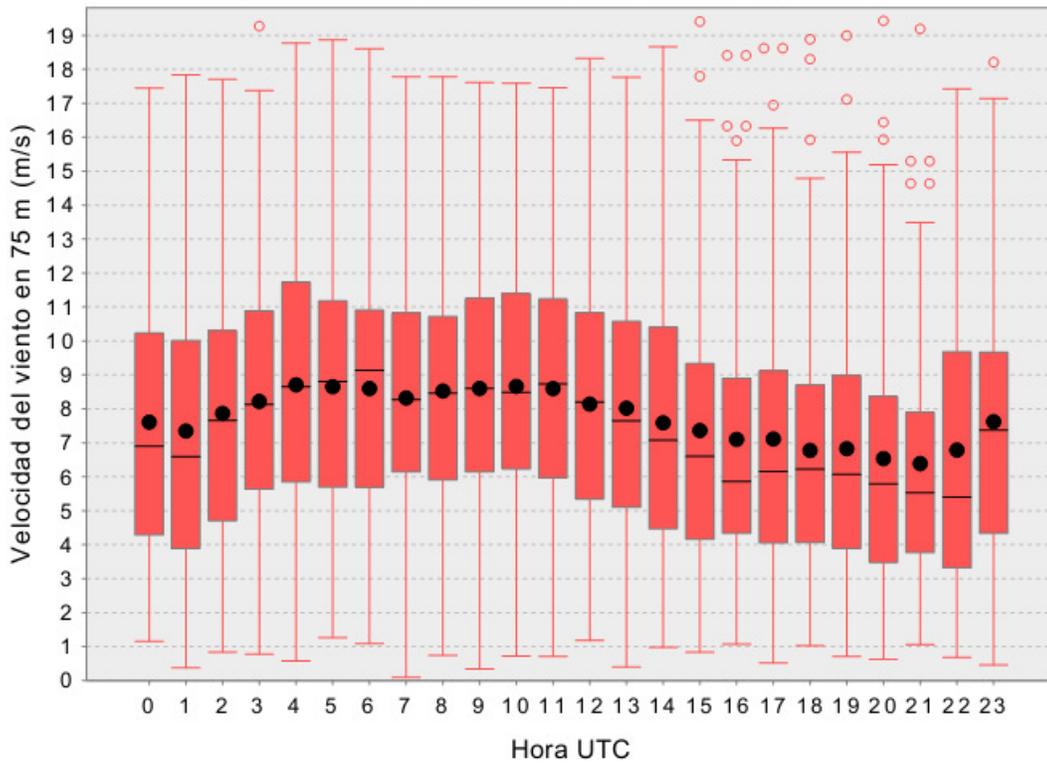
## Distribución de la densidad del aire



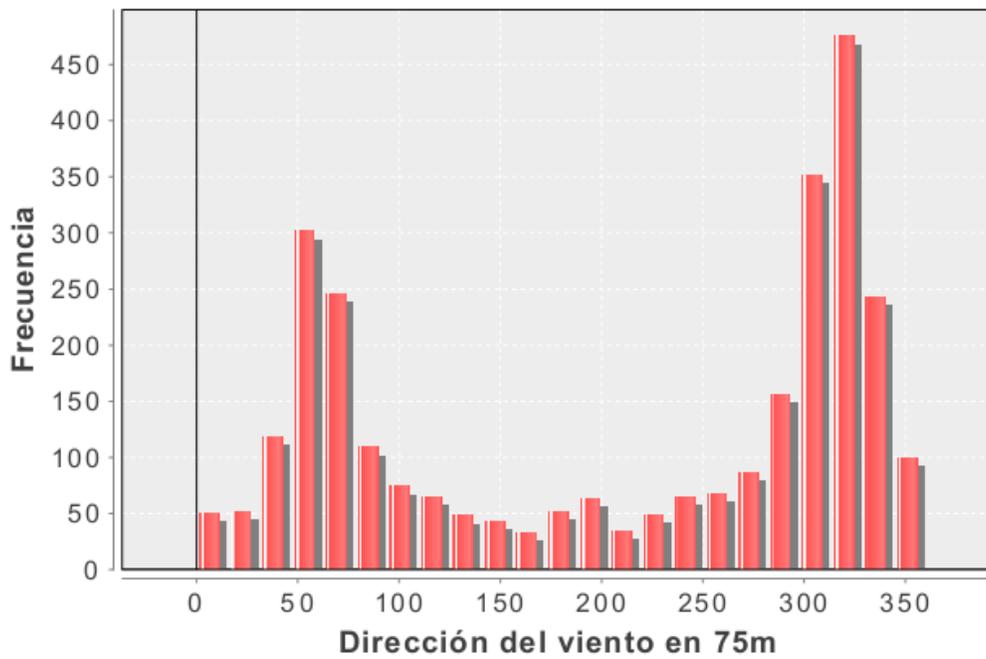
### Distribución de velocidad del viento en 75m



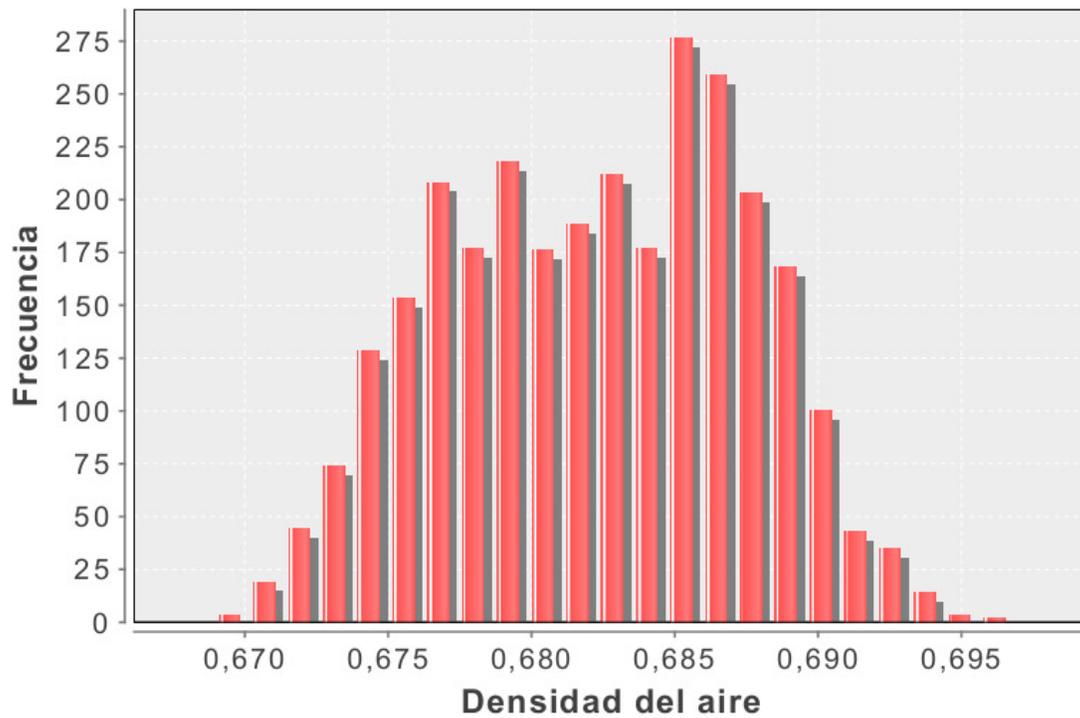
### Ciclo diario de velocidad del viento en 75m



## Distribución de dirección del viento en 75m



## Distribución de la densidad del aire



## 9 Anexo B - Turbinas

Catálogos de las turbinas seleccionadas para la aplicación.

### Aerogenerador Vestas V100-2.6 MW

<b>POWER REGULATION</b> pitch regulated with variable speed		<b>GEARBOX</b>	
		Type	two planetary stages and one helical stage
<b>OPERATING DATA</b>			
Rated power	2.6 MW	<b>TOWER</b>	
Cut-in wind speed	3.0 m/s	Type	tubular steel tower
Rated wind speed	12.5 m/s	<b>BLADE DIMENSIONS</b>	
Cut-out wind speed	23 m/s	Length	49 m
Re-cut in wind speed	20 m/s	Max. chord	3.9 m
Wind class	IEC IIB	<b>NACELLE DIMENSIONS</b>	
Operating temperature range	standard range: -20 °C to 40 °C	Height for transport	4 m
	low temperature option: -30 °C to 40 °C	Length	9.65 m
		Width	3.65 m (3.85 m installed)
<b>SOUND POWER</b>			
(Mode 0, 10 m above ground, hub height 80 m, air density 1,225 kg/m <sup>3</sup> )			
3 m/s	96.7 dB (A)	<b>HUB DIMENSIONS</b>	
4 m/s	98.1 dB (A)	Max. diameter	3.6 m
5 m/s	101.2 dB (A)	Max. width	4.2 m
6 m/s	104.3 dB (A)	Length	4.4 m
7 m/s	104.4 dB (A)	<b>Max. weight per unit for transportation</b> 70 metric tonnes	
8 m/s	104.2 dB (A)		
9 m/s	104.1 dB (A)		
<b>ROTOR</b>			
Rotor diameter	100 m		
Swept area	7,854 m <sup>2</sup>		
Nominal revolutions	13.37 rpm		
Operational interval	6.72 - 13.37 rpm		
Air brake	full blade feathering with three pitch cylinders		
<b>ELECTRICAL</b>			
Frequency	50 Hz		
Generator type	four-pole doubly fed generator		

## Aerogenerator Nordex N90-2.5 MW

	<b>N80/2500 IEC I</b>	<b>N90/2500 IEC I</b>
<b>Operating data</b>		
Rated power	2,500 kW	2,500 kW
Cut-in wind speed	3 m/s	3 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s	25 m/s
<b>Rotor</b>		
Diameter	80 m	90 m
Swept area	5,026 m <sup>2</sup>	6,362 m <sup>2</sup>
Speed	10.8 - 18.9 rpm	10.3 - 18.1 rpm
Tip speed	80 m/s	75 m/s
Speed control	Variable via microprocessor	Variable via microprocessor
Overspeed control	Pitch angle	Pitch angle
<b>Gearbox</b>		
Construction	Combined spur/planetary gear or differential gearbox	Combined spur/planetary gear or differential gearbox
<b>Generator</b>		
Construction	Double-fed asynchronous generator	Double-fed asynchronous generator
Cooling system	Liquid/air cooling	Liquid/air cooling
Voltage	660 V	660 V
Grid frequency	50/60 Hz	50/60 Hz
<b>Control</b>		
Control center	PLC controlled	PLC controlled
Grid connection	Via IGBT converter	Via IGBT converter
Distance control	Remote controlled surveillance system	Remote controlled surveillance system
<b>Brake system</b>		
Main brake	Pitch angle	Pitch angle
Secondary brake	Disk brake	Disk brake
<b>Lightning protection</b>	Fully compliant with EN 62305	Fully compliant with EN 62305
<b>Tower</b>		
Construction	Tubular steel tower	Tubular steel tower
Rotor hub height/Certification	60 m/IEC 1a	65 m/IEC 1a 80 m/IEC 1a

Please see the Nordex website at [www.nordex-online.com](http://www.nordex-online.com) for the latest technical data.

## Aerogenerator DeWind D9.0-2 MW

### Key dimensions

Hub height	80 m/100 m
Rotor diameter	93 m

### Operational

Rated capacity	2,000 kW
Wind class	IEC IIA/IEC IIIA
Cut-in speed	4.5 m/s
Cut-out speed	25 m/s

### Generator

Generator type	Brushless synchronous
Voltage	4.16/13.8 kV
Frequency	60 Hz
Numbers of poles	4
Rotational speed	1,500 / 1,800
Power factor range	0.9 lag - 0.9 lead
Protection	IP44

### Gearboxes

Main gearbox	Two-stage: planetary and helical parallel
WinDrive*	Hydrodynamic superimposed planetary gearbox

### Braking system

Main braking system	Hydraulic, single blade pitching
Emergency braking system	Hydraulic, single blade pitching
Parking brake	Disc brake

### Operating limits

Standard	-10°C bis +40°C -20°C bis +50°C survival
Cold Climate	-30°C bis +40°C -40°C bis +50°C survival

## Power Curve D9.2

