



UNIVERSIDAD NACIONAL DE LA PLATA

PATRONES DE VÓRTICE A SOTAVENTO DE UNA TORRE DE AEROGENERADOR
MULTI-MW, EN CONDICIONES DE VIENTO EXTREMO

Tesis doctoral presentada por

ANABEL APCARIAN

ante la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de La Plata

para acceder al grado académico de

DOCTORA EN INGENIERIA

Dirección de tesis:

Director: Dr. Ing. Jorge Luis Lässig

Codirector: Dr. Ing. Julio Marañón Di Leo

La Plata, 15 de octubre de 2019

Agradecimientos

A mi director de tesis, Dr. Jorge Lässig por su esmero y dedicación en mi formación como investigadora,

A los doctores Jorge Colman y Julio Marañón Di Leo, quienes co dirigieron este trabajo, por su apoyo y orientación,

A la Mg. Claudia Palese por el suministro de datos meteorológicos y por su siempre atenta y pronta respuesta a variadas inquietudes surgidas durante el desarrollo de este trabajo,

A los miembros del Laboratorio de Capa Límite y Fluidodinámica Ambiental (LaCLyFA) del Departamento de Aeronáutica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de La Plata, especialmente al Dr. Sebastián del Nero, al Ing. Víctor Padilla y al Sr. Nehuén Savloff quienes me ayudaron en la realización de los ensayos,

A Mariela Sartuqui y a Verónica Alvarez por facilitarme la estadía en la ciudad de La Plata,

A los Ing. Pablo Bahamonde y Lucas Arroyo por su asesoramiento en el procesamiento de señales,

A la Mg. Lynn van Broock por su colaboración en la traducción de textos,

A la Dras. Carina Caballero, Adriana Pernich y Rossana Jaca por su continuo apoyo y enriquecedoras sugerencias,

A la Dra. Valeria Durañona por compartir su experiencia en el cálculo de vientos extremos,

A la Lic. María Ávila por la edición y organización del material para su publicación.

Resumen

La provincia de Neuquén cuenta con una de las zonas de mayor potencial eólico de la Argentina. Se proyecta construir granjas eólicas en el norte de dicha región, y se prevé que las turbinas a instalar sean de gran potencia y estén soportadas por torres de acero tubulares troncocónicas. El objetivo que guió este trabajo fue estudiar los patrones de vórtices a sotavento de una de estas torres, sometida a los vientos extremos de la región mencionada.

Durante la investigación se tomaron mediciones de viento en tres lugares del norte neuquino. Con estos registros se obtuvieron los perfiles de viento, la intensidad de turbulencia, y se pronosticaron los vientos extremos utilizando el método de las tormentas independientes.

Los datos obtenidos fueron reproducidos en un túnel de viento de capa límite en el que se ensayó un modelo de torre en escala 1:75, suponiendo al aerogenerador detenido en bandera. Los números de Reynolds de los ensayos estuvieron comprendidos entre $1,45 \times 10^4 < Re < 4,37 \times 10^4$. Se estudió la dinámica de la estela aplicando anemometría de hilo caliente para medir el campo de velocidades de flujo. Los patrones de vórtices y movimientos del flujo se visualizaron utilizando catavientos, partículas de humo y luz láser. Además se analizó el efecto de la posición del rotor sobre el coeficiente de presión de la torre, realizando mediciones de presión en su perímetro.

Los resultados muestran concordancia con los obtenidos por otros autores para cilindros a bajo número de Reynolds o en agua. Se observó además una oscilación vertical de la estela no descrita en la literatura, de frecuencia cercana a la frecuencia natural del prototipo. Se encontró que las solicitaciones sobre la torre son más desfavorables si el rotor se detiene con una pala a barlovento, lo que sugiere la consideración de al menos dos casos de rotor en bandera en el análisis de cargas.

Se espera que este trabajo contribuya a un diseño más eficiente de las torres de aerogeneradores que se instalen en el norte neuquino y en consecuencia a la optimización en el desarrollo de la energía eólica en la provincia.

Abstract

The Neuquén province offers one of the zones with most eolic potential of Argentina. Many eolic farms with high-power turbines supported by steel tubular tapered cylinder-shaped towers are being planned and built in the north part of this region. The main objective of this work is to study the leeward vortex pattern of one of these towers subjected to the high winds in this particular region.

Wind readings were taken in three places of the northern region of Neuquén during this research. These values were used to obtain a wind profile, calculate turbulence intensity and predict extreme wind values using the Method of Independent Storms (*MIS*).

Data obtained was reproduced using a 1:75 scale tower model in a boundary layer wind tunnel in a stationary feathered pitch position mode. Reynolds numbers obtained were between $1.45 \times 10^4 < Re < 4.37 \times 10^4$. The wake dynamic was analyzed through the flow velocities applying hot wire anemometry. Vortex patterns and flow motion were visualized using tufts, smoke particles and laser. Furthermore, the effect of the rotor position and the pressure tower coefficient were analyzed with pressure measurements in its perimeter.

Results show correlation with those of other authors' for cylinders with low Reynolds numbers or in water. A vertical oscillation of the wake with a frequency closer to the prototype's natural frequency has been observed and not found in the bibliography. It was concluded that the solicitations on the tower are more unfavorable when the rotor stops with one blade windwards, which suggests to take into consideration two wind flag rotor positions when calculating the loads.

This research aims to contribute to a more efficient design of the aerogenerator towers to be installed in the northern region of Neuquén and therefore, to the optimization in the development of eolic energy in this province.

Índice

| | | |
|-----------|--|-----------|
| 1. | INTRODUCCIÓN | 1 |
| 1.1. | Contexto | 1 |
| 1.2. | Objetivos | 4 |
| 1.3. | Metodología | 5 |
| 1.4. | Estructura de la tesis | 5 |
| 2. | LA ENERGÍA EÓLICA | 7 |
| 2.1. | Antecedentes y generalidades | 7 |
| 2.2. | Impacto ambiental | 8 |
| 2.3. | Principios de funcionamiento y componentes de los aerogeneradores | 8 |
| 2.4. | Parques eólicos | 10 |
| 2.5. | Situación de la energía eólica en el mundo en 2016 | 11 |
| 2.6. | La energía eólica en Argentina | 12 |
| 2.7. | Tipos de aerogeneradores | 14 |
| 2.8. | Parámetros característicos de los aerogeneradores | 17 |
| 2.9. | Las turbinas de eje horizontal como generadoras de gran potencia eléctrica | 20 |
| 2.10. | Límites de las turbinas eólicas Multi-MW | 20 |
| 3. | CARACTERIZACIÓN DEL VIENTO EN LA ZONA DE ESTUDIO | 22 |
| 3.1. | Adquisición de datos | 22 |
| 3.2. | Distribución de velocidades de viento | 24 |
| 3.3. | Velocidad media | 25 |
| 3.4. | Velocidad extrema de viento promedio de 10 min | 25 |
| 3.5. | Intensidad de turbulencia | 28 |
| 3.6. | Perfil de viento | 32 |
| 3.7. | Velocidad e intensidad de turbulencia de referencia | 33 |
| 4. | LAS TORRES DE LOS AEROGENERADORES | 35 |
| 4.1. | Parámetros de diseño | 35 |
| 4.2. | Tipos de torres | 40 |
| 4.3. | Frecuencias naturales en torres de acero tubulares | 44 |
| 4.4. | Las torres de los parques eólicos argentinos | 47 |
| 5. | RÉGIMEN DE FLUJO EN ESTRUCTURAS CILÍNDRICAS CIRCULARES | 48 |
| 5.1. | Antecedentes | 48 |
| 5.2. | Desprendimiento de vórtices | 48 |
| 5.3. | Fenómenos tridimensionales en la estela | 55 |
| 5.4. | Particularidades de los cilindros cónicos | 58 |
| 6. | ENSAYOS EN TÚNEL DE VIENTO | 59 |
| 6.1. | Datos de partida | 59 |
| 6.2. | Montaje | 60 |
| 6.3. | Semejanza dimensional | 61 |

| | | |
|-----------|---|------------|
| 6.4. | Configuración para los ensayos de presión y velocidad | 63 |
| 6.5. | Ensayo para la obtención de los coeficientes de presión sobre la torre | 64 |
| 6.6. | Ensayo para la determinación de características dinámicas de flujo en la estela | 67 |
| 6.7. | Ensayos para la visualización del flujo en la estela | 81 |
| 6.8. | Ensayo para medir la componente vertical de velocidad | 88 |
| 7. | DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS | 91 |
| 7.1. | Características del viento en el norte neuquino | 91 |
| 7.2. | Efecto de la posición del rotor sobre el C_p de la torre | 92 |
| 7.3. | Patrones de vórtices y dinámica de la estela | 94 |
| 7.4. | Frecuencias de desprendimiento | 95 |
| 7.5. | Recomendaciones para el diseño estructural de aerogeneradores | 96 |
| 8. | CONCLUSIONES | 96 |
| | BIBLIOGRAFÍA | 99 |
| | APÉNDICE A: Parques eólicos argentinos | 111 |
| | APÉNDICE B: Métodos de construcción de estimadores | 112 |
| | APÉNDICE C: Escalas del túnel de viento utilizado | 114 |
| | APÉNDICE D: Análisis de señales anemométricas en flujos turbulentos | 120 |
| | APÉNDICE E: Recomendaciones de diseño | 125 |

Índice de figuras

| | | |
|-------|--|----|
| 1.1. | Mapa de potencial eólico argentino | 1 |
| 1.2. | Distribución de la velocidad del viento en la provincia de Neuquén | 2 |
| 1.3. | Densidad de potencia W/m^2 a 70 m de altura en la provincia de Neuquén | 2 |
| 2.1. | Componentes de un aerogenerador | 10 |
| 2.2. | Principales países en capacidad eólica instalada | 11 |
| 2.3. | Total de capacidad eólica mundial instalada. | 12 |
| 2.4. | Turbina Savonius | 14 |
| 2.5. | Turbina Darrieus | 14 |
| 2.6. | Turbina Giromill | 14 |
| 2.7. | Turbina de eje horizontal | 15 |
| 2.8. | Turbina monopala | 16 |
| 2.9. | Turbina bipala | 16 |
| 2.10. | Turbina tripala | 16 |
| 2.11. | Turbina multipala | 16 |
| 2.12. | Expansión de la vena del flujo al atravesar el rotor | 18 |
| 2.13. | Diagrama de pérdidas en el rotor | 20 |
| 3.1. | Mapa topográfico de Neuquén con la ubicación de las estaciones meteorológicas instaladas | 23 |
| 3.2. | Función de distribución de Weibull de la velocidad del viento en los sitios de medición | 24 |
| 3.3. | Método de la Tormenta Independiente en una porción de la serie temporal de Chorriaca | 27 |
| 3.4. | Variación de la intensidad de turbulencia con la intensidad de velocidad de viento a la altura del centro del rotor | 28 |
| 3.5. | Perfiles de Intensidad de Turbulencia Longitudinal | 29 |
| 3.6. | Variación de la intensidad de turbulencia con la velocidad del viento en Auquinco | 31 |
| 3.7. | Variación de la intensidad de turbulencia con la velocidad del viento en Barrancas | 31 |
| 3.8. | Variación de la intensidad de turbulencia con la velocidad del viento en Chorriaca | 32 |
| 3.9. | Perfiles de Viento en la región en estudio | 33 |
| 4.1. | Evolución histórica del tamaño y potencia de los aerogeneradores | 36 |
| 4.2. | Sistema de fuerzas y momentos transmitidos por el rotor a la torre | 37 |
| 4.3. | Torre con diseño que reduce el impacto visual | 39 |
| 4.4. | Torres reticuladas | 40 |
| 4.5. | Torre con riendas | 41 |
| 4.6. | Proceso de fabricación de las torres tubulares de acero | 42 |
| 4.7. | Montaje de torres prefabricadas de hormigón | 43 |
| 4.8. | Torre híbrida | 43 |
| 4.9. | Ensamblaje de una torre de madera | 44 |
| 4.10. | Modos y frecuencias naturales de la torre del aerogenerador IT 60/1300 | 45 |
| 4.11. | Comparación de distintos diseños de torres de acero y hormigón para la turbina experimental WKA-60, de potencia nominal 1,2 MW | 46 |
| 4.12. | Torre colapsada en El Cuy, provincia de Río Negro | 47 |
| 5.1. | Calle de vórtices de von Kármán | 49 |
| 5.2. | Variación del número de Strouhal con el número de Reynolds para cilindros | 51 |

| | | |
|-------|--|----|
| 5.3. | Variación de la frecuencia de desprendimiento de vórtices con la velocidad del flujo incidente | 52 |
| 5.4. | Patrones de desprendimientos de vórtices en la estela de un cilindro oscilando transversalmente en un flujo cruzado. | 53 |
| 5.5. | Visualizaciones con humo de los modos 2S y 2P | 53 |
| 5.6. | Modo P+S obtenido por simulación numérica y mediante visualización con tinta | 54 |
| 5.7. | Esquema de un modo híbrido de desprendimiento en un cilindro cónico oscilante. | 54 |
| 5.8. | Desprendimientos en (a) un cilindro de sección constante sin y (b) con placas terminales, así como en (c) un cilindro cónico sin y (d) con placas terminales | 57 |
| 5.9. | Dislocaciones de vórtices en la estela de una placa delgada | 58 |
| 6.1. | Dimensiones del prototipo | 59 |
| 6.2. | Túnel de viento de las pruebas | 60 |
| 6.3. | Modelo montado en el túnel de viento | 60 |
| 6.4. | Perfil de velocidades de capa límite del túnel de viento utilizado en las pruebas | 62 |
| 6.5. | Intensidad de turbulencia en el túnel de viento utilizado en las pruebas. | 63 |
| 6.6. | Posiciones del rotor en las que se realizaron las mediciones | 63 |
| 6.7. | Ubicación de las tomas de presión en el modelo | 65 |
| 6.8. | Distribución del C_p en el perímetro de la sección transversal | 66 |
| 6.9. | Puntos de la estela donde se midió la velocidad | 68 |
| 6.10. | Escala integral espacial de turbulencia para $U_\infty = 10$ m/s (plano horizontal) | 72 |
| 6.11. | Escala integral espacial de turbulencia para $U_\infty = 15$ m/s (plano horizontal) | 73 |
| 6.12. | Espectro de densidad de potencia del punto A (plano horizontal) | 73 |
| 6.13. | Espectro de densidad de potencia del punto B (plano horizontal) | 74 |
| 6.14. | Espectro de densidad de potencia del punto C (plano horizontal) | 74 |
| 6.15. | Espectro de densidad de potencia del punto D (plano horizontal) | 74 |
| 6.16. | Espectro de densidad de potencia del punto E (plano horizontal) | 75 |
| 6.17. | Espectro de densidad de potencia del punto F (plano horizontal) | 75 |
| 6.18. | Espectro de densidad de potencia del punto G (plano horizontal) | 75 |
| 6.19. | Espectro de densidad de potencia del punto H (plano horizontal) | 76 |
| 6.20. | Espectro de densidad de potencia del punto I (plano horizontal) | 76 |
| 6.21. | Catavientos | 81 |
| 6.22. | Visualización con catavientos para flujo incidente de 10 m/s. ($Re = 2,9 \times 10^4$ basado en el diámetro medio) | 82 |
| 6.23. | Visualización con catavientos para flujo incidente de 12 m/s. ($Re = 3,5 \times 10^4$ basado en el diámetro medio) | 83 |
| 6.24. | Visualización con catavientos para flujo incidente de 13 m/s. ($Re = 3,8 \times 10^4$ basado en el diámetro medio) | 83 |
| 6.25. | Visualización con catavientos para flujo incidente de 15 m/s. ($Re = 4,4 \times 10^4$ basado en el diámetro medio) | 83 |
| 6.26. | Desprendimiento para $Re = 4,4 \times 10^4$ basado en el diámetro medio | 84 |
| 6.27. | Recirculación vertical visualizada para $Re = 4,4 \times 10^4$ basado en el diámetro medio | 84 |
| 6.28. | Vórtices en el plano perpendicular a la corriente incidente visualizados para $Re = 4,4 \times 10^4$ basado en el diámetro medio | 85 |
| 6.29. | Oscilación vertical de la estela para $Re = 1,45 \times 10^4$ basado en el diámetro medio. | 86 |
| 6.30. | Secuencia de dislocaciones y adhesiones de vórtices para $Re = 1,45 \times 10^4$, basado en el diámetro medio. | 86 |

| | | |
|-------|---|-----|
| 6.31. | Evolución de una estructura tridimensional en la estela para $Re = 1,45 \times 10^4$, basado en el diámetro medio. | 87 |
| 6.32. | Desprendimientos oblicuos a $Re = 1,3 \times 10^4$, basado en el diámetro medio | 87 |
| 6.33. | Escala integral espacial de turbulencia para $U_\infty = 15$ m/s (plano vertical) | 89 |
| 6.34. | Espectro de densidad de potencia del punto A (plano vertical) | 89 |
| 6.35. | Espectro de densidad de potencia del punto B (plano vertical) | 89 |
| 6.36. | Espectro de densidad de potencia del punto C (plano vertical) | 90 |
| 7.1. | Comparación de curva de isotacas del CIRSOC 102 (2005) con los valores de velocidades extremas de 3s obtenidos a partir de mediciones in situ | 91 |
| 7.2. | Estimación gráfica de la distribución de presiones en la sección transversal para distintas configuraciones de flujo y posición del rotor. | 93 |
| 7.3. | Efecto de deflexión del flujo producido por la pala a barlovento | 93 |
| 7.4. | Recirculación del flujo en la estela cercana visualizado con humo y con catavientos | 94 |
| C.1. | Variación de la escala longitud de turbulencia atmosférica con el tipo de suelo y la altura. | 114 |
| C.2. | Gráfico para calcular la escala de longitud de turbulencia atmosférica y exponente de la ley de potencia en función del tipo de terreno | 115 |

Índice de Tablas

| | | |
|-------|---|-----|
| 2.1. | Potencia eólica instalada en las distintas regiones del mundo | 12 |
| 3.1. | Valores de I_{ref} y V_{ref} para las distintas clases de turbinas eólicas | 22 |
| 3.2. | Ubicación geográfica de las estaciones meteorológicas instaladas | 24 |
| 3.3. | Parámetros de Weibull calculados con el registro de datos de cada estación a 30 m de altura en Auquingo y Chorriaca y a 10 m de altura en Barrancas | 25 |
| 3.4. | Velocidades medias obtenidas a partir de las mediciones | 25 |
| 3.5. | Velocidad extrema de 50 años de retorno usando la distribución de Gumbel con vientos promedio de 10 minutos, de series de tormentas independientes | 27 |
| 3.6. | Valores de intensidad de turbulencia medidos a distintas alturas para distintos tipos de terreno | 30 |
| 3.7. | Exponente de la Ley de Potencia en la región de estudio | 33 |
| 4.1. | Frecuencias naturales simuladas para una torre troncocónica de 75 m según el espesor de la misma | 45 |
| 4.2. | Frecuencias naturales de las torres de las turbinas eólicas Vestas V66 1.65 MW y Vestas V80 2 MW | 46 |
| 5.1. | Variación del flujo en la estela con el número de Reynolds | 50 |
| 6.1. | Características del prototipo | 59 |
| 6.2. | Configuración de los ensayos | 64 |
| 6.3. | Coeficiente de presión obtenido para las cuatro configuraciones estudiadas | 66 |
| 6.4. | Incremento de presión al aumentar la velocidad del flujo de 10 m/s a 15 m/s | 67 |
| 6.5. | Variación de la presión en cada punto, producida al mover el rotor | 67 |
| 6.6. | Velocidad media del viento en la estela (plano horizontal) | 69 |
| 6.7. | Intensidad de turbulencia longitudinal en la estela (plano horizontal) | 70 |
| 6.8. | Escala integral temporal de turbulencia (plano horizontal) | 71 |
| 6.9. | Escala integral espacial de turbulencia (plano horizontal) | 72 |
| 6.10. | Rango de frecuencias medidas en las que aparece la corriente de flujo vertical para las distintas velocidades de flujo ensayadas | 84 |
| 6.11. | Mediciones en el plano vertical a 1 Dm de la torre | 88 |
| 7.1. | Velocidades extremas promediadas cada 3 segundos | 91 |
| 7.2. | Frecuencias de desprendimiento de vórtices en el prototipo para diámetros D de 2 m; 3 m y 4 m y viento extremo de 38,5 m/s | 95 |
| C.1. | Escala longitud de turbulencia atmosférica calculada a partir de z_0 con la Figura C.1. | 115 |
| C.2. | Escala longitud de turbulencia atmosférica y coeficientes de la ley de potencia calculados a partir de z_0 con la Figura C.2. | 116 |
| C.3. | Escalas integrales temporales de turbulencia del túnel de viento utilizado en las pruebas | 117 |
| C.4. | Escalas integrales espaciales de turbulencia del túnel de viento utilizado en las pruebas | 118 |
| D.1. | Frecuencias de desprendimiento de vórtices en el plano horizontal para vientos extremos clase I, II y III y diámetro medio 2 m, 3 m y 4 m | 119 |
| D.2. | Frecuencias de desprendimiento de vórtices en el plano vertical para vientos extremos clase I, II y III y diámetro medio 2 m, 3 m y 4 m | 120 |

Simbología utilizada

| | |
|-----------------|--|
| A | área de barrido del rotor [m ²] |
| C_p | coeficiente de potencia [adim] |
| c | parámetro de escala de la distribución de Weibull |
| D | diámetro [m] |
| D_m | diámetro medio [m] |
| D_1 | diámetro interior [m] |
| D_2 | diámetro exterior [m] |
| $G(\theta)$ | función de verosimilitud del parámetro θ |
| h | altura sobre el piso del túnel de viento [m] |
| f_s | frecuencia de desprendimiento de vórtices [s ⁻¹] |
| f_n | frecuencia natural de la estructura [s ⁻¹] |
| I | intensidad de turbulencia |
| I_{ref} | valor esperado de intensidad de turbulencia a la altura del cubo, a una velocidad de 15 m/s promediada cada 10 minutos (IEC 61400-1) |
| I_u | intensidad de turbulencia longitudinal [%] |
| I_v | intensidad de turbulencia transversal [%] |
| I_w | intensidad de turbulencia vertical [%] |
| k | parámetro de forma de la distribución de Weibull |
| L | longitud del cilindro [m] |
| L_{ux} | escala espacial de turbulencia [m] |
| L_I | escala integral espacial de turbulencia [m] |
| m | cantidad de datos en una medición |
| n | número de eventos independientes en una distribución estadística |
| $P(x)$ | función de densidad acumulada de la distribución de la variable x |
| $p(x)$ | función de distribución de probabilidad de la variable x |
| P_d | potencia disponible [W] |
| P_e | potencia extraíble [W] |
| P_m | potencia meteorológica [W/m ²] |
| p | presión estática del fluido en un punto del modelo [kg/m ²] |
| p_∞ | presión estática del fluido en el flujo libre [kg/m ²] |
| R | radio del rotor [m] |
| Rt | conicidad [adim] |
| S_x | densidad de potencia espectral de la variable x [W/m ²] |
| t | tiempo [s] |
| T | duración del intervalo de medición [s] |
| T_I | escala integral temporal de turbulencia [s] |
| T_r | período de recurrencia [años] |
| U_∞ | velocidad en el túnel de viento aguas arriba del modelo [m/s] |
| $U_{\infty 10}$ | velocidad aguas arriba del modelo, a la altura del punto en estudio, con el túnel funcionando a 10 m/s [m/s] |
| $U_{\infty 15}$ | velocidad aguas arriba del modelo, a la altura del punto en estudio, con el túnel funcionando a 15 m/s [m/s] |
| u | componente longitudinal de la velocidad del viento [m/s] |
| V | velocidad del viento [m/s] |
| v | componente transversal de la velocidad del viento [m/s] |
| V_0 | velocidad del viento aguas arriba del rotor [m/s] |
| V_2 | velocidad del viento aguas abajo del rotor [m/s] |
| V_{10} | velocidad extrema promedio de 10 min [m/s] |

| | |
|----------------|---|
| V_{med} | velocidad media del viento [m/s] |
| V_{hub} | velocidad del viento a la altura del centro del rotor [m/s] |
| V_{ref} | en el IEC 61400-1 máxima velocidad de viento promediada sobre t segundos que puede ocurrir en un período de recurrencia de T , años [m/s] |
| w | componente vertical de la velocidad del viento [m/s] |
| $W_H(t)$ | función ventana de Hamming |
| x | variable independiente |
| y | variable dependiente |
| z | altura sobre el terreno [m] |
| z_0 | longitud de rugosidad del terreno [m] |
| z_{hub} | altura del centro del rotor [m] |
| z_R | altura de referencia [m] |
| α | coeficiente de la ley de potencia |
| β | parámetro de dispersión de la distribución de Gumbel |
| Γ | función Gamma |
| ε | parámetro modal de la dispersión de Gumbel |
| η | factor que depende del aumento de la vena fluida al atravesar el rotor |
| λ | longitud de onda [m] |
| μ | parámetro que determina el tipo de distribución de los valores extremos |
| $P_{xx}(\tau)$ | función de autocorrelación de la variable x en un tiempo de correlación τ |
| $P_{xy}(\tau)$ | función de correlación cruzada de las variables x e y en un tiempo de correlación τ |
| θ | parámetro de una distribución de probabilidad |
| ρ | densidad del aire [kg/m^3] |
| σ_x | desvío estándar de la variable x |
| σ_x^2 | varianza de la variable x |
| τ | tiempo de correlación [s] |
| ψ | factor de escala de turbulencia |

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1. CONTEXTO

En Argentina la protección del ambiente ha formado parte de las políticas de estado propiciándose la sanción de leyes y la implementación de programas que estimulen la generación de energías renovables. La industria eólica ha manifestado un rápido crecimiento desde la promulgación de la Ley Nacional N° 26.190/2006, Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica. Para cuantificar el recurso eólico disponible se han realizado estudios de prospección en las provincias de Chubut, La Pampa, Neuquén, Mendoza y Río Negro. Estas investigaciones fueron sintetizadas en un mapa eólico nacional en el año 2008.

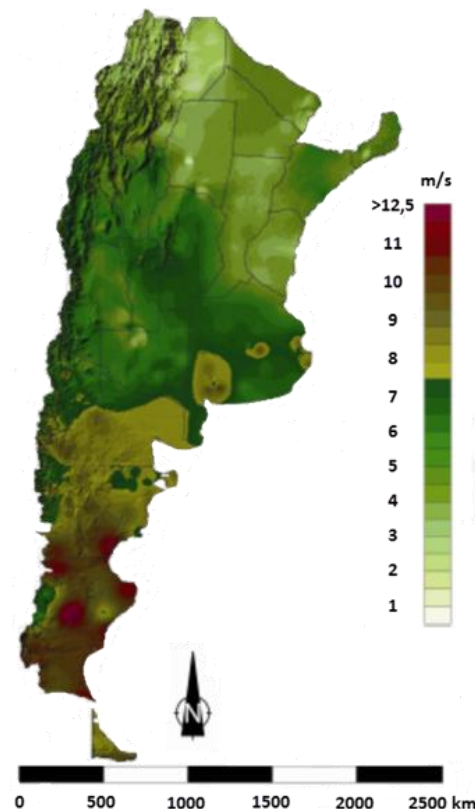


Fig.1.1. Mapa de potencial eólico argentino: velocidad media anual del viento a 50 m de altura sobre el terreno. (Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios y Centro Regional de Energía Eólica, 2009)

Entre los resultados de estos estudios se encuentra el caso de la provincia de Neuquén, donde el Ente Provincial de Energía en 2007 llevó a cabo un análisis de factibilidad de instalación de un parque eólico. Dicha investigación determinó que en el norte de la región hay vientos adecuados para la generación de energía eléctrica, particularmente en la región de Auquinco que cuenta con una densidad de potencia de 787 W/m^2 (Figuras 1.2 y 1.3). En base a

estos resultados se han proyectado parques eólicos en los que se prevén instalar aerogeneradores de 2 a 3 MW de potencia. Las turbinas contarán con torres de acero tubulares troncocónicas de 80 m de altura promedio, siguiendo la tendencia de los parques eólicos de instalación reciente en el país.

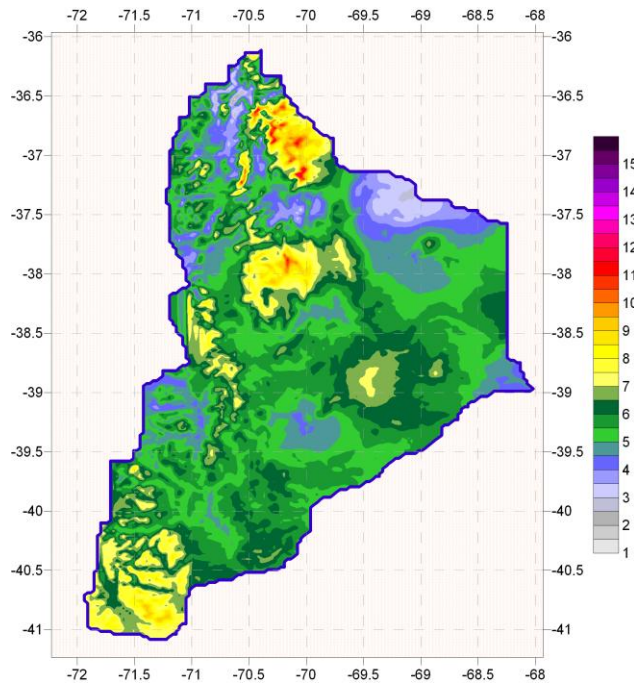


Fig. 1.2: Distribución de la velocidad del viento en m/s a 70 m de altura sobre el suelo en Neuquén (Palese, Mattio, Pedro, Warchomicka, y Lassig, 2006)

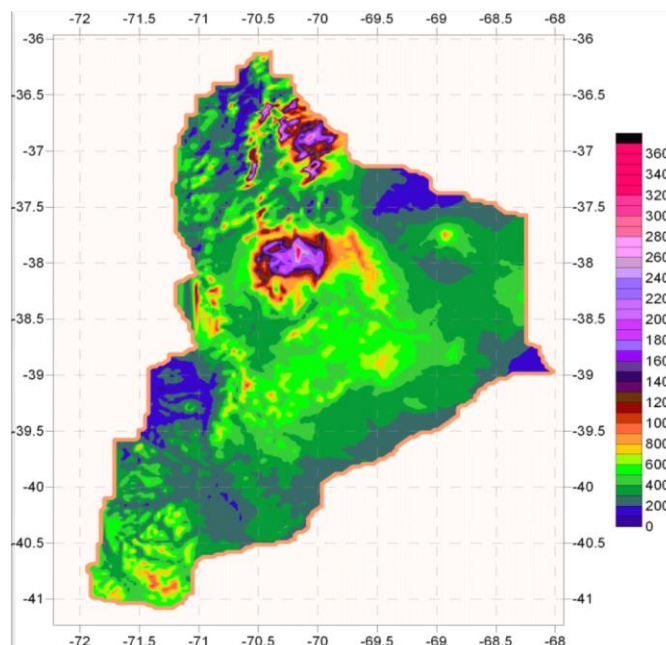


Fig. 1.3: Densidad de potencia W/m^2 a 70 m de altura. (Palese, Mattio, Pedro, Warchomicka, y Lassig, 2006)

En Argentina el diseño de aerogeneradores no está reglamentado, por lo que su cálculo estructural debe encuadrarse en normas internacionales. Entre ellas destacan la norma IEC 61400-1: *Wind turbines. Part 1: Design requirements*. (2005), publicada por la International Electrotechnical Commission y la norma EWTS II (*European Wind Turbine Standards*) publicada en el marco de la conferencia “Wind energy for the next millennium” en 1999. Entre los datos que estos estándares requieren para iniciar el diseño estructural se encuentra la caracterización de la turbulencia en el emplazamiento. En general los estudios de prospección realizados para la confección de los mapas eólicos provinciales carecen de este dato.

Estudios específicos realizados en el norte neuquino (Palese y Lässig (2006), Lässig, Palese, Cogliati y otros (1999), Palese, Lässig y Labriola (2000)) describen al viento de la región como intenso y muy turbulento, con ráfagas por guiñada en tres minutos que exceden los 120° en el cambio de dirección del viento. Para este tipo de viento, la norma IEC 61400-1 establece que los parámetros meteorológicos necesarios para el cálculo deben ser definidos por el fabricante. El estándar EWTS II coincide y recomienda realizar una valoración del viento *in situ*, que incluya como mínimo los parámetros c y k de la distribución de Weibull, la intensidad de turbulencia y la cuantificación del ángulo de guiñada del viento.

Si esta valoración no es realizada la estructura puede fallar, como ha sucedido en varios lugares de la región. Es el caso de los generadores eólicos para el suministro de energía eléctrica instalados en la provincia de Neuquén en la década del 80, en el marco del Plan Provincial de Telecomunicaciones. A menos de un año de su instalación estos aerogeneradores comenzaron a fallar debido a la alta turbulencia de los vientos locales. (Italiano, 2005). Lo mismo ocurrió con otro aerogenerador instalado en la misma época, en la localidad de El Cuy de la provincia vecina de Río Negro. (Avila, 2011). En otras partes del mundo también se han reportado problemas derivados de vientos extremos y turbulentos sobre aerogeneradores de eje horizontal. Botta y otros (1998) informaron sobre las consecuencias adversas del viento local en el rendimiento y cargas de aerogeneradores instalados en los Apeninos. En 2011 durante una tormenta de viento, un aerogenerador de baja potencia se desplomó en la ciudad española de Tarifa (Terán Reyes, 2011). Un accidente similar ocurrió en el parque eólico Amayo de Nicaragua, cuando en diciembre de 2014 fuertes ráfagas causaron el colapso de una torre de 215 m. En su caída la torre dañó los rotores de otros dos aerogeneradores, provocando un incendio. (Villarreal Bello y Hernández Núñez, 2014). En febrero 2015 en España, el Cierzo, como se conoce al viento del noroeste de Aragón, derrumbó una torre del parque eólico La Jimena de Zaragoza, con ráfagas de 200 km/h. (Sevillano, 2015).

Las tormentas y los eventos de viento extremo constituyen un estado crítico de carga ante el cual los mecanismos de control de la turbina frenan al rotor para evitar fallas mecánicas o estructurales debido a procesos de fatiga. En los generadores de alta potencia la operación de frenado incluye el giro de las palas hasta que el borde de fuga queda alineado con la dirección del viento, alcanzado la posición denominada “en bandera”. Una vez detenido el rotor las aspas quedan posicionadas en forma aleatoria frente a la torre, que en esa situación se ve solicitada a cargas eólicas de gran magnitud.

La creciente aplicación de las torres cilíndricas esbeltas de gran altura en la ingeniería ha generado la necesidad de realizar estudios e investigaciones sobre las cargas estáticas y dinámicas producidas por viento sobre este tipo estructural. Entre ellos Sanada, Masayazu y Matsumoto (1992) realizaron mediciones de presión estática, vibraciones y momentos sobre una torre circular de 200 m de altura en Tokio, mientras que en Polonia Ciesielski, Gaczek y Kawecki (1992) estudiaron el comportamiento de varias torres y chimeneas de acero expuestas a vientos intensos. Las torres que se utilizan como soporte de aerogeneradores Multi-MW son cada vez más altas debido a la tendencia al aumento de potencia extraíble de máquina. Harte y Van Zijlb (2007) encontraron que para alturas del eje del rotor superiores a 85 m las torres cilíndricas de acero no son capaces de equilibrar las vibraciones generadas por el viento en rotores y góndolas. Los fabricantes de torres para turbinas eólicas trabajan construyendo prototipos de distintos materiales y geometrías a fin de evaluar su diseño estructural. Es el caso de la fábrica holandesa Advanced Tower Systems (ATS), las españolas Gamesa, Acciona Windpower y Ecotècnia-Alstom y la mexicana Postensa, entre otras. La geometría más utilizada es la cilíndrica de diámetro variable, dado que permite optimizar el material. La conicidad de la torre introduce efectos tridimensionales en el flujo de la estela, que, como indica Williamson (1995), aún no están comprendidos en su totalidad y varían con las características del flujo incidente.

El crecimiento de la potencia eólica en la provincia de Neuquén no solo dependerá de la calidad y eficiencia de las turbinas eólicas que se instalen, sino también de la integridad estructural de los aerogeneradores. Una falla en la torre puede provocar el colapso del aerogenerador, ocasionando inconvenientes operativos en el parque eólico. Dadas las características locales del viento y la tipología de las torres que se instalarán, estas estructuras deberán enfrentar condiciones extremas que se alejan de lo recomendado por los reglamentos de cálculo. Teniendo en cuenta estas condiciones y la ausencia o escasez de estudios que permitan la estabilidad de los proyectos de innovación o enriquecimiento en materia de energía eólica, surge este trabajo que pretende ser una primera aproximación al estudio de las cargas eólicas que actuarán sobre las torres de los aerogeneradores que se instalen en la provincia a Neuquén. En base a este contexto y estas necesidades fue que se establecieron los objetivos de la investigación.

1.2. OBJETIVOS

El objetivo general que guió el estudio fue caracterizar el patrón de vórtices en la estela de una torre de aerogenerador Multi-MW, sometido a vientos extremos, en el norte de la provincia de Neuquén.

Pueden señalarse tres objetivos parciales que se desprenden del objetivo general. El primero es caracterizar los vientos del norte neuquino. El segundo es estudiar el flujo en la estela de una torre para aerogenerador Multi-MW en esas condiciones de viento. Y el tercero es analizar el efecto de la posición del rotor detenido en bandera sobre las presiones que actúan en la torre. Como corolario de los anteriores surge la elaboración de recomendaciones de diseño para el tipo de estructura en estudio.

Para la concreción de los mencionados objetivos, se confeccionó un plan de estudio y de acción concreto teniendo en cuenta todas las variables particulares que presenta el tema de investigación.

1.3. METODOLOGÍA

Para la caracterización de los vientos en el norte de la provincia de Neuquén se utilizaron datos meteorológicos disponibles en el Laboratorio de Dinámica de Fluidos Ambientales de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Comahue. Los mismos provienen de registros de estaciones meteorológicas instaladas en la zona. El análisis de los datos fue realizado con software específico y los vientos extremos con recurrencia a 50 años fueron calculados por un método estadístico.

Para estudiar los patrones de flujo generados por estos vientos en una torre tubular troncocónica para aerogenerador Multi-MW se construyó una maqueta a escala que fue ensayada en el túnel de viento Dr. Jorge Colman, del Laboratorio de Capa Límite y Fluidodinámica Ambiental (LaCLyFA) del Departamento de Aeronáutica, de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de La Plata.

Los ensayos se realizaron con el rotor detenido en posición de bandera considerando los números adimensionales de Reynolds, Mach, Jensen, Strouhal, intensidad y escalas de turbulencia. Se midieron presiones estáticas, velocidades de flujo en la estela y se aplicaron técnicas de visualización para analizar el desprendimiento de vórtices.

Llevando a cabo estos ensayos y analizando las características meteorológicas particulares de la zona de interés se pretende contribuir al crecimiento del uso del recurso eólico en la provincia. Teniendo en cuenta que no hay estudios preexistentes con datos reales (que representen las características particulares del viento en el norte neuquino) reproducidos en un túnel de viento, se podría afirmar que los resultados de estos ensayos son de gran contribución, ya que permiten una aplicación práctica en la zona.

1.4. ESTRUCTURA DE LA TESIS

A continuación se disponen cinco capítulos teóricos que pretenden dar un anclaje al tema de investigación. Un primer capítulo, donde se describe el tema de investigación y se presentan las premisas rectoras del estudio. El capítulo número 2, donde se analiza el estado de desarrollo de la energía eólica en el mundo y las particularidades de este recurso en Argentina. En el tercer capítulo se caracterizan los vientos del norte neuquino. En un cuarto capítulo se describen las distintas tipologías de torres para aerogeneradores y los factores que deben ser tenidos en cuenta para su dimensionado. El capítulo número 5 dispone una reseña de antecedentes o estudios previos relacionados al tema de esta investigación.

Una vez planteado en estos cinco primeros capítulos el contexto teórico de la investigación, se comprende en el capítulo número 6 de este documento la parte experimental del estudio que consta de los ensayos realizados en el túnel de viento. En el capítulo siguiente

se discuten los resultados obtenidos y por último, en el capítulo final, se exponen las conclusiones alcanzadas.

CAPÍTULO 2

LA ENERGÍA EÓLICA

2.1. ANTECEDENTES Y GENERALIDADES

La contaminación ambiental y el calentamiento global producidos por el uso de combustibles fósiles, entre otras causas, han generado la búsqueda de otras fuentes de energía que satisfagan la creciente demanda de la población y al mismo tiempo preserven el ambiente. Una alternativa que permite la obtención de energía limpia en cantidad ilimitada es su generación a partir de recursos renovables. Entre ellos el viento se ha posicionado entre los recursos más utilizados debido a su bajo impacto ambiental.

La energía eólica es la energía cinética del viento. Puede ser transformada en energía mecánica de rotación por una turbina eólica. Estas son turbomáquinas que intercambian energía con el viento, produciendo el movimiento de un rotor. La energía mecánica del eje del rotor puede emplearse en distintas aplicaciones, dependiendo de la máquina a la cual se conecte. Existen distintos tipos de turbinas eólicas:

- Molinos de viento: se utilizan para moler granos.
- Aerobombas: son aquellas empleadas para bombear agua.
- Aerogeneradores: son las que generan energía eléctrica.

Estas máquinas han sido utilizadas desde la antigüedad para trabajos mecánicos. Si bien los primeros diseños no fueron muy eficientes, en el siglo XI su uso se extendió por todo Oriente. Fueron introducidas en Europa en el siglo XII como consecuencia de las cruzadas y tuvieron importancia en el desarrollo económico del continente. Se emplearon en molinos, aserraderos, regadíos, fábricas de papel, desecado de tierras ganadas al mar, prensado de semillas para producir aceite, entre otras utilidades. El diseño de las turbinas fue mejorando hasta el siglo XVIII, pero las investigaciones al respecto fueron relegadas ante la aparición de las máquinas de vapor durante la revolución industrial.

En el siglo XIX comenzaron a emplearse a gran escala las aerobombas para uso agrícola, sobre todo en las llanuras de Estados Unidos. Tal fue su implementación en esa región, que hoy son conocidas como “molinos americanos”. A finales de ese siglo, con los avances en el campo de la electricidad se construyeron los primeros aerogeneradores, que fueron utilizados en algunos asentamientos aislados. Las innovaciones tecnológicas en las hélices de los aviones durante las guerras mundiales, trajeron como consecuencia nuevos proyectos de turbinas eólicas para la generación de electricidad. Sin embargo, no se les prestó gran importancia dado el bajo costo que hacía de los combustibles fósiles la mejor opción.

Fue a partir de la primera crisis del petróleo en 1973, cuando en busca de otras fuentes de energía, los países desarrollados comenzaron a investigar y a producir la tecnología de los actuales aerogeneradores. (Haus, 2005).

En los 80, las crisis energéticas y reiterados accidentes en centrales nucleares, generaron polémica sobre las formas de obtención de energía que se habían estado utilizando desde mediados del siglo XX: el petróleo, el gas y la radiactividad. Sumado a ello, en las sociedades occidentales se produjo un fenómeno que dio el impulso final para el desarrollo de la industria eólica: la concientización ambiental. (Domínguez Gomez, 2004).

2.2. IMPACTO AMBIENTAL

La energía eólica es considerada una energía “amigable” con el medio ambiente. Esto se debe a que no utiliza agua ni combustibles fósiles. Tampoco produce emisiones ni residuos, no incide en el efecto invernadero, no destruye la capa de ozono, no crea lluvia ácida y no altera los cauces de agua.

El impacto ambiental de una turbina eólica afecta únicamente a su entorno inmediato. Los efectos más importantes son la emisión de ruido, la sombra del aerogenerador, posibles interferencias con ondas electromagnéticas, incidencia en el comportamiento de aves migratorias y la alteración del paisaje. Todos estos efectos han sido estudiados y pueden cuantificarse para un lugar determinado. (Burton, Sharpe, Jenkins, & Bossanyi, 2001).

2.3. PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO Y COMPONENTES DE LOS AEROGENERADORES

Al incidir sobre las palas del aerogenerador, el viento proporciona al rotor energía mecánica, que se transmite a un generador por medio de un eje. El generador convierte a la energía mecánica rotacional en energía eléctrica. Esta energía se vuelca a la red eléctrica o es usada por algún centro de consumo anexo a la instalación. La cantidad de energía transferida al rotor por el viento depende de la densidad del aire, del área de barrido del rotor y de la velocidad del viento.

Los componentes de un aerogenerador varían según su potencia y el fabricante. En líneas generales, para aerogeneradores con caja multiplicadora de gran potencia, pueden describirse los siguientes:

Palas (o aspas): captan la energía cinética del viento y la transforman en energía mecánica rotacional. En su diseño se utilizan perfiles aerodinámicos siguiendo los principios empleados en la construcción de las alas de los aviones. Se fabrican con distintos materiales, generalmente con plásticos reforzados con fibra de vidrio o de carbono.

Buje: (o cubo): es elemento donde se fijan las aspas. Es el único elemento externo que gira. Está acoplado al eje de baja velocidad del aerogenerador. El elemento que sobresale de la zona de unión del buje y las palas, se denomina “nariz”, y tiene por función redireccionar el viento y evitar turbulencias en la parte frontal del rotor.

Rotor: es el conjunto de las palas y el buje. Puede ser de paso variable, si permite girar a las palas sobre sí mismas o de paso fijo, si no lo permite. También pueden ser de velocidad de giro constante o variable.

Góndola: está compuesta por el bastidor principal sobre el que se ensamblan las piezas mecánicas principales del aerogenerador y por la carcasa que lo protege. Esta última generalmente es de fibra de vidrio y poliéster, reforzada con acero inoxidable. En su interior se encuentran el generador eléctrico, el tren de potencia, los sistemas de medición, control, refrigeración y freno, el mecanismo de orientación y otros sistemas auxiliares.

Generador eléctrico: es una máquina que transforma energía mecánica en energía eléctrica. Hay de distintos tipos.

Tren de potencia: transmite la energía mecánica del rotor al generador para la obtención de energía eléctrica. Se compone del eje principal, la caja multiplicadora y el eje secundario.

Eje principal: de acero macizo y gran diámetro, está unido solidariamente al rotor. Gira a velocidades de entre 8 y 30 rpm, según las condiciones de operación y el modelo de aerogenerador.

Caja multiplicadora: es una caja de engranajes que transforma la baja velocidad de giro del eje del rotor a una velocidad de giro más elevada, adecuada para el funcionamiento del generador. Un generador estándar necesita velocidades de giro de entorno a las 1500 rpm.

Eje secundario: de menor diámetro que el principal, transmite el giro de la caja multiplicadora al generador.

Sistema de medición: está compuesto por anemómetros y veletas que recogen información del viento y por múltiples sensores que miden temperaturas, presiones, intensidades eléctricas, vibraciones, etc. Proporciona información continua al sistema de control.

Sistema de control: una vez puesto en marcha un aerogenerador, queda completamente automatizado. Un microprocesador analiza continuamente las señales enviadas por el sistema de medición. Las señales del anemómetro son utilizadas por el controlador electrónico para conectar al aerogenerador cuando el viento alcanza los 4 m/s y para detenerlo cuando excede los 25 m/s. Con los datos de la veleta, regula al mecanismo de orientación. En caso de cualquier disfunción detiene al aerogenerador y envía una señal al ordenador del operario encargado de su mantenimiento.

Sistema de refrigeración: comprende una unidad refrigerante por aceite para la caja multiplicadora y un ventilador eléctrico para el generador. Algunas turbinas para enfriar al generador cuentan con un sistema de refrigeración por agua.

Sistema de freno: puede estar compuesto por frenos mecánicos o aerodinámicos, para detener la turbina en caso de viento extremo o para realizar operaciones de mantenimiento. En los rotores con paso variable la operación de frenado incluye el giro de las palas sobre sí mismas colocando su superficie en la dirección del viento. Esta posición de las aspas se denomina “en bandera”.

Mecanismo de orientación (Sistema y Rodamiento de Yaw): con los datos recibidos de la veleta, determina cómo debe moverse la góndola para aprovechar al máximo el potencial eólico. El movimiento de la góndola se produce por un motor eléctrico y un sistema de corona dentada instalada en su unión con la torre.

Sistemas hidráulicos: son mecanismos auxiliares que permiten el giro de la góndola y de las palas sobre sus ejes y el freno del rotor y de la góndola.

Torre: es la estructura que soporta a la góndola y al rotor. Su altura está relacionada con la cantidad de energía generada por el aerogenerador. El diseño generalmente es troncocónico o tubular hueco de acero u hormigón. En su interior se colocan algunos equipos accesorios para la instalación y una escalera para acceder a la góndola.

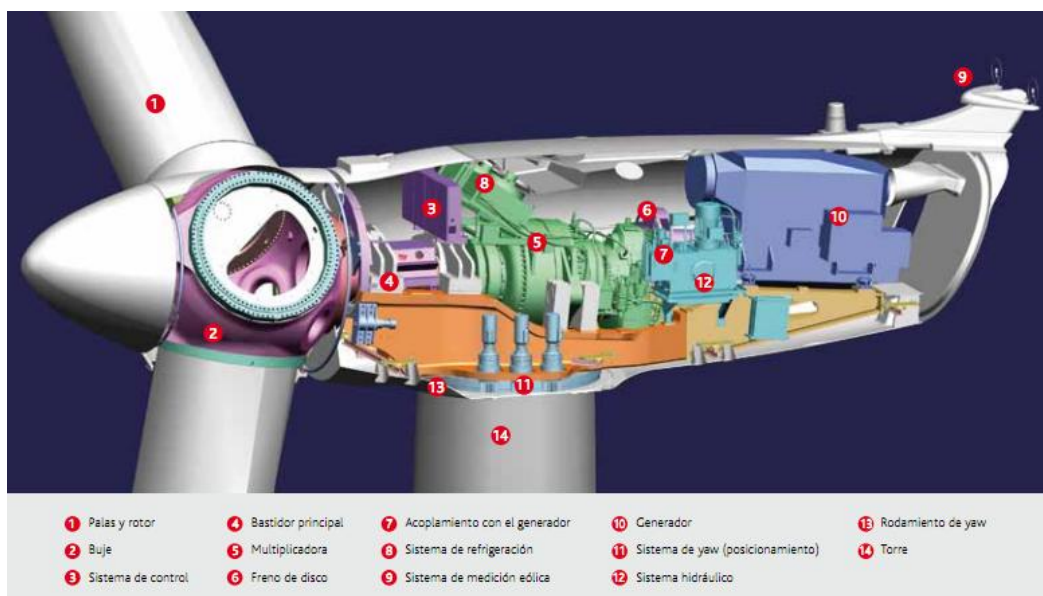


Fig. 2.1: Componentes de un aerogenerador. (Acciona Windpower, 2011)

2.4. PARQUES EÓLICOS

Se denomina parque eólico al área ocupada por un grupo de aerogeneradores que funcionan en forma conjunta. Dicha área puede encontrarse en tierra (*parque eólico onshore*) o en el mar (*parque eólico offshore*). El emplazamiento del parque se selecciona en función de condiciones meteorológicas apropiadas, proximidad a la red eléctrica, vías de acceso y factibilidad económica. La cantidad y tipo de turbinas es variable y su disposición sobre el área responde a factores aerodinámicos para optimizar el aprovechamiento del recurso eólico.

Si bien son más habituales los parques onshore, los offshore han tenido un gran desarrollo en Europa en los últimos años.

2.5. SITUACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN EL MUNDO EN 2016

Según el reporte anual del Global Wind Energy Council (GWEC), en el año 2018, la capacidad de energía eólica mundial llegó a los 591 GW. La Figura 2.2 muestra los principales países en potencia instalada y la Figura 2.3 la variación de la capacidad mundial instalada en los últimos 10 años. En la Tabla 2.1 se indican la cantidad de MW instalados en cada región del mundo.

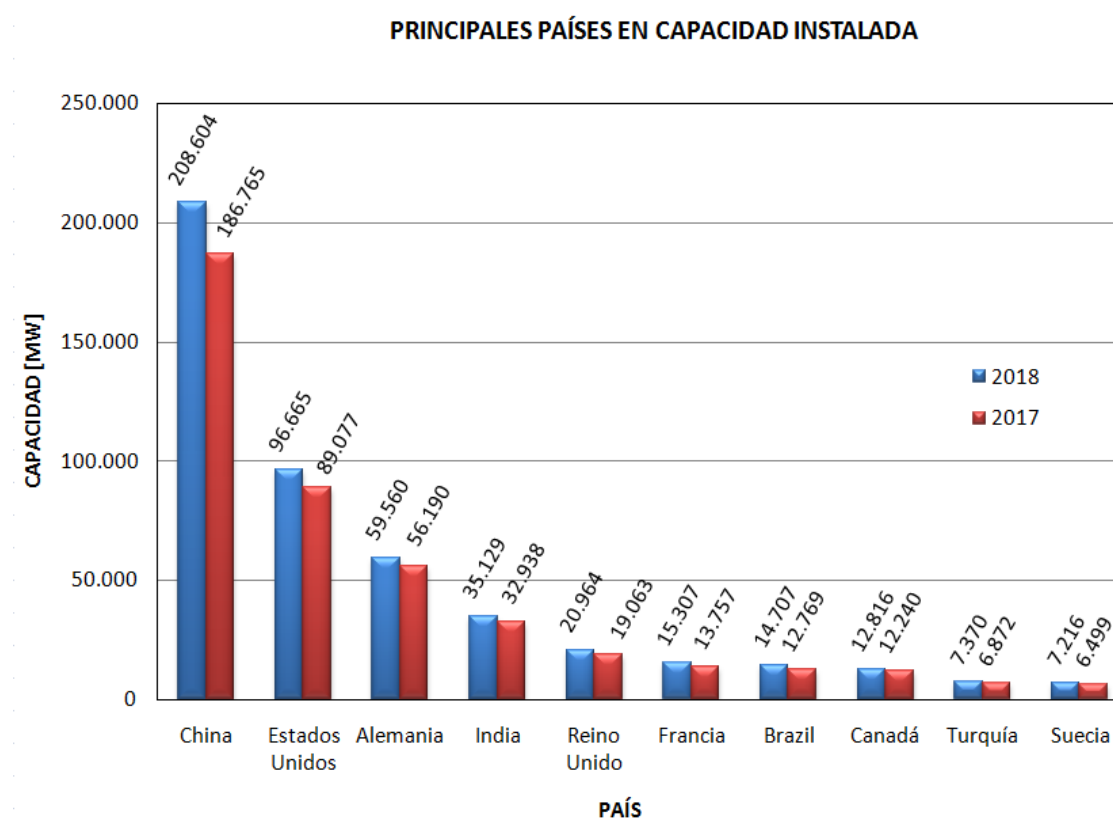


Fig. 2.2: Principales países en capacidad instalada. Global Wind Energy Council (2019)

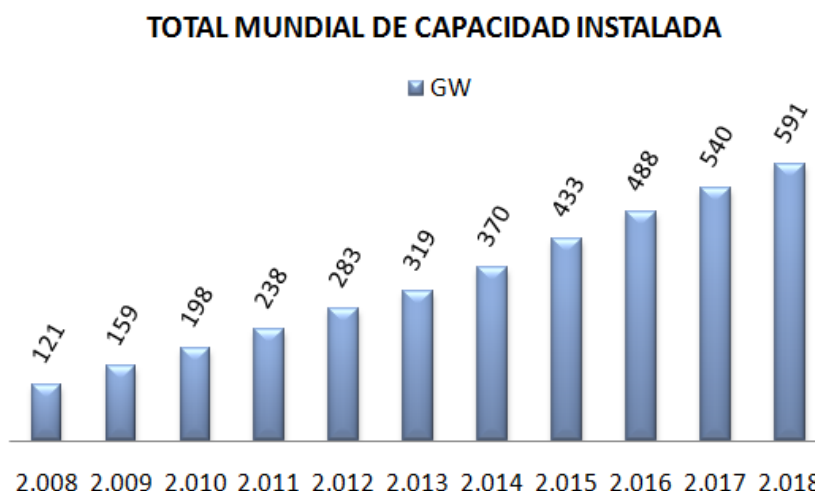


Fig. 2.3: Total de Capacidad Mundial Instalada. Global Wind Energy Council (2019)

| REGIÓN | POTENCIA[MW] |
|---------------------------|--------------|
| África y Medio Oriente | 5.720 |
| Asia e Islas del Pacífico | 261.152 |
| Europa | 189.606 |
| América | 135.071 |

Tabla 2.1: Potencia eólica instalada en las distintas regiones del mundo
Global Wind Energy Council (2019)

2.6. LA ENERGÍA EÓLICA EN ARGENTINA

En Argentina se emplean los molinos americanos para bombeo de agua desde el siglo XIX. Se estima que en la región pampeana existen más de 400.000 aerobombas de este tipo.

La utilización de aerogeneradores estuvo mucho tiempo relegada ante la utilización de combustibles fósiles para la producción de energía. En 1973, a partir del primer aumento significativo del precio del petróleo, comenzó a considerarse viable la utilización de energía eólica en el país.

En la década del 80 se llevaron a cabo algunos proyectos piloto para adquirir experiencia en la aplicación de nuevas tecnologías.

A partir de un acuerdo de asistencia técnica con Alemania, en 1990 se inauguró en la provincia de Chubut el primer parque eólico de América del Sur. Se conformó con cuatro aerogeneradores de 30 kW cada uno conectados a la central térmica de la localidad de Río Mayo, al sudoeste de la provincia. (Argentina, Secretaría de Energía, 2008)

En el año 1994 se modificó la política energética, incentivando la participación privada en todo el proceso de generación de energía. Esto hizo que varias cooperativas de servicios

eléctricos se interesaran en incrementar su oferta a partir de la implementación de sistemas de generación eólica. Ese fue el caso de la Sociedad Cooperativa Popular Limitada (S.C.P.L.) en Comodoro Rivadavia y de la Cooperativa Eléctrica de Cutral Co (Copelco) en Cutral Có, provincia de Neuquén.

En 1998 se sancionó la Ley Nacional N° 25.019 sobre Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar, que declara *“de interés nacional la generación de energía eléctrica de origen eólico y solar en todo el territorio nacional”*. A partir de la misma, el Ministerio de Economía y Obras y Servicios Públicos de la Nación, a través de la Secretaría de Energía promovió la investigación y el uso de energías no convencionales o renovables.

Posteriormente en 2006 se sancionó la Ley Nacional N° 26.190, que estableció el Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la producción de Energía Eléctrica. Esta ley declaró *“de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes de energía renovables con destino a la prestación de servicio público como así también la investigación para el desarrollo tecnológico y fabricación de equipos con esa finalidad.”* Y en su alcance fijó como objetivo *“lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el 8% del consumo de energía eléctrica nacional”* para el año 2016. (Argentina, 2006).

En 2010 la empresa estatal ENARSA y el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, ejecutaron el “Programa de Generación Eléctrica a partir de Energías Renovables” (GENREN). Mediante el mismo se licitaron proyectos de energías alternativas por un total de 895 MW, de los cuales 754 MW fueron adjudicados a la eólica. (Argentina, Secretaría de Energía, 2009). Debido a problemas de planificación y a la falta de inversores, sólo el 23% de los proyectos licitados fue concretado, mientras que el 63 % fue rescindido y el 13 % prorrogado.(Argentina, Auditoría General de la Nación, 2016)

En virtud del fracaso del programa GENREN en 2015 se modificó la Ley Nacional N° 26.190 con la Ley 27.191. Entre las modificaciones se extendió el plazo para lograr la obtención del 8% de energía eléctrica nacional de fuentes renovables al 31 de diciembre de 2017. Además se modificó el régimen de inversiones otorgando beneficios impositivos a las empresas que ejecuten proyectos de energía renovable en el marco de esta ley.

En 2016 el Ministerio de Energía y Minería elaboró el plan de energías renovables RenovAR. Este plan tiene como objetivo aumentar la participación de las fuentes renovables de energía en la matriz energética del país. Para ello se realizó la convocatoria a la presentación de ofertas para la celebración de contratos de abastecimiento de energía eléctrica con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA).

En 2018 la potencia total instalada en la Argentina fue 722 MW. En el Apéndice A se especifican las características de los parques eólicos argentinos.

2.7. TIPOS DE AEROGENERADORES

Los aerogeneradores varían en tamaño de la turbina, número y largo de palas, y capacidad de generación de energía. Existen diferentes criterios para clasificarlos:

Clasificación según la ubicación del eje del rotor

Además de la diferencia en la orientación del eje del rotor, la principal característica es la ubicación del generador eléctrico.

- **De eje vertical** (*en inglés: Vertical Axis Wind Turbine, VAWT*).

Sus palas rotan horizontalmente alrededor del eje. La principal ventaja que presentan es no necesitar torre ni mecanismos de orientación para girar al rotor en contra del viento. El generador puede apoyarse en el suelo. Como desventaja, son poco eficientes ya que la velocidad del viento cerca del suelo es baja. Existen dos tipos: por arrastre y por sustentación.

Los de arrastre son los del tipo *Savonius*. No producen vibraciones y son silenciosos. Como desventaja, son poco eficientes, requieren una conexión a red para su arranque y en comparación a los de eje horizontal son antieconómicos. (Figura 2.4).

Los de sustentación son los del tipo *Giromill* y *Darrieus*. Son menos sensibles a la turbulencia que los de eje horizontal. Presentan las desventajas de producir fatiga en la estructura, ser menos eficientes y poco probados en el mercado. (Figuras 2.5 y 2.6).



Fig. 2.4: Turbina Savonius(EcoSources [Blog Internet], 2008)
Ecosources.info. (2008)



Fig. 2.5: Turbina Darrieus(EcoSources [Blog Internet], 2008)



Fig. 2.6: Turbina Giromill(Renewable Energy U.K., 2007)

- **De eje horizontal** (en inglés: *Horizontal Axis Wind Turbine, HAWT*).

Sus palas están perpendiculares al viento y el generador se encuentra en la góndola o nacela lejos del suelo. Son los más utilizados debido a su eficiencia y a que no tienen limitaciones en cuanto a su ubicación. Son más sensibles a la turbulencia y a los cambios de dirección del viento que las turbinas de eje vertical, por lo que presentan la desventaja de necesitar un mecanismo de orientación. (Figura 2.7.)



Fig.2.7: Turbina de Eje Horizontal (HAWT)

Clasificación según el número de palas

- **De una pala**

Giran a gran velocidad y permiten reducir el costo de materiales en el rotor y el aerogenerador. Necesitan un contrapeso de compensación. Tienen la desventaja de producir ruido y vibraciones, que pueden ocasionar la falla de la estructura por fatiga de sus componentes. (Figura 2.8.)

- **De dos palas**

Al igual que los de una pala, pesan y cuestan menos que los tripalas, pero son aerodinámicamente más inestables y tienen mayor nivel de ruidos y vibraciones. (Figura 2.9.)

- **De tres palas**

Es el diseño más utilizado mundialmente porque tienen mayor capacidad de generar energía que los anteriores. Se consideran los más estables aerodinámicamente. Las desventajas que presentan es que son más pesados y costosos que los monopala o los bipala. (Figura 2.10.)

- **Multipala**

Tienen más de tres palas. Son también conocidos como “Modelo Americano” debido a que fueron muy utilizados en las llanuras de Norteamérica para extraer agua. Al tener muchas palas están sujetos a grandes fuerzas que no los hacen eficientes para la generación de energía eléctrica. (Figura 2.11.)



Fig.2.8: Turbina monopala
(Energías Renovables [Blog Internet], 2009)



Fig. 2.9: Turbina bipala
(Ecovive [Blog Internet], 2010)



Fig. 2.10: Turbina tripala
(Ecovive [Blog Internet], 2010)



Fig. 2.11: Turbina multipala(Casilda Virtual, s.f.)

Clasificación según la ubicación del rotor respecto al viento

- **A barlovento**

Tienen el rotor ubicado aguas arriba, con lo que se evita la estela turbulenta detrás de la torre. Su desventaja es que necesitan que el rotor esté a cierta distancia de la torre, que sea bastante rígido y posea un mecanismo de orientación. La mayoría de los aerogeneradores tienen este diseño.

- **A sotavento**

El rotor se ubica aguas abajo de la corriente de aire. Con un diseño adecuado de rotor y góndola, tienen la ventaja de no necesitar un mecanismo de orientación. La principal desventaja de este diseño es que al pasar el rotor por la estela turbulenta, las fluctuaciones del viento pueden causar más fatiga en la turbina que con un diseño a barlovento.

Clasificación según la potencia nominal

Se consideran cuatro grupos de generadores:

- **Pequeños:** de 0 a 65 kW.
- **Medianos:** de 65 a 300 kW.
- **Grandes:** de 0,3 a 1 MW.
- **Multi-MW:** más de 2 MW.

2.8. PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS DE LOS AEROGENERADORES

2.8.1. Potencia meteorológica

La potencia meteorológica es la cantidad de energía extraíble del viento en un lugar determinado. Se define como:

$$P_m [\text{W/m}^2] = \frac{1}{2} \rho \int_0^{\infty} p(V) V^3 dv, \quad (2.1)$$

donde P_m es la potencia meteorológica, ρ es la densidad del aire, $p(V)$ es la función de distribución de vientos del lugar y V es la velocidad del viento.

2.8.2. Potencia disponible

Si se multiplica la potencia meteorológica por el área de barrido del rotor, se obtiene la potencia disponible P_d .

$$P_d [\text{W}] = \frac{1}{2} \rho V_0^3 \pi R^2, \quad (2.2)$$

donde P_d es la potencia disponible, V_0 es la velocidad del viento aguas arriba del rotor y R es el radio del rotor.

2.8.3. Coeficiente de potencia

Al atravesar el rotor, parte de la energía cinética del viento se transforma en energía mecánica en la pala. La vena del flujo se expande, por lo que la velocidad V_2 aguas abajo es menor que la V_0 aguas arriba. Esto significa que la hélice solo puede extraer una fracción de la potencia disponible. Para que la conversión fuera completa, la velocidad del viento detrás del rotor debería ser nula, lo que no ocurre en la práctica.

Se puede definir a V_0 y V_2 como:

$$V = V_0(1 - \eta), \quad (2.3)$$

$$V_2 = V_0(1 - 2\eta), \quad (2.4)$$

donde η es un factor que depende del aumento de la vena fluida.

En la Figura 2.12 se muestra el efecto de expansión de la vena del flujo al atravesar el rotor.

El coeficiente de potencia C_p , es un número adimensional que indica la fracción de la energía cinética del viento convertida en energía mecánica de rotación en el rotor del aerogenerador. Se define como la razón entre la potencia extraída o aprovechada del viento P_e y la potencia disponible P_d :

$$C_p = \frac{P_e}{P_d} \quad (2.5)$$

También puede expresarse de la siguiente forma:

$$C_p = 4(1 - \eta)^2 \eta \quad (2.6)$$

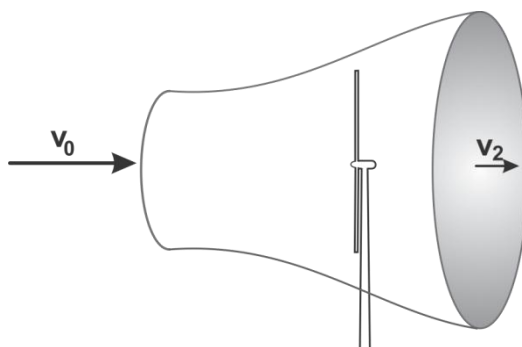


Fig.2.12: Expansión de la vena del flujo al atravesar el rotor, que produce la reducción de velocidad aguas abajo.

2.8.4. Potencia extraíble

Teniendo en cuenta la pérdida de energía cinética al atravesar el rotor, la potencia extraíble P_e puede expresarse en función del coeficiente de potencia como:

$$P_e = P_d C_p \quad (2.7)$$

2.8.5. Potencia extraíble máxima teórica. Límite de Betz

El teorema de Betz establece la máxima potencia eólica que puede extraer el rotor del viento.

Reemplazando (2.2) y (2.6) en (2.7):

$$P_e = P_d C_p = 2\rho V_0^3 \pi R^2 \eta (1 - \eta)^2 \quad (2.8)$$

Para obtener el máximo, se deriva e iguala a 0 la expresión anterior:

$$\frac{dP_e}{d\eta} = 2\rho V_0^3 \pi R^2 (1 - 4\eta + 3\eta^2) = 0$$

Resolviendo la ecuación, se encuentra que la potencia obtenible es máxima cuando $\eta = 1/3$. Reemplazando ese valor en (2.8), se obtiene:

$$P_{ext} = \frac{16}{27} P_d \quad (2.9)$$

Esto significa que una turbina eólica puede convertir en energía mecánica como máximo un 59,26 % de la energía cinética del viento que incide sobre ella. Este límite es teórico, ya que Betz no tiene en cuenta algunos factores como la resistencia aerodinámica de las palas, la pérdida de energía por turbulencia de la estela, la compresibilidad del aire y la interferencia entre las palas. Además, al estar en movimiento, los componentes de las turbinas experimentan pérdidas mecánicas y aerodinámicas, y como en toda máquina eléctrica, se producen pérdidas eléctricas en forma de calor. En la práctica, sólo puede aprovecharse aproximadamente el 42% de la potencia extraída del viento. (Figura 2.13). A pesar de sus limitaciones, la teoría de Betz resulta útil para establecer un límite superior para el coeficiente de potencia del rotor.

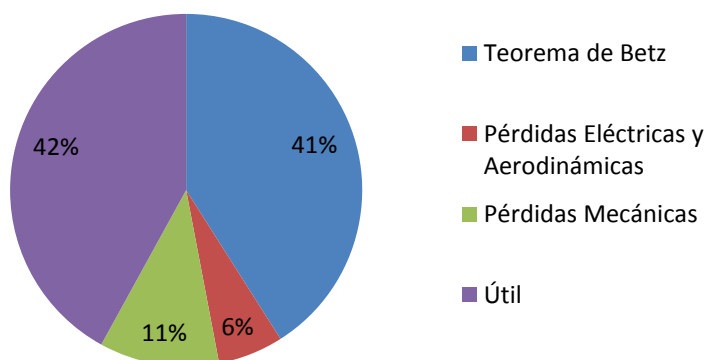


Fig. 2.13: Diagrama de pérdidas. (Escudero Lopez, 2008)

2.9. LAS TURBINAS DE EJE HORIZONTAL COMO GENERADORAS DE GRAN POTENCIA ELÉCTRICA

Las turbinas de eje horizontal tienen su origen en Dinamarca en la década del 80. A mayor diámetro del rotor, permiten extraer más energía cinética del viento. El aumento del diámetro implica un aumento de la altura de la torre y en consecuencia, el eje que mueve el generador queda más elevado y aprovecha mejor el recurso eólico.

Además, tienen la ventaja de tener todos los mecanismos necesarios para la conversión de energía ubicados en la góndola y en la torre. Su eficiencia aumenta cuando tienen ángulos de ataque ajustables.

Otra ventaja es su desarrollo técnico y comercial en la actualidad. Los avances tecnológicos incluyen el tamaño del rotor y la altura de la torre, como también la mejora de la calidad de los componentes del generador.

Tienen como desventaja la dificultad de su transporte, debido a sus grandes dimensiones. Además, ante velocidades altas de viento, deben detenerse para evitar daños estructurales, dada la magnitud de las solicitaciones estáticas y dinámicas que deben soportar.

Otro inconveniente que presentan es que requieren de un espacio de gran tamaño para su instalación.

2.10. LÍMITES DE LAS TURBINAS EÓLICAS MULTI-MW

Esta tecnología tiende al gigantismo, por lo que la complejidad en la fabricación de los aerogeneradores es creciente. Al aumentar el tamaño de todos los componentes, se incrementa su peso, y se dificultan las operaciones de traslado y montaje. En la actualidad se están estudiando nuevas tecnologías para disminuir el tamaño de los aerogeneradores Multi-MW.

El Instituto Tecnológico de Massachusetts (M.I.T.) desarrolló una máquina síncrona superconductor con la cual se construyó un prototipo de turbina eólica de 10 MW, con la posibilidad de ampliación a 30 MW. Esto permitiría obtener mayor potencia sin aumentar el tamaño del generador (Fischer, 2010).

En el diseño de las aspas, se investiga la obtención de mayor eficiencia a partir de su diseño aerodinámico y de la reducción de su peso. La optimización aerodinámica se busca partir del estudio de distintas familias de perfiles y del desarrollo de la planta alar. La reducción de peso espera lograrse mediante el uso de nuevos materiales.

Respecto al control de velocidad y potencia, se busca innovar a partir de la utilización de materiales como fluidos magnetoreológicos. También se experimenta el funcionamiento de nuevos dispositivos aerodinámicos sobre las aspas, como controladores de flujo y controladores de vórtices, tanto pasivos como activos (Kumar, Sohn, & Gowda, 2008).

En cuanto a las estructuras soporte del aerogenerador, se ha comprobado que para alturas mayores a 85 m, las torres tubulares de acero presentan inestabilidad lateral (Harte & Van Zijl, 2007). La tendencia para los aerogeneradores Multi-MW es utilizar torres de hormigón pretensado o torres híbridas de hormigón y acero. Este diseño parece funcionar adecuadamente hasta turbinas de 5 MW, pero es cuestionable su utilización para turbinas de mayor potencia. Dado que se están proyectando turbinas de 10 MW, se buscan nuevas soluciones tecnológicas a la estabilidad y resistencia de la torre, experimentando con materiales alternativos, diferentes formas de sección transversal y otras variables de diseño. Este tema se tratará en detalle en el capítulo cuatro. La optimización del diseño de la torre es un campo abierto a la investigación, y con este trabajo se busca contribuir al mismo, a partir del estudio de las solicitaciones que afectarán a la estructura en condiciones de viento extremo.

CAPÍTULO 3

CARACTERIZACIÓN DEL VIENTO EN LA ZONA DE ESTUDIO

La modelización del flujo eólico requiere la caracterización del viento en la zona de estudio. En los ensayos en túnel de viento deben reproducirse el perfil de velocidades y las condiciones de turbulencia a las que está expuesto el prototipo.

Por otro lado, la velocidad del viento y la intensidad de turbulencia determinan la clase de turbina a instalar. La norma IEC 61400-1 (2005) define cuatro clases de aerogeneradores según se indica en la Tabla 3.1. Cada una requiere distintas consideraciones de diseño. Las clases I a III comprenden la mayoría de los casos de viento que pueden presentarse, mientras que la clase S se reserva para casos de vientos con características especiales o condiciones de seguridad extraordinarias.

En la Tabla 3.1 los parámetros de diseño están tomados a la altura del rotor y V_{ref} es la velocidad de referencia del viento. En la norma IEC 61400-1 (2005) V_{ref} se define como la velocidad extrema promedio de 10 minutos con período de retorno de 50 años, A designa la categoría para turbulencia alta, B designa la categoría para turbulencia media, C designa la categoría para turbulencia baja e I_{ref} es el valor esperado de turbulencia a 15 m/s a la altura del centro del rotor.

| CLASE DE TURBINA EÓLICA | I | II | III | S |
|-------------------------|------|------|------|--|
| V_{ref} [m/s] | 50 | 42,5 | 37,5 | Valores a especificar por el diseñador |
| A I_{ref} | 0,16 | 0,16 | 0,16 | |
| B I_{ref} | 0,14 | 0,14 | 0,14 | |
| C I_{ref} | 0,12 | 0,12 | 0,12 | |

Tabla 3.1: Valores de I_{ref} y V_{ref} para las distintas clases de turbinas eólicas. IEC 61400-1 (2005)

Para definir todas las características mencionadas se necesitan las estadísticas de las velocidades del viento y de sus valores extremos en el sitio de emplazamiento de las turbinas eólicas.

3.1. ADQUISICIÓN DE DATOS

Para estimar los parámetros poblacionales de la velocidad del viento se utilizaron muestras obtenidas mediante la instalación de estaciones meteorológicas en tres locaciones: Auquingo, Barrancas y Chorriaca. Los sistemas de medición se componen de un datalogger NRG Systems modelo Symphonie, dos sensores de velocidad NRG#40 ubicados a 10 y 30 metros de altura, un sensor de dirección NRG#200P ubicado a 30 m y uno de temperatura NRG 110S ubicado a 3 metros. Todos los sensores están calibrados. Los equipos registran los valores

promedio, mínimo, máximo y desviación estándar de cada sensor en intervalos de 10 minutos. En todas las estaciones los sensores tienen buena exposición a los vientos predominantes.

En la estación Barrancas la disponibilidad de datos a 30 m de alturas es del 40%, debido a problemas con la lectora de los chips. Estos datos son discontinuos en el período en el que estuvo funcionando la estación (2005/2008), por lo que no se consideró adecuada su utilización en el cálculo de los parámetros de Weibull ni en la determinación del perfil de viento para esa estación.

En la Tabla 3.2 se detallan las ubicaciones geográficas de los sitios estudiados y en la Figura 3.1 se observan sus posiciones en el mapa del relieve de la provincia.

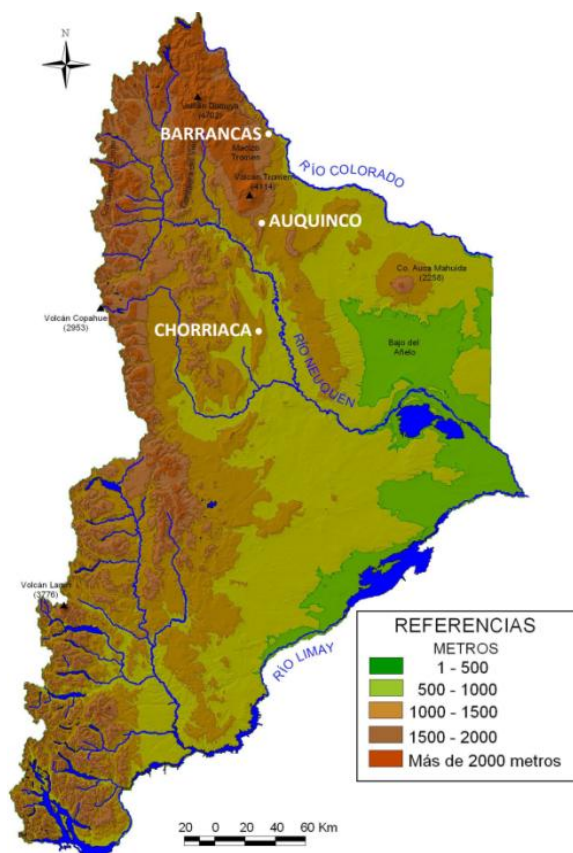


Fig. 3.1: Mapa topográfico de la provincia de Neuquén con la ubicación de las estaciones meteorológicas instaladas.

| LUGAR | LATITUD SUR | LONGITUD OESTE | ALTITUD s.n.m. |
|-----------|-------------|----------------|----------------|
| Auquenco | 37°18'36'' | 69°55'31'' | 1567 m |
| Barrancas | 36°49'52'' | 69°54'19'' | 1212 m |
| Chorriaca | 37°55'57'' | 79°06'14'' | 1203 m |

Tabla 3.2: Ubicación geográfica de las estaciones meteorológicas instaladas

3.2. DISTRIBUCIÓN DE VELOCIDADES DEL VIENTO $p(V)$

La distribución de probabilidad de la velocidad de viento $p(V)$ se estimó con la función de densidad de probabilidad de Weibull, en la que la probabilidad de ocurrencia de la velocidad del viento V está dada por:

$$p(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right], \quad (3.1)$$

donde k es el parámetro de forma y c es el parámetro de escala.

Los parámetros de la distribución se obtuvieron del conjunto de datos observados por el método de máxima verosimilitud propuesto por Fisher (1922). El procedimiento se explica en el Apéndice 2. En la Figura 3.2 se grafica la distribución de Weibull para cada estación y en la Tabla 3.3 se muestran los parámetros obtenidos.

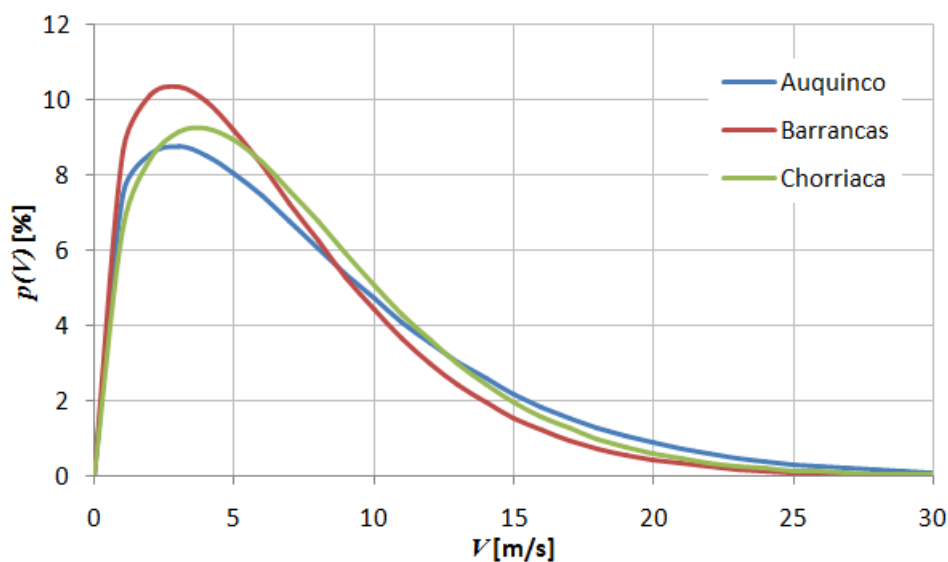


Fig. 3.2: Función de distribución de Weibull de la velocidad del viento en los sitios de medición obtenida para una altura de 30 m en Auquenco y Chorriaca y 10 m en Barrancas.

| Auquinco | | Barrancas | | Chorriaca | |
|----------|------|-----------|------|-----------|------|
| k | c | k | c | k | c |
| 1,32 | 8,37 | 1,38 | 7,08 | 1,47 | 7,99 |

Tabla 3.3: Parámetros de Weibull calculados con el registro de datos de cada estación a 30 m de altura en Auquinco y Chorriaca y a 10 m de altura en Barrancas

3.3. VELOCIDAD MEDIA V_{med}

Del registro de datos se calculó la velocidad media en cada sitio como:

$$V_{med} = \frac{\sum_{i=1}^m V_i}{m}, \quad (3.2)$$

siendo m la cantidad de datos.

En la Tabla 3.4 se indican los resultados.

| | Auquinco | Barrancas | Chorriaca |
|------------------------|----------|-----------|-----------|
| V_{med} a 10 m [m/s] | 6,9 | 5,7 | 6,3 |
| V_{med} a 30 m [m/s] | 7,9 | sin datos | 6,6 |

Tabla 3.4: Velocidades medias

3.4. VELOCIDAD EXTREMA DEL VIENTO PROMEDIO DE 10 min

El término extremo indica el valor más alto de velocidad medido en un cierto número de observaciones en un lugar. Es decir, el valor más a la derecha de la función de Weibull.

3.4.1. Cálculo a partir de la Teoría del Valor Extremo

Con la distribución de Weibull puede calcularse la probabilidad de que la velocidad del viento exceda un valor determinado. Pero si bien esta distribución ajusta bien donde los datos tienen mayor densidad, puede tener un sesgo importante al estimar la cola. Esto ocurre porque los datos que se utilizan para estimar los parámetros de la función en general no corresponden a valores de viento extremo. Por lo tanto, la estimación de velocidades de viento extraordinarias puede realizarse a partir de la Teoría del Valor Extremo (*Extreme Value Theory, EVT*). Esta teoría calcula valores extremos a través de una distribución estadística dada por Von Mises (1936), que tiene la siguiente función de probabilidad acumulada:

$$\begin{cases} P(x) = \exp\left[-1(1 - \mu y)^{\frac{1}{\mu}}\right] & \mu \neq 0 \\ P(x) = \exp[-\exp(-y)] & \mu = 0 \end{cases}, \quad (3.3)$$

donde x es la variable independiente (en este caso el conjunto de valores máximos anuales de velocidad), μ es el parámetro que determina el tipo de distribución de los valores extremos, y es la variable estandarizada $y = \frac{x - \varepsilon}{\beta}$, siendo ε el parámetro de locación (moda de la

distribución de valores extremos) y β el parámetro de escala (dispersión de los valores extremos).

La aplicación de esta teoría que requiere que la muestra esté compuesta por datos que provengan de eventos independientes, por lo que generalmente se elabora una base de datos con las velocidades máximas anuales. Dado que la incertidumbre en el ajuste se reduce con la cantidad de datos, de acuerdo a Cook (1985), para obtener resultados aceptables debe contarse con un mínimo de 20 años de mediciones de viento. Pero para el diseño de un parque eólico no puede considerarse un período de tiempo tan extenso por motivos económicos. Por esta razón se han desarrollado métodos de cálculo alternativos que consisten en instalar una estación meteorológica en el lugar durante un año y extender el período de información mediante modelos de correlación o de flujo de aire. Estos modelos utilizan datos de otra estación ubicada en la misma topografía y régimen climático que tenga registros de mayor longitud temporal.

En la zona en estudio los períodos de medición fueron de 8 meses en Auquinco y Barrancas y de 1 año en Chorriaca, y al no contar con la información necesaria para extrapolar las series de datos, no fue posible la aplicación del método.

3.4.2. Cálculo a partir del Método de las Tormentas Independientes

Este método consiste en analizar los picos sobre un valor umbral de velocidad de tormentas independientes (*Method of Independent Storm MIS*, en idioma inglés). A la sub muestra de máximos independientes de las tormentas identificadas se les ajusta una distribución de Gumbel. Se aplicó este método con las series de datos obtenidas de las mediciones en los sitios estudiados.

Confeción de la sub muestra de máximos independientes de tormentas:

Se consideró tormenta de viento a los eventos en los que la velocidad media del intervalo de medición superó 15 m/s (Figura 3.4) y se elaboró una sub muestra con los vientos máximos promedios de 10 minutos de cada tormenta, con al menos cuatro días de separación entre cada dato.

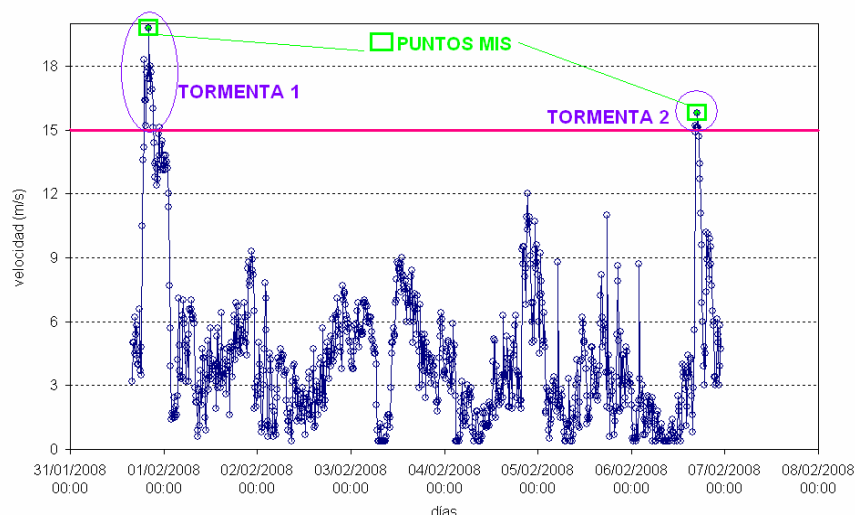


Fig. 3.4: Método de la Tormenta Independiente en una porción de la serie temporal de Chorriaca. Los puntos resaltados conforman la nueva muestra de datos de tormentas a analizar mediante la distribución de Gumbel.

Ajuste de la muestra con la función de Gumbel:

La función de probabilidad acumulada de Gumbel $P_G(x)$ para la ocurrencia de la velocidad extrema promedio de 10 minutos V_{10} es:

$$P_G(V_{10}) = \exp \left[- \exp \left[- \frac{1}{\beta} (V_{10} - \varepsilon) \right] \right] \quad (3.4)$$

Para un período de retorno de T_r años se tiene:

$$\frac{1}{1 - P_G(V_{10})} = T_r \quad \rightarrow \quad P_G(V_{10}) = 1 - \left(\frac{1}{T_r} \right) \quad (3.5)$$

Los parámetros de dispersión β y modal ε de la distribución se obtuvieron mediante el método de mínimos cuadrados de Gauss (1809) que se explica en el Apéndice 2. Luego, igualando la expresión (3.4) al valor de 0,98, que implica un T_r de 50 años, se obtuvo V_{10} . Los resultados se indican en la Tabla 3.5.

| Lugar | Cantidad de datos | Gumbel | | $V_{10(MIS)}$ [m/s] |
|-----------|-------------------|---------------|---------------------|------------------------|
| | | β [m/s] | ε [m/s] | |
| Auquingo | 20 | 0,199 | 18,53 | 38,5 |
| Barrancas | 25 | 0,251 | 17,78 | 33,4 |
| Chorriaca | 130 | 0,351 | 18,12 | 29,2 |

Tabla 3.5: Velocidad extrema de 50 años de retorno usando la distribución de Gumbel con vientos promedio de 10 minutos, de series de tormentas independientes, a 30 m de altura en Auquingo y Chorriaca y 10 m de altura en Barrancas.

3.5. INTENSIDAD DE TURBULENCIA

Se denomina intensidad de turbulencia local I al cociente entre el desvío estándar σ_V de la velocidad de viento y el viento promedio, determinados de la misma serie de mediciones y tomados en un período de tiempo específico.

$$I = \frac{\sigma_V}{V_{med}} \quad (3.6)$$

Para series de mediciones de 10 minutos, cada una conteniendo un valor de intensidad de turbulencia, al valor de I que engloba al 90% de los casos se lo denomina *intensidad de turbulencia representativa*.

3.5.1. Variación de la intensidad de turbulencia con la velocidad del viento

La intensidad de turbulencia depende de la magnitud de la velocidad del viento y de la distancia al suelo. Para una altura determinada, los registros obtenidos desde anemómetros indican que la intensidad de turbulencia en la atmósfera varía inversamente a la intensidad de velocidad. La Figura 3.8 esquematiza lo anterior.

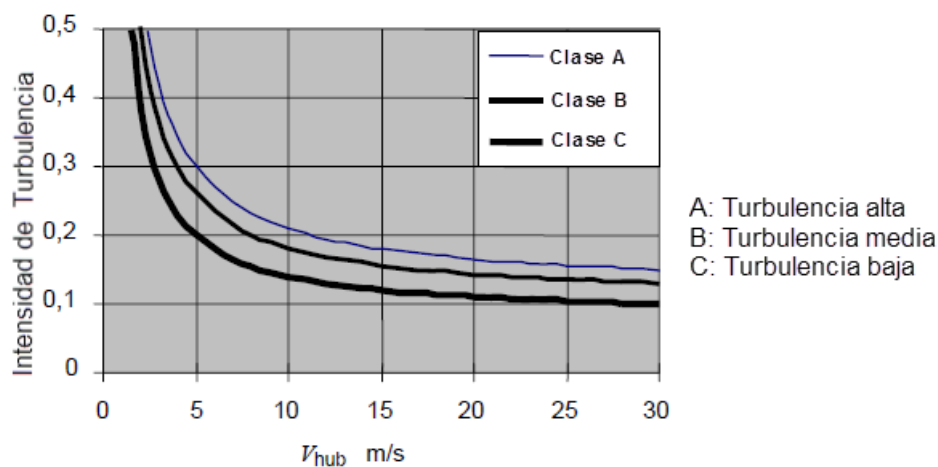


Fig. 3.8: Variación de la intensidad de turbulencia con la intensidad de velocidad de viento V_{hub} a la altura del centro del rotor. (IEC 61400-1, 2005)

Se han realizado varios trabajos para cuantificar dicha variación.

Harstveit (1996) obtuvo para tierras complejas en Noruega los valores de intensidad de turbulencia de 0,33 a 10 m de altura y 0,17 a 48 m, realizando las mediciones con anemómetros de copa. Pichugina y otros (2008) utilizaron un lidar doppler de alta resolución para determinar la intensidad de turbulencia horizontal a 20 km de la ciudad de Lamar en Colorado, Estados Unidos. Las mediciones se realizaron dentro del programa de mediciones del Jet de Capas Bajas (Low Level Jet: LLJ). En los dos días estudiados en el trabajo, dicho jet de

capas bajas se ubicó a aproximadamente a 200 m de altura. Se encontró que la intensidad de turbulencia varió de 0,17 a 10 m de altura, a 0,02 a 200 m de altura.

En Hong Kong, Choi, Tse, Chan y Mok (2011) realizaron mediciones de perfiles de viento con sodar y con perfiladores de viento por efecto doppler durante el pasaje de ciclones tropicales. La intensidad de turbulencia medida fue entre 0,17-0,30 a 22 m de altura, entre 0,12-0,27 a 200 m de altura, y 0,10 a 1200 m de altura.

Li, Lunhai y Fei (2010) realizaron mediciones en Beijing en una torre de 325 m de altura con 15 anemómetros a distintas alturas durante tormentas de viento. La intensidad de turbulencia longitudinal I_u fue de 0,35 a 47 m de altura, 0,25 a 120 m de altura, y 0,15 a 280 m de altura. Las relaciones I_u/I_v fueron 1,33; 1,33 y 1,22 respectivamente. Se observó que las tres componentes de I decrecen con la altura. A los datos medidos se les ajustó una curva que fue comparada con los valores calculados según la normativa japonesa y norteamericana, con los parámetros correspondientes a terrenos urbanos. El gráfico resultante (Figura 3.9) muestra que la intensidad de turbulencia obtenida a partir de mediciones de campo es mayor que la calculada con las normas mencionadas. La Tabla 3.6. resume los resultados de los trabajos mencionados.

Del análisis de éstas investigaciones se puede inferir que la intensidad de turbulencia puede variar de 0,10 en capas alejadas del suelo a 0,35 dentro de la capa límite atmosférica sobre zonas urbanas.

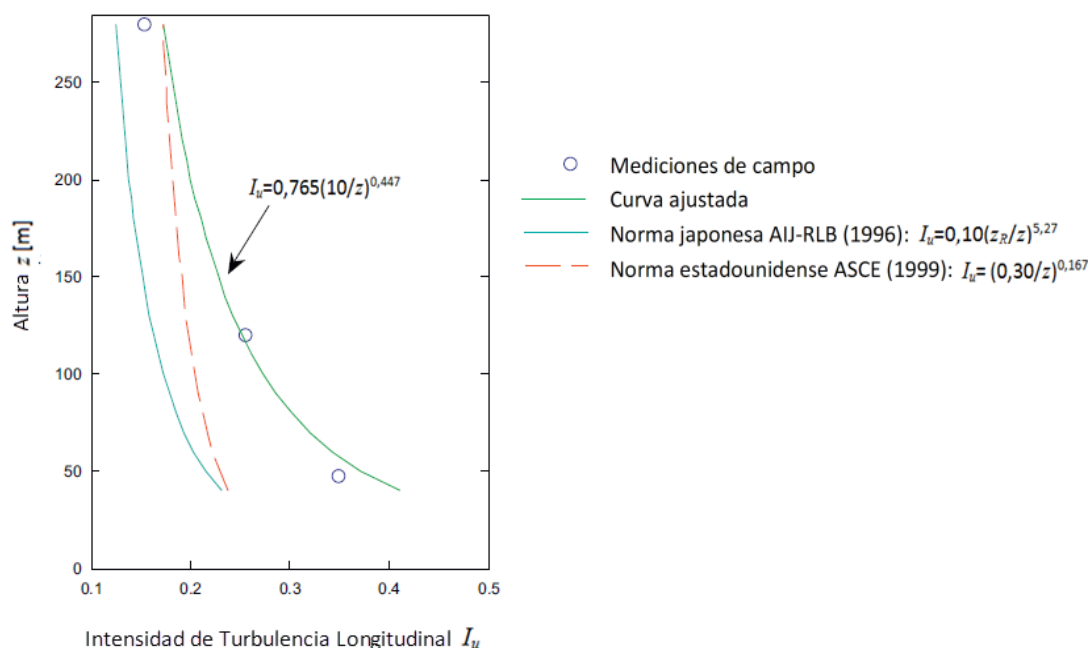


Fig. 3.9: Perfiles de Intensidad de Turbulencia Longitudinal. Adaptado de (Li, Lunhai, y Fei, 2010)

| REFERENCIA: | Harstveit y otros (1996) | Pichugina y otros (2008) | Choi y otros (2011) | Li y otros (2010) |
|------------------|--------------------------|--------------------------|---------------------|-------------------|
| TIPO DE TERRENO: | Montañoso | Llanura | Isla Montañoso | Ciudad |
| ALTURA [m] | <i>I</i> | <i>I</i> | <i>I</i> | <i>I</i> |
| 10 | 0,33 | 0,17 | | |
| 22 | | | 0,17-0,30 | |
| 47 | | | | 0,35 |
| 48 | 0,17 | | | |
| 50 | | | | |
| 120 | | | | 0,25 |
| 200 | | 0,02 | 0,12-0,27 | |
| 280 | | | | 0,15 |
| 300 | | | | |
| 1200 | | | 0,10 | |

Tabla 3.6: Valores de intensidad de turbulencia medidos a distintas alturas para distintos tipos de terreno.

3.5.2. Cálculo de la intensidad de turbulencia

En cada estación se calculó la intensidad de turbulencia representativa, determinando en particular este parámetro para velocidades de viento de 15 m/s, al igual que en la norma IEC 61400-1(2005), y de 25 m/s, que es la intensidad de viento a la cual se detiene el rotor. Utilizando un software se trazaron curvas indicando la variación de la intensidad de turbulencia con la velocidad del viento. Dichas curvas se compararon con las curvas estándar de la norma IEC 61400-1(2005).

Estación Auquenco:

En Auquenco el valor representativo de intensidad de turbulencia a 25 m/s es 0,13 a 10 m de altura y 0,12 a 30 m. Se observa en la figura 3.10 que las curvas obtenidas decrecen en función de la velocidad del viento más rápidamente que en las curvas estándar.

Estación Barrancas:

Para el cálculo de la intensidad de turbulencia la discontinuidad de los datos a 30 m de altura no representó un inconveniente ya que el software propio del sistema de medición calcula la velocidad media y el desvío estándar para cada intervalo de 10 minutos de registro de datos. Como se mencionó en el artículo 3.1, las curvas obtenidas para dicha altura están calculadas con un 40% de datos.

En esta estación el valor representativo de intensidad de turbulencia a 25 m/s es de 0,18 a 10 m y a 30 m. En la Figura 3.11 se muestra la variación de la intensidad de turbulencia respecto a la velocidad del viento en Barrancas.

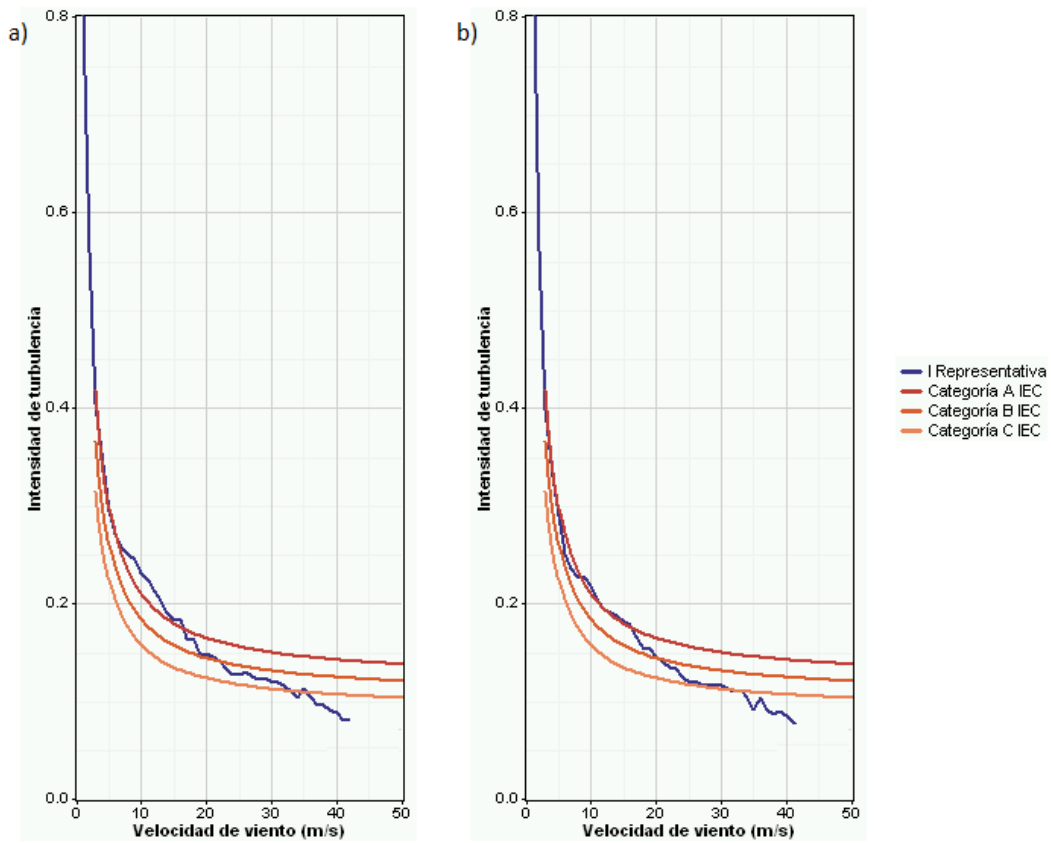


Fig. 3.10. Variación de la intensidad de turbulencia con la velocidad del viento en Auquenco a (a) 10 m de altura y (b) 30 m

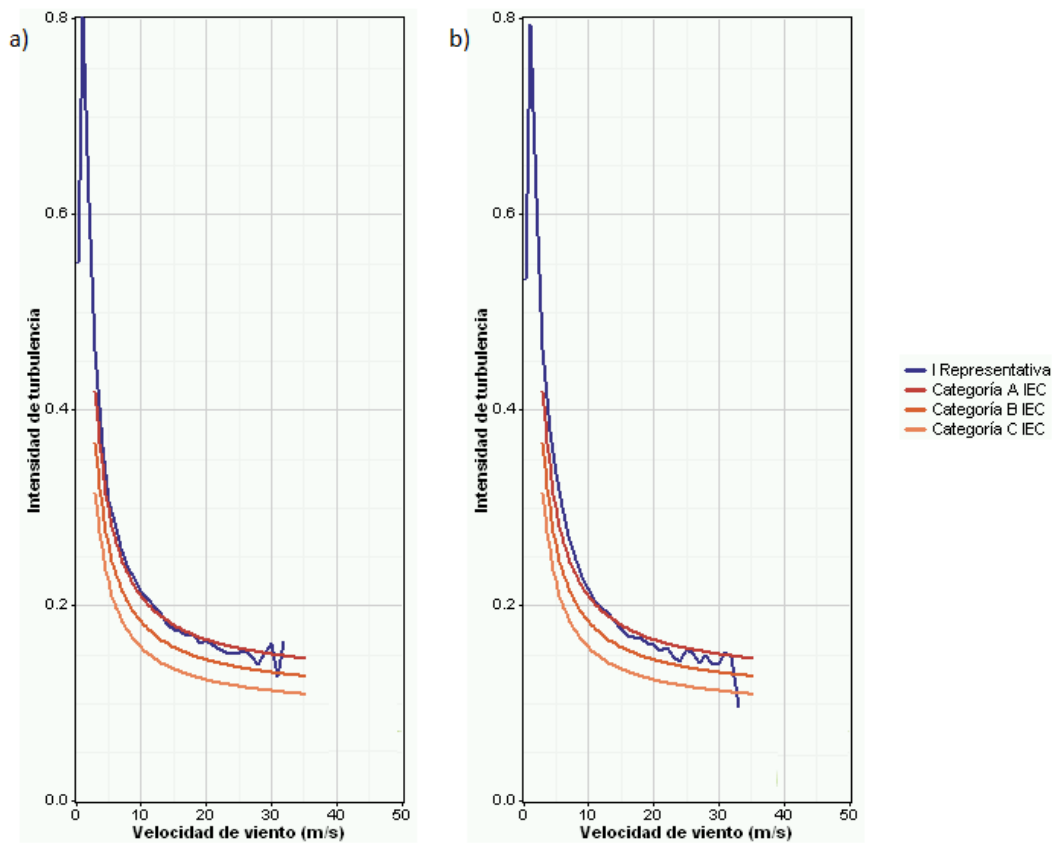


Fig. 3.11 Variación de la intensidad de turbulencia con la velocidad del viento en Barrancas a (a) 10 m de altura y (b) 30 m

Estación Chorriaca:

En Chorriaca el valor representativo a 25 m/s es de 0,18 a 10 m y 0,175 a 30 m. En la Figura 3.12 se muestra la variación de I respecto a la velocidad del viento para esta estación.

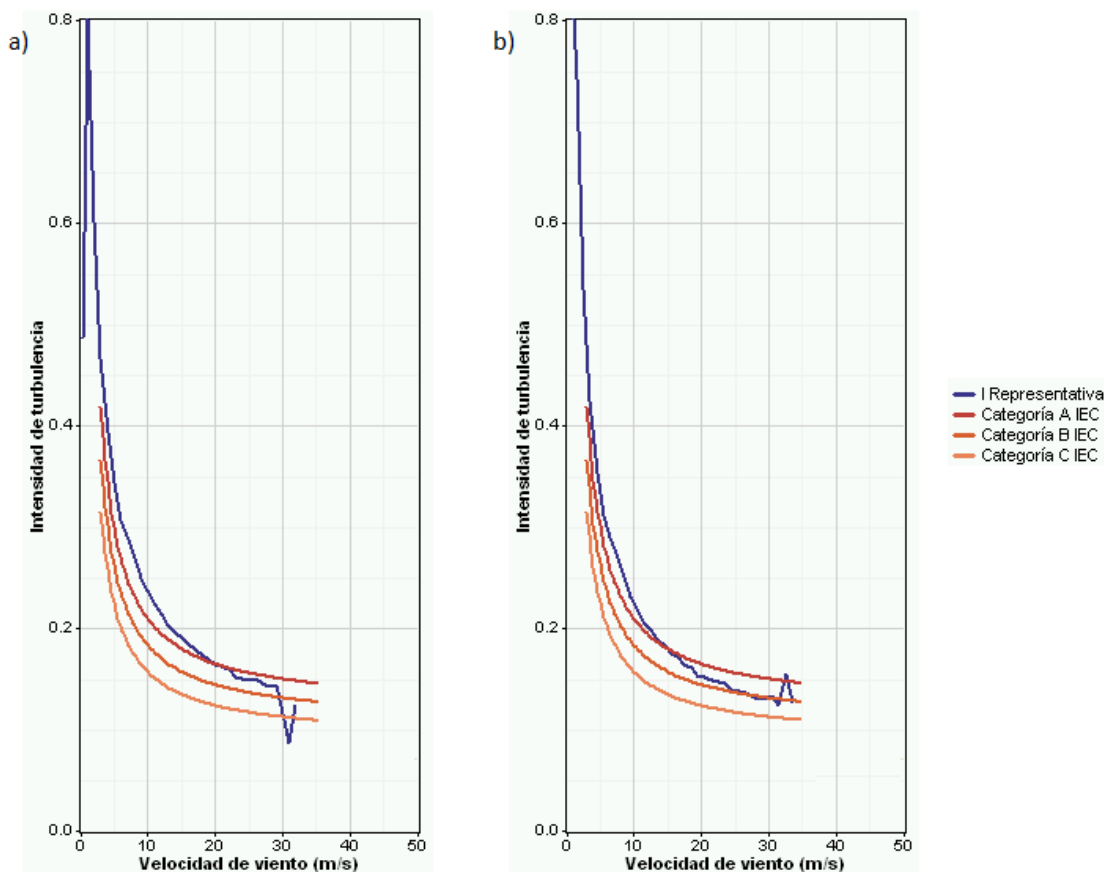


Fig. 3.12: Variación de la intensidad de turbulencia con la velocidad del viento en Chorriaca a (a) 10 m de altura y (b) 30 m

3.6. PERFIL DE VIENTO

La ley de potencia es una expresión matemática para la variación vertical de la velocidad de viento en la dirección principal del flujo. Su expresión es la siguiente:

$$V(z) = V(z_R) \left(\frac{z}{z_R} \right)^\alpha, \quad (3.7)$$

donde z es la altura, z_R es la altura de referencia sobre el suelo usada para ajustar el perfil, $V(z)$ es la velocidad del viento a la altura z , $V(z_R)$ es la velocidad del viento a la altura de referencia, y α es el exponente de la ley de potencia.

3.6.1. Determinación de la Ley de Potencia

Reemplazando en 3.7 los valores de velocidad promedio de viento medidos a 10 m y a 30 m, se calcularon los exponentes de la Ley de Potencia en las estaciones Auquinco y Chorriaca. Los resultados se muestran en la Tabla 3.3, junto a la velocidad media de viento para una altura de referencia $z_R = 30\text{m}$. Los perfiles de viento se grafican en la Figura 3.16.

| Lugar | Exponente alfa | Velocidad media [m/s] para $z_R = 30\text{ m}$ |
|-----------|----------------|--|
| Auquinco | 0,046 | 8,0 |
| Chorriaca | 0,042 | 6,6 |

Tabla 3.7: Exponente de la Ley de Potencia en la región de estudio

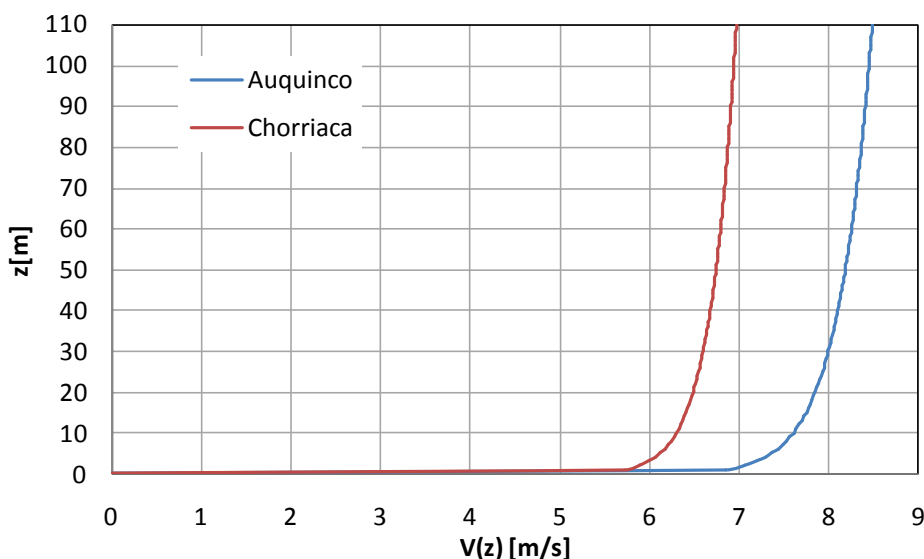


Fig. 3.16: Perfiles de Viento en la región en estudio.

3.7. VELOCIDAD E INTENSIDAD DE TURBULENCIA DE REFERENCIA

Los valores de velocidad y de la intensidad de turbulencia de referencia se utilizan en la norma IEC 61400-1(2005) para determinar, por medio de la Tabla 3.1, el tipo de turbina que puede instalarse en la zona de estudio. Esta clasificación condiciona el análisis de cargas y en consecuencia el diseño estructural de los componentes del aerogenerador.

3.7.1 Velocidad de referencia

La velocidad de referencia es en la norma mencionada la velocidad extrema promedio de 10 minutos con tasa de retorno de 50 años, medida en el centro del rotor.

Tomando la altura del centro del rotor del prototipo $z_{hub} = 80\text{ m}$ y reemplazando en (3.7) la velocidad de viento extremo a $z_R = 30\text{ m}$ de altura y el coeficiente de la ley de potencia obtenido en la estación Auquinco, se obtiene:

$$V_{ref} = 38,5 \frac{m}{s} \left(\frac{80}{30} \right)^{0,046} = 48,28 \frac{m}{s} , \quad (3.8)$$

mientras que para Chorriaca se tiene:

$$V_{ref} = 29,2 \frac{m}{s} \left(\frac{80}{30} \right)^{0,042} = 30,43 \frac{m}{s} , \quad (3.9)$$

Dado que la incertidumbre en los registros de Barrancas impidió un cálculo certero de la ley de potencia para esa estación, no se calculó la velocidad de referencia en la misma.

3.7.2 Intensidad de turbulencia de referencia

La norma IEC 61400-1 (2005), la define como el valor esperado de intensidad de turbulencia a la altura del centro del rotor, a una velocidad de 15 m/s, promediada cada 10 minutos. En las mediciones realizadas se cuenta con el valor de I a 10 y 30 m de altura, no así a la altura del centro del rotor. Teniendo en cuenta que este parámetro de viento disminuye con la altura al suelo y considerando las curvas de intensidad de turbulencia obtenidas en el Art. 3.5.2., se estima que a 80 m de altura y velocidad de viento de 15 m/s la intensidad de turbulencia será menor a 0,18 en los emplazamientos estudiados.

CAPÍTULO 4

LAS TORRES DE LOS AEROGENERADORES

La torre es la estructura que sostiene a la turbina eólica, transfiriendo a la fundación las cargas de la góndola y del rotor. Debido a sus dimensiones, determina la apariencia estética del aerogenerador. En costos, representa el 20% del mismo. Por estos motivos es esencial seleccionar la geometría y el material más conveniente a cada caso.

4.1. PARÁMETROS DE DISEÑO

En el diseño estructural de la torre deben tenerse en cuenta la altura necesaria, la resistencia, la rigidez, el impacto ambiental, la factibilidad de construcción y la permanencia de la estructura. Además, debe contemplarse la normativa correspondiente.

Los requerimientos técnicos pueden satisfacerse de muchas maneras, pero el diseño será óptimo cuando se verifiquen todas las condiciones necesarias al menor costo.

Si bien puede considerarse a la torre como una estructura aislada, para el cálculo de la misma es necesario conocer el funcionamiento del aerogenerador en su totalidad. (Haus, 2005).

4.1.1. Altura

La altura de la torre depende de la potencia que se requiera extraer de la turbina. La potencia extraíble aumenta con el perfil del viento, el lugar de emplazamiento y con el área barrida por el rotor.

La tendencia en la industria eólica es aumentar la potencia extraíble de la turbina y en consecuencia las torres son cada vez más grandes. La Figura 4.1. muestra la evolución en el tiempo de la potencia, la altura de torre y el diámetro del rotor de los aerogeneradores.

A mayor altura aumenta la potencia extraíble del viento a expensas de mayores costos y dificultades para el transporte, ensamblaje y mantenimiento de la torre.

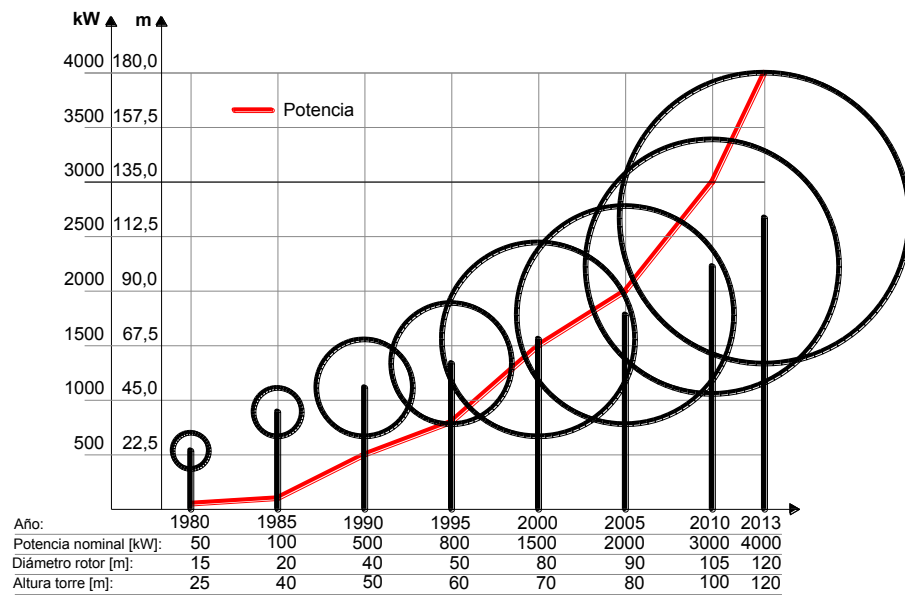


Fig.4.1: Evolución histórica del tamaño y potencia de los aerogeneradores

4.1.2. Resistencia

Los estados de carga a los que se encuentran expuestas las torres de los aerogeneradores son complejos y resultan de la combinación de cargas estáticas, dinámicas y aerodinámicas.

La torre debe resistir su propio peso, el peso de la góndola y el rotor, cargas eólicas estáticas y dinámicas y las cargas aerodinámicas provenientes del movimiento del rotor.

El sistema de fuerzas y momentos transmitido por el rotor a la torre tiene las siguientes componentes que se ilustran en la Figura 4.2:

- Fuerza debida a la resistencia en todo el disco.
- Fuerza fluctuante debida a una distribución no uniforme de la velocidad del viento en la capa límite atmosférica.
- Fuerza de guiñada: depende de la distribución no uniforme de las velocidades del viento, del desbalanceo del motor, del mecanismo de transmisión y de la desviación de la velocidad del viento.
- Fuerzas verticales: dependen principalmente de la masa del rotor, del mecanismo de transmisión y del desbalanceo del rotor.
- Fuerzas giroscópicas: aparecen cuando se hace girar al rotor en funcionamiento alrededor de un eje vertical.
- Momento torsor: depende de la potencia y el área del rotor.

- Momento de cabeceo: puede ser causado por la distribución no uniforme de las velocidades del viento, por las fuerzas giroscópicas o por la fuerza gravitatoria.
- Momento de guiñada: puede desarrollarse por causa de la fricción

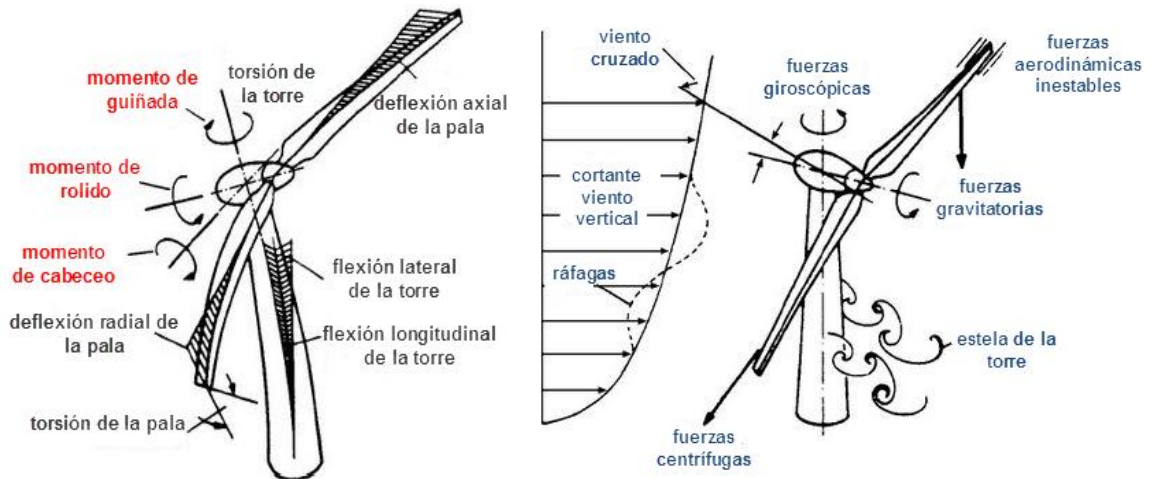


Fig.4.2: Sistema de fuerzas y momentos transmitidos por el rotor a la torre. (Haus, 2005)

El empuje del rotor es distinto según su sistema de control. En turbinas con control de paso de pala el empuje es máximo a la velocidad nominal de viento, cuando el rotor alcanza la velocidad de giro máxima. En turbinas con control aerodinámico pasivo, las mayores fuerzas de empuje se presentan para velocidades de viento superiores a la nominal. Otro caso de carga que se debe considerar en el diseño de la torre es la de viento extremo que actúa con el rotor detenido y puede superar a las anteriores.

El material de las torres, principalmente en torres esbeltas, puede verse sometido a procesos de fatiga. Estos son ocasionados por las cargas dinámicas provenientes del rotor y por la respuesta vibratoria de la torre a las cargas de viento.

En torres tubulares de paredes delgadas con baja frecuencia de flexión natural, el fenómeno de pandeo es determinante para el espesor de pared requerido.

En el análisis estructural deben considerarse estados de carga correspondientes a condiciones normales y extremas de funcionamiento del aerogenerador. Esto implica calcular solicitaciones con el rotor funcionando y también con el rotor detenido.

Para la elaboración de la matriz de combinaciones de cargas, la norma IEC 61-400 (International Electrotechnical Commission, 2005) define:

- *Modo normal de operación + condiciones externas normales.*
- *Modo normal de operación + condiciones externas extremas.*
- *Modo de falla de operación + condiciones externas apropiadas.*

4.1.3. Rigidez

La torre debe ser capaz de resistir esfuerzos sin manifestar grandes deformaciones o desplazamientos. Las rigideces dependen de la sección transversal, de la longitud y de los materiales. Estos factores deben combinarse en un diseño que asegure que las deformaciones por flexión, compresión, torsión y corte no comprometan el funcionamiento de la estructura. En este proceso de selección de materiales y formas debe lograrse, además, una frecuencia natural que garantice el buen comportamiento vibratorio de la torre.

Un diseño rígido es más seguro, pero requiere mucha masa y por lo tanto aumenta los costos y las dificultades de transporte y montaje.

4.1.4. Factibilidad de construcción

La elección de una tipología de torre debe considerar los métodos constructivos y de ensamblaje disponibles, el costo y las posibilidades de transporte. Debe tenerse en cuenta la accesibilidad al parque, el clima del lugar y la disponibilidad de mano de obra. La complejidad del transporte y la instalación aumentan a mayor altura del buje. Si se trata de torres para turbinas Multi-MW, debe preverse el acceso al predio de grúas de gran tamaño para su montaje.

En las torres tubulares el tamaño de los segmentos está acotado por la factibilidad de su transporte, siendo los valores máximos típicos de 4,3 m de diámetro, 60 t de peso y aproximadamente 25 m de longitud.

Para torres tubulares de acero el espesor máximo está acotado a 40 mm, dado que el equipamiento estándar de rolado no permite láminas de mayor calibre. Por otro lado, las propiedades mecánicas del acero limitan su longitud. Para longitudes mayores a 80 m el costo y dificultad de ensamblaje no son convenientes.

Si se elige una torre reticulada el factor determinante es el impacto visual.

En las torres de hormigón, si se hormigona in situ, la calidad de la estructura depende de la tecnología de los encofrados y las condiciones meteorológicas influyen más que cuando se utiliza hormigones prefabricados.

4.1.5. Impacto ambiental

La torre produce una alteración en el paisaje generando un impacto visual en la línea del horizonte. Para minimizar este impacto, se busca mimetizar la torre con el entorno a través de su forma y colores (Figura 4.3). Debe tenerse en cuenta el área de influencia visual que depende de las dimensiones del parque eólico y de la cantidad de aerogeneradores instalados. También debe cuidarse que las sombras proyectadas por la torre no afecten a la flora, fauna o actividades humanas que se desarrollen en el entorno del parque.

El peso y el diseño estructural de la torre determinan la profundidad y superficie necesaria de fundación, que afecta directamente al subsuelo.

Otro factor a tener en cuenta es el transporte y ensamblaje, en cuanto al requerimiento de movimiento de suelos, tala de árboles, modificación de cauces, etc.



Fig.4.3: Torre con diseño que reduce el impacto visual (ENERCON, 2009)

4.1.6. Normativa aplicable

El estándar internacional que rige el cálculo de todos los elementos de un aerogenerador es el conjunto de normas IEC 61-400:2005. En la primera de estas normas (*Parte 1: Requerimientos de Diseño*) se especifican las cargas a tener en cuenta y se remite el análisis estructural a la norma ISO 2394:1998 (*Principios Generales de Confiabilidad para Estructuras*). También se establece como requisito el cumplimiento de la ISO 4354:1997 (*Acciones del Viento sobre las Estructuras*).

La sociedad alemana de clasificación Germanischer Lloyd cuenta con normas para el cálculo de aerogeneradores que son también utilizadas a nivel mundial. Las mismas son más conservativas que las normas IEC (Schleesselmann, 2006).

Algunos países tienen su propia normativa. En Argentina, no hay un reglamento específico para el cálculo de aerogeneradores, y hasta ahora no existe consenso sobre la normativa a utilizar. Los aerogeneradores importados responden a las normas de sus países de origen. De acuerdo al Instituto Nacional de Tecnología Industrial, en el caso de torres reticuladas de acero podrían aplicarse los reglamentos CIRSOC 301: "*Proyecto, Cálculo y Ejecución de Estructuras de Acero para Edificios*" y CIRSOC 306: "*Estructuras de Acero para*

Antenas". Otras tipologías de torres no están contempladas en el cuerpo reglamentario argentino. Para el caso de torres de hormigón podría tomarse como base el CIRSOC 201: "Proyecto, Cálculo y Ejecución de Estructuras de Hormigón Armado y Pretensado". (Parmigiani & Aragno, 2012).

4.1.7. Permanencia

Las condiciones de diseño deben cumplirse durante toda la vida útil de la torre. La norma IEC 61-400:2005 fija como vida útil de los aerogeneradores un período de 20 años.

4.2. TIPOS DE TORRES

Los materiales más utilizados son acero y hormigón. La variedad de diseños comprende torres reticuladas, tubulares de acero troncocónicas o cilíndricas, de hormigón con distintas secciones transversales, y torres híbridas que combinan algunas de las tipologías mencionadas.

4.2.1. Torres reticuladas

Se fabrican con perfiles de acero soldados. Tienen un alto impacto visual, por lo que se utilizan en aerogeneradores de baja potencia o en sitios aislados. Su costo es menor que el de las torres tubulares. Si son muy altas, presentan como desventaja el tiempo de montaje y la dificultad de mantenimiento (Figura 4.4).



Fig. 4.4: Torres reticuladas. (Buster, 2009)

4.2.2. Torres con riendas

Las riendas se utilizan en aerogeneradores de baja potencia para rigidizar torres de gran esbeltez, dando como resultado un conjunto estructural liviano y económico. Permiten abatir la torre para bajar el aerogenerador a nivel del suelo y realizar tareas de mantenimiento. Este tipo de torre es fácil de montar y puede instalarse tanto en terrenos planos como irregulares. Tienen la desventaja de inutilizar el espacio alrededor del mástil, por lo que su emplazamiento más apropiado es en zonas aisladas no agrícolas. (Escudero Lopez, 2008). La fotografía de la Figura 4.5 muestra una de estas torres.



Fig. 4.5: Torre con riendas (Wind Turbine Towers)

4.2.3. Torres tubulares de acero

Están compuestas por tramos prefabricados de acero que cuentan con bridas en cada uno de los extremos, abulonadas in situ. Las torres se diseñan con diámetro y espesor creciente hacia la base para obtener mayor rigidez en parte inferior, más flexibilidad en el tramo superior y optimización del material. Algunas poseen todos sus tramos troncocónicos y otras combinan tramos cilíndricos y cónicos.

La fabricación de estas torres consta de los procedimientos que se ilustran en la Figura 4.6:

- I. Recepción y control de calidad de las planchas de acero: los cilindros que componen la torre de un aerogenerador parten de unas láminas de chapa oxicortada e imprimada.
- II. Curvado: estas láminas son introducidas en una máquina con grandes rodillos que van conformando las virolas.
- III. Soldado: las virolas se sueldan por arco sumergido hasta formar secciones de diferente longitud.

- IV. Granallado, pintado y secado: la estructura se introduce en un túnel de pintado y secado. Terminada la torre en chapa, se procede al tratamiento superficial, que consiste en un granallado y un recubrimiento de pintura.
- V. Ensamblaje de elementos auxiliares: una vez que la torre está seca se procede al montaje de todos los elementos de servicio, tales como plataformas y escaleras. (Diseño y Fabricación, 2010)

Siemens ha diseñado y ha estado utilizando desde 2012 cáscaras de acero abulonadas para altas torres. Estas se construyen de un total de 14 a 18 segmentos que son abulonados, permitiendo que los segmentos individuales puedan ser enviados por barco por separado para reducir costos de transporte. Estos segmentos más pequeños son también más baratos de construir y se pueden producir en grandes volúmenes (Priebe, 2012).

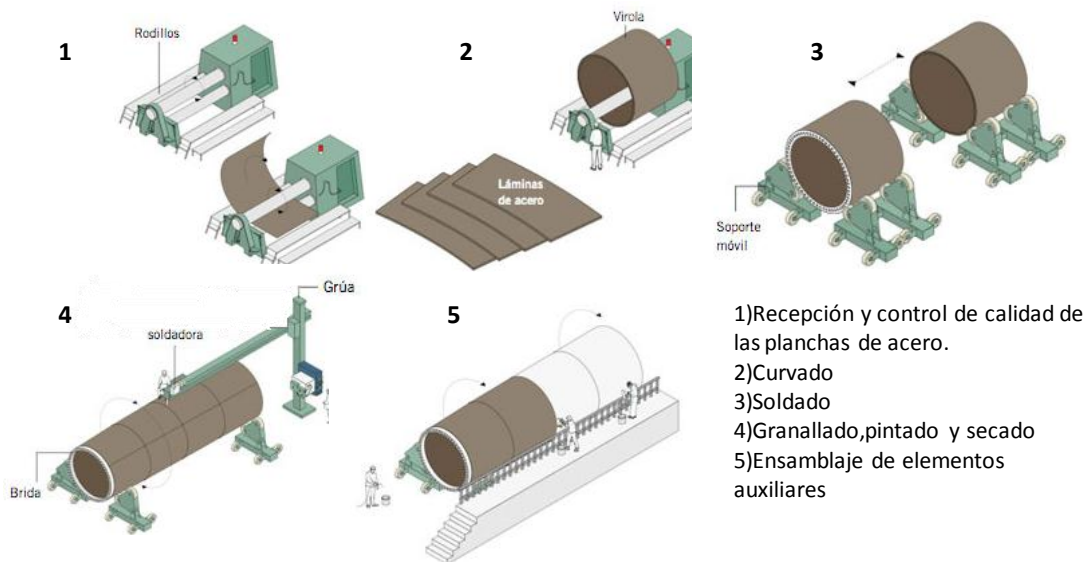


Fig. 4.6: Proceso de fabricación de las torres tubulares de acero. (Diseño y Fabricación, 2010)

4.2.4. Torres de hormigón

Utilizando hormigones prefabricados de alta resistencia permiten alcanzar alturas mayores a 80 m. Sus ventajas son: la libertad de geometría que da mayor control de su frecuencia natural y respuesta dinámica; la amortiguación del ruido; su gran durabilidad; y el poco mantenimiento necesario. Respecto a torres metálicas equivalentes, al tener mayor peso son más estables. Esta característica hace que requieran menos inversión en las fundaciones y además reducen las sollicitaciones de fatiga en los equipos, contribuyendo a una mayor vida útil de los mismos. (Torres de Hormigón para Aerogeneradores Multimegavatio, 2009)

Cuando las dimensiones de la estructura imposibilitan el traslado de los segmentos prefabricados, se recurre al hormigonado in situ. Al ser este un procedimiento más artesanal, cuenta con mayores incertidumbres constructivas y tiempos de ejecución. Generalmente sólo

se hormigona in situ la parte inferior de la torre, dado que no es una opción económicamente favorable.

La desventaja que puede presentar el hormigón es el debilitamiento y disminución de rigidez debido a variaciones de temperatura. Estas cargas térmicas deben incluirse en el cálculo estructural. (Harte & Van Zijl, 2007). En la Figura 4.7 se muestra el montaje de una torre de hormigón prefabricado.

4.2.5. Torres híbridas

Consisten en un tramo inferior de hormigón al que se acopla una estructura metálica. La combinación de materiales logra rigidez en la base de la torre y más flexibilidad en la parte superior. Generalmente se utilizan hormigones premoldeados de alta resistencia y secciones tubulares de acero. (Figura 4.8).

La sección transversal puede ser de distintas formas: cilíndrica, triangular, octogonal o en forma de cruz. Estas torres permiten alcanzar longitudes mayores a 100 m y logran frecuencias naturales que evitan la resonancia con la frecuencia del viento. Construyendo la torre parcialmente de hormigón se reducen los costos de transporte, construcción e instalación. (Priebe, 2012)

Malcom (2004) estudió otros tipos de torres híbridas, combinando secciones tubulares de acero con reticulados y tensores de acero.



Fig. 4.7: Montaje de torres prefabricadas de hormigón (Torres de Hormigón para Aerogeneradores Multimegavatio, 2009)



Fig. 4.8: Torre híbrida. (Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico, 2013)

4.2.6. Torres de madera

Estas torres comenzaron a construirse en 2008 en Alemania y el primer prototipo se instaló en 2012. Se construyen con paneles laminados de pino spruce de 30 cm de espesor, 1,18m a 2,95 m de ancho, y 3,75 m a 15 m de longitud. Los paneles se impermeabilizan en fábrica y se ensamblan in-situ. Estos tableros caben en transportes convencionales, lo que reduce los costos. Las torres son tubulares con sección transversal hexagonal, octagonal o dodecagonal. (Figura 4.9). El diseño permite aumentar el tamaño del tramo inferior de la torre, y alcanzar alturas de 140 m.

La vida útil de estas torres es de 40 años. Pueden desmantelarse y reciclarse fácilmente.

La producción de madera se realiza en forma ecológica, manteniendo constante la plantación. (Giebel, 2012)

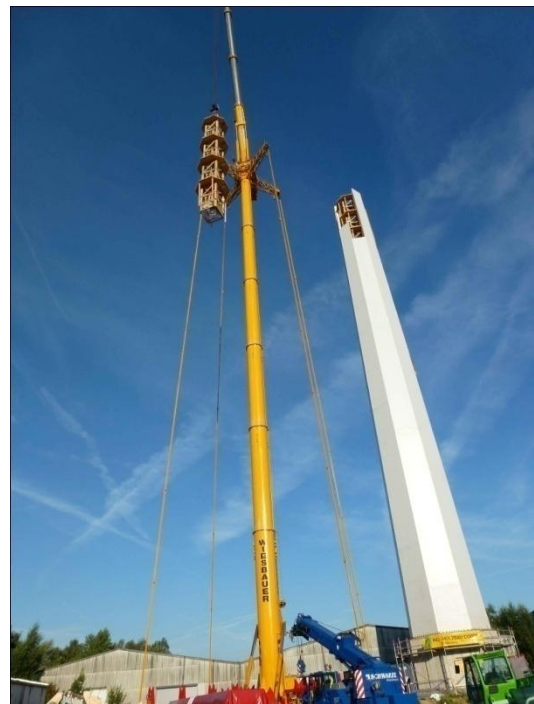


Fig. 4.9: Ensamblaje de una torre de madera (TimberTower GmbH)

4.3. FRECUENCIAS NATURALES EN TORRES DE ACERO TUBULARES TRONCOCÓNICAS DE TURBINAS MULTI-MW

Las frecuencias naturales de vibración de cualquier sistema estructural caracterizan su comportamiento y son función de su masa, rigidez y amortiguamiento. Si el sistema es solicitado por una carga dinámica que actúe a una frecuencia característica cercana a una de sus frecuencias naturales la amplitud de las vibraciones resultantes crece de forma exponencial pudiendo llegar a producir el colapso de la estructura.

Las torres de acero tubulares troncocónicas de turbinas Multi-MW son susceptibles a resonancia a la primera frecuencia natural. Esto se debe a que están sometidas a altas cargas dinámicas y fenómenos aeroelásticos provenientes del viento y del rotor y tienen bajo amortiguamiento. La tendencia en la industria eólica de construir aerogeneradores cada vez más potentes agrava la situación dado que origina el aumento de la altura y esbeltez de las torres.

Azanza Ladrón y Pintor Borobia (2003), modelizaron con elementos finitos una turbina IT 60/1300 con torre de 60 metros de altura y 1300 kW de potencia y obtuvieron los primeros modos y frecuencias naturales de dicha turbina. (Figura 4.10). Asimismo Gálvez Román (2005) modelizó una torre de acero tubular troncocónica de 75 m de altura y determinó la frecuencia natural para distintos espesores. En la Tabla 4.1 se indican los resultados obtenidos en el mencionado trabajo.

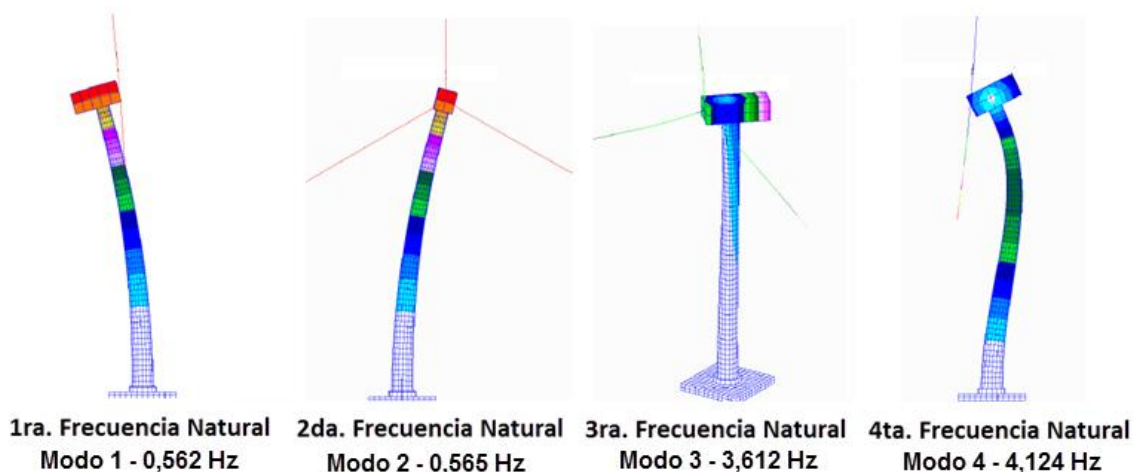


Fig. 4.10: Modos y frecuencias naturales de la torre del aerogenerador IT 60/1300. Adaptado de Azanza Ladrón y Pintor Borobia (2003).

| ALTURA [m] | DIÁMETRO SUPERIOR [m] | DIÁMETRO INFERIOR [m] | ESPELOR [mm] | 1ª FRECUENCIA NATURAL [Hz] |
|------------|-----------------------|-----------------------|--------------|----------------------------|
| 75 | 2,25 | 4,00 | 20 | 0,6417 |
| 75 | 2,30 | 7,00 | 35 | 0,7755 |
| 75 | 2,70 | 7,00 | 35 | 1,1974 |
| 75 | 3,00 | 7,00 | 50 | 1,2149 |
| 75 | 3,50 | 8,00 | 55 | 1,3630 |
| 75 | 3,50 | 8,50 | 55 | 1,4554 |

Tabla 4.1. Frecuencias naturales simuladas para una torre troncocónica de 75 m según el espesor de la misma.

Para las torres estándar los valores de las frecuencias naturales son provistos por sus fabricantes. Por ejemplo en la Tablas 4.2 se muestran las frecuencias naturales de las torres de las turbinas Vestas V66 de 1,65 MW, y V80 de 2MW.

En síntesis, puede indicarse que las torres de acero tubulares troncocónicas de turbinas eólicas Multi-MW tienen frecuencias naturales entre 0,26 Hz y los 4,124 Hz. Por lo tanto si el viento induce cargas dinámicas en este rango de frecuencias pueden aparecer problemas de excitación dinámica que conduzcan a la resonancia.

| ALTURA [m] | 1ª FRECUENCIA NATURAL [Hz] | |
|------------|----------------------------|-------------------|
| | Vestas V66 – 1,65 MW | Vestas V80 – 2 MW |
| 60 | 0,45 | 0,42 |
| 67 | 0,41 | 0,39 |
| 78 | 0,37 | 0,34 |
| 100 | - | 0,26 |

Tabla 4.2. Frecuencias naturales de las torres de las turbinas eólicas Vestas V66 – 1.65 MW y Vestas V80 – 2 MW. Adaptado de Galvéz Román (2005).

Para ilustrar la distinta respuesta dinámica que puede obtenerse variando las condiciones formales y materiales de las torres en la Figura 4.11 se presentan los resultados de un estudio realizado en Alemania sobre la turbina experimental WKA-60.

Se observa principalmente que con hormigón se logran mayores frecuencias fundamentales. Entre las opciones de diseño en acero y sección tubular se aprecia un aumento en la frecuencia fundamental rigidizando el tramo inferior, ya sea con riendas o aumentando la sección transversal. Las torres reticuladas resultan más rígidas, con frecuencias fundamentales cercanas a las de hormigón prefabricadas pretensadas.

| Turbina Eólica: Rotor: 3 palas Diámetro: 60m Velocidad del rotor: 23 rpm Peso en el extremo superior de la torre: 180t Altura del buje: 50m Altura de la torre:46,6m | ACERO | | | | | HORMIGÓN | | |
|--|-------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------|--------------------------------|-----------|------------|
| | CILÍNDRICA | CILÍNDRICA CON BASE CÓNICA | CÓNICA | CÓNICA CON RIENDAS | RETICULADA | PREFABRICADA PRETENSADA | REFORZADA | PRETENSADA |
| Frecuencia del primer modo de flexión [Hz] | 0,567 | 0,577 | 0,570 | 0,551 | 0,60 | 0,65 | 0,941 | 0,947 |
| Múltiplo de la velocidad nominal del rotor [P] | 148 | 151 | 149 | 144 | 157 | 170 | 245 | 247 |
| Diámetro superior [m] | 35 | 35 | 35 | 25 | 35 | 35 | 35 | 35 |
| Diámetro inferior [m] | 35 | 7,1 | 4,4 | 25 | 11,6 | 35 | 8,4 | 5,5 |
| Espesor de la pared [mm] | 55 +15 Variable por tramos | 25/15 Variable por tramos | 30/15 Variable por tramos | 20/15 Variable por tramos | 16/10 | 520/250 Variable por tramos | 300 | 300 |
| Peso: | | | | | | | | |
| Torre [t] | 150 | 120 | 111 | 40 | 110 | 465 | 485 | 477 |
| Equipamiento [t] | 22 | 22,5 | 22,8 | 20 | 22,5 | 21 | 22,5 | 22,5 |
| Total [t] | 172 | 142,5 | 133,8 | 60 +riendas | ca. 120 | 486 | 507,5 | 499,5 |

Fig.4.11: Comparación de distintos diseños de torres de acero y hormigón para la turbina experimental WKA-60, de potencia nominal 1,2 MW.(Haus, 2005)

4.4. LAS TORRES DE LOS PARQUES EÓLICOS ARGENTINOS

En el país hay algunas empresas que fabrican de torres de acero, como N.R.G. Patagonia, I.M.P.S.A. Wind y RI Calviño. Esta industria es reciente y el rubro está muy diversificado. Para el cálculo de la estructura, algunos fabricantes contratan estudios de ingeniería europeos o norteamericanos, lo que podría indicar falta de comunicación entre los ámbitos académico e industrial del país. Esto no sucede en todos los casos, ya que otras empresas están desarrollando métodos para el cálculo de las torres sujetas a los estados de carga que pueden presentarse en los lugares de emplazamiento de los parques (Alberro, 2010).

En los parques eólicos argentinos la potencia de los aerogeneradores no supera los 3 MW. Las torres instaladas son tubulares de acero. En algunos casos están formadas por segmentos cónicos y en otros por cónicos combinados con cilíndricos. Las uniones son abulonadas y las fundaciones de hormigón armado de resistencia H35 y H25. En los parques anteriores al GENREN, pertenecientes a cooperativas eléctricas locales, las torres fueron importadas junto con las turbinas. A la fecha no se han detectado fallas estructurales en torres.

En la localidad de El Cuy, provincia de Río Negro, puede observarse un aerogenerador cuya torre colapsó unos meses después de su puesta marcha (Figura 4.11). El aerogenerador fue instalado por el gobierno provincial en la década del 80 para proveer energía a la localidad. Si bien no se han realizado pericias sobre el mismo, de acuerdo a una entrevista realizada al personal de la empresa proveedora de energía eléctrica, la falla se produjo por errores en el montaje y por falta de mantenimiento. (Avila, 2011).



Fig. 4.11: Torre colapsada en El Cuy, provincia de Río Negro.

CAPÍTULO 5

REGIMEN DE FLUJO EN ESTRUCTURAS CILÍNDRICAS CIRCULARES

El viento puede inducir oscilaciones en la torre, que a su vez modifican el patrón de flujo alrededor de la estructura. Esta interacción aeroelástica es capaz de provocar inestabilidades aerodinámicas que pongan en riesgo la integridad estructural. Aún con velocidades de viento moderadas pueden generarse grandes oscilaciones en la estructura, sometiéndola a un elevado número de ciclos de carga fatigando al material. La fatiga puede provocar el colapso de la estructura antes de que ésta llegue a alcanzar su carga última. Por este motivo el cálculo estructural debe contar con una descripción realista del régimen de flujo. La caracterización de las estelas de estructuras cilíndricas circulares sirve de base para la comprensión del comportamiento de flujo alrededor de la torre en estudio.

5.1. ANTECEDENTES

El flujo alrededor de una estructura cilíndrica circular constituye el problema canónico de flujo alrededor de cuerpos no aerodinámicos. Esto se debe de que a pesar de su simplicidad geométrica, está asociado a muchos fenómenos dinámicos de interés práctico en la ingeniería estructural. Sus aspectos más relevantes pueden ser obtenidos de las revisiones realizadas por Williamson (1996), Zdravkovich (1997), (2003), y Williamson y Govardhan (2008).

La importancia de las vibraciones inducidas por vórtices (VIV) en cilindros circulares rectos, ha generado una gran cantidad de investigaciones, que pueden encontrarse en las revisiones de Sarpkaya (1979), Griffin y Ramberg (1982), Bearman (1984), Parkinson (1972), (1989), Gabbai y Benaroya (2005), y en los libros de Blevins (1990), Naudascher & Rockwell (1993), y Sumer y Fredsoze (1997). La mayoría de las publicaciones son sobre vibraciones en cilindros circulares a números de Reynolds $< 10^4$. Hay muy pocos reportes para números de Reynolds mayores, entre los que cabe destacar los realizados por Blevins y Coughran (2009) y Allen y Henning (2001).

Gaster (1969), realizó los primeros experimentos en la estela de un cilindro cónico ubicado fijo en un flujo uniforme. Su trabajo fue continuado Papangelou (1992), Piccirillo y Van Atta (1993), y Hsiao y Chiang (1998). Vallès y otros (2002) reprodujeron con simulación en computadora el desprendimiento laminar de vórtices detrás de un cilindro linealmente cónico que fue observado experimentalmente por Piccirillo y Van Atta (1993). Muchos estudios han usado simulación numérica directa para entender el desprendimiento de vórtices detrás de cilindros linealmente cónicos a bajo Re: (Narasimhamurthy y otros, 2009; Parnaudeau y otros, 2007; Provansal y Monkewitz, 2006) y otros como Visscher y otros (2011) utilizaron velocimetría por imágenes de partículas estereoscópicas.

5.2. DESPRENDIMIENTO DE VÓRTICES

El origen de las oscilaciones excitadas por vórtices reside en los mecanismos de formación y desprendimiento de vórtices. A pesar de numerosas investigaciones, estos

mecanismos todavía no están totalmente definidos, aún para cilindros de sección constante, especialmente a alto Re .

5.2.1. Mecánica del desprendimiento

Como la sección transversal no es aerodinámica, el fluido se separa de la estructura en dos puntos de su superficie, formando una estela aguas abajo. La posición de los puntos depende de la rugosidad de la superficie, de la turbulencia del flujo y del número de Reynolds. Desde los puntos de separación se desprenden alternadamente vórtices creando una calle de vórtices de von Kármán (von Kármán, 1911)(Figura 5.1). Revisiones de investigaciones sobre calles de von Kármán se dan en Berger y Wille (1972) y en Bearman (1984).

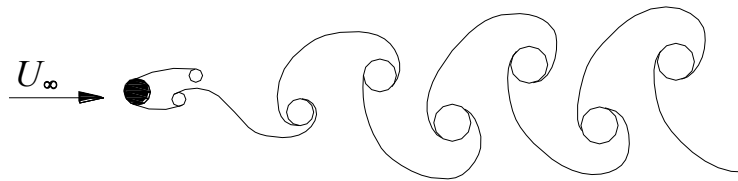


Fig. 5.1: Calle de vórtices de von Kármán

El tamaño de los vórtices dominantes es similar al tamaño del cuerpo (Meseguer Ruiz, Perales Perales, Sanz Andrés, & Pindado Carrión, 2000). Los vórtices inician su carrera rotando hacia arriba en el punto de separación y luego son arrastrados aguas abajo hasta que se rompen por la turbulencia o se autodisipan.

Bloor y Gerrard (1966) obtuvieron la circulación de vórtices turbulentos en estelas de cilindros estacionarios a $Re = 2000$ a 16000 . Gerrard (1966), postuló que un vórtice en formación es alimentado por circulación desde las capas de corte desprendidas hasta que es lo suficiente fuerte para comenzar a enrollarse hacia la capa de corte opuesta a través de la estela. El acercamiento de vorticidad de signo opuesto, impide mayor circulación al vórtice en crecimiento, que es desprendido y se mueve aguas abajo. Este proceso continua a una particular frecuencia para formar una calle de vórtices detrás de un cuerpo no aerodinámico.

5.2.2. Variación del flujo en la estela con el número de Reynolds

El fenómeno del desprendimiento de vórtices depende del número de Reynolds. Está bien definido y organizado en los rangos subcrítico ($Re < 3 \times 10^5$), y poscrítico ($Re > 3 \times 10^6$). En el rango crítico, ($3 \times 10^5 < Re < 3 \times 10^6$) el desprendimiento se atenúa y es irregular, a menos que la amplitud de la oscilación de la estructura sea lo suficientemente grande como para reorganizar la estela (Blevins, 2001). En la Tabla 5.1 se muestran las características del desprendimiento en función del número de Reynolds.




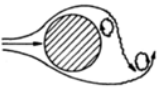


| | | | |
|----|---|--|--|
| a) |  | $Re < 5$ | El flujo permanece pegado a la estructura. |
| b) |  | $15 < Re < 40$ | Aparece un par fijo de vórtices de Föppl en la estela. |
| c) |  | $40 < Re < 150$ | La calle de vórtices es laminar. |
| d) |  | $150 < Re < 300$ | Transición a turbulencia en vórtices. |
| e) | | $300 < Re < 3 \times 10^5$ | La calle de vórtices es totalmente turbulenta. |
| f) |  | $3 \times 10^5 < Re < 3,5 \times 10^6$ | La capa laminar ha pasado la transición turbulenta y la estela es más angosta y desorganizada. |
| g) |  | $Re > 3,5 \times 10^6$ | Restablecimiento de la calle de vórtices turbulenta. |

Tabla 5.1: Variación del flujo en la estela con el número de Reynolds. Adaptado de (Lienhard, 1966)

5.2.3. Frecuencia de desprendimiento

La frecuencia de desprendimiento depende de la forma y tamaño del cuerpo, de la velocidad y turbulencia del flujo, y de la rugosidad de la superficie.

El parámetro adimensional que define la frecuencia dominante del desprendimiento alternado de vórtices de la estela de un cuerpo como es el número de Strouhal **St**, definido como:

$$St = \frac{f_s D}{U_\infty} \quad (\text{Strouhal, 1878}), \quad (5.1)$$

donde f_s es la frecuencia de desprendimiento de vórtices en uno de los lados del obstáculo, D es el diámetro del cilindro, y U_∞ es la velocidad de la corriente incidente.

En secciones cilíndricas circulares el número de Strouhal varía entre $0,15 < St < 0,25$. (Roshko, 1954). La relación entre el número de Reynolds y el número de Strouhal puede verse en la Figura 5.2.

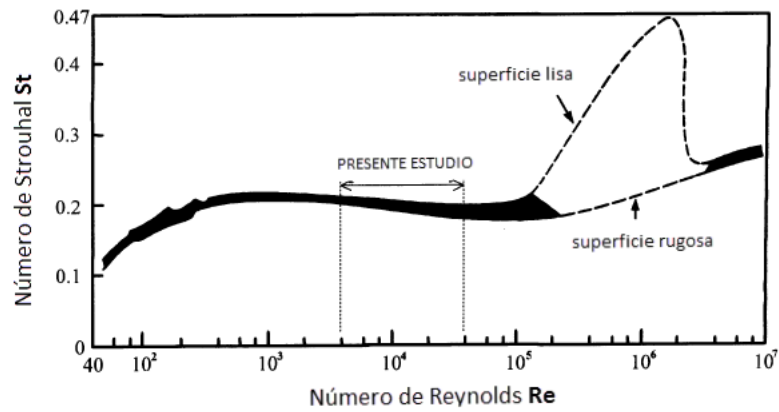


Fig. 5.2: Variación del número de Strouhal con el número de Reynolds para cilindros (Roshko, 1954)

5.2.4. Sincronización (*lock-in*)

Para un cilindro rígido elásticamente montado, cuando la frecuencia de desprendimiento de vórtices se acerca a la frecuencia natural del sistema, el cilindro es excitado a grandes amplitudes con la frecuencia de desprendimiento bloqueada a la frecuencia de oscilación. Para sistemas con alta relación de masa (como en el aire), durante el bloqueo (o sincronización), el cilindro oscila cerca de la frecuencia natural del sistema y el desprendimiento de vórtices se sincroniza con la frecuencia de oscilación del cuerpo. (Chang, Kumar, y Bernitsas, 2011)

La vibración del cilindro cerca de la frecuencia de desprendimiento de vórtices, organiza la estela y cambia la fuerza del fluido sobre el cilindro. Esto puede producir un aumento en la energía de los vórtices y en la correlación de los desprendimientos. En este caso, la estructura autoinduce su vibración.

La sincronización no sólo se produce para velocidades de viento cercanas a la velocidad de Strouhal, sino en un amplio rango de velocidades de flujo. (Giorgio, Belloli, Giappino, y Muggiasca, 2008).

En la banda de sincronización, frecuentemente ocurren vibraciones de resonancia. La resonancia puede amplificar la deformación de la estructura hasta provocar su colapso por fatiga.

5.2.5. Variación de la frecuencia de desprendimiento con la velocidad del flujo

Inicialmente la frecuencia de desprendimiento aumenta linealmente con la velocidad de la corriente incidente. Cuando alcanza a la frecuencia natural de la estructura, el desprendimiento deja de ser una característica aerodinámica y pasa a estar gobernado por el comportamiento elástico de la estructura. Por lo tanto, hay un rango de velocidades de flujo en el que la frecuencia de desprendimiento es constante. Pasada esta zona de bloqueo, la frecuencia de desprendimiento vuelve a ser directamente proporcional a la velocidad del flujo libre.

En la Figura 5.3 se observa que la frecuencia de desprendimiento aumenta con la velocidad hasta que iguala a la frecuencia natural del cilindro a $U_\infty/(f_s * D) = 5,5$, y comienzan las vibraciones de gran amplitud. Luego es arrastrada por la frecuencia natural del cilindro hasta $U_\infty/(f_s * D) = 6,5$. En este valor termina la sincronización y la frecuencia natural regresa a su valor natural.

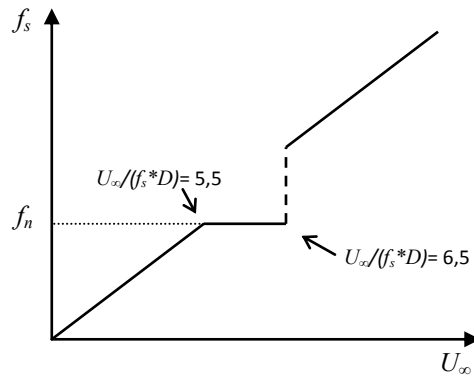


Fig 5.3: Variación de la frecuencia de desprendimiento de vórtices (f_s) con la velocidad del flujo incidente U_∞ . La primera frecuencia de resonancia de la estructura, f_n , determina el régimen de sincronización, donde la frecuencia de desprendimiento es constante. (Meseguer Ruiz, Perales Perales, Sanz Andrés, y Pindado Carrión, 2000)

5.2.6. Correlación de los desprendimientos en la longitud del cilindro

Las fuerzas de desprendimiento de vórtices están correlacionadas en toda la longitud del cilindro L . La longitud de correlación L_c del desprendimiento de vórtices sobre un cilindro estacionario es de 3 a 7 diámetros para $10^3 < \text{Re} < 2 \times 10^5$. Si el cilindro es mucho más largo que 3 a 7 diámetros, la falta de correlación a lo largo del cilindro reduce la fuerza neta de los vórtices. (Blevins, 2001).

5.2.7. Patrones de vórtices

Williamson y Roshko (1988) proveyeron un claro esquema de los patrones que se forman detrás de un cilindro oscilante de sección constante, forzado a trasladarse en una trayectoria sinusoidal. Definieron el problema para Re del rango 300-1000 y presentaron los resultados, como función de la amplitud y de la frecuencia de oscilación, introduciendo una terminología para cada modo. (Figura 5.4.)

Cada patrón periódico de vórtices de estela comprende vórtices individuales (S) y pares de vórtices (P). Cerca de la región de sincronización, los modos de vórtices de estela principales son los 2S, 2P y P+S. (Figuras 5.5 y 5.6).

Los modos 2P y 2S tienen especial importancia porque se producen mientras que el cilindro se mueve libremente. (Giorgio, Belloli, Giappino, y Muggiasca, 2008)

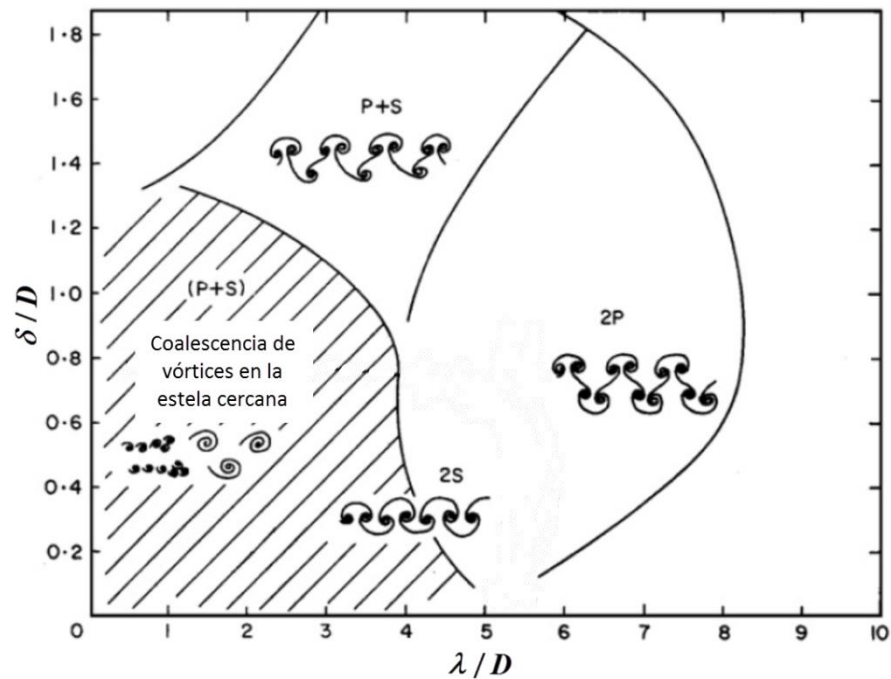


Fig. 5.4: Patrones de desprendimientos de vórtices en la estela de un cilindro oscilando transversalmente en un flujo cruzado. En las abscisas se encuentra la longitud de onda λ y en las ordenadas la amplitud de oscilación δ , ambos valores adimensionalizados con el diámetro del cilindro. $\lambda = U_\infty/f_s$, siendo U_∞ la velocidad del flujo incidente y f_s la frecuencia de desprendimiento de vórtices. Adaptado de Williamson y Roshko, Vortex formation in the wake of an oscillating cylinder, (1988)

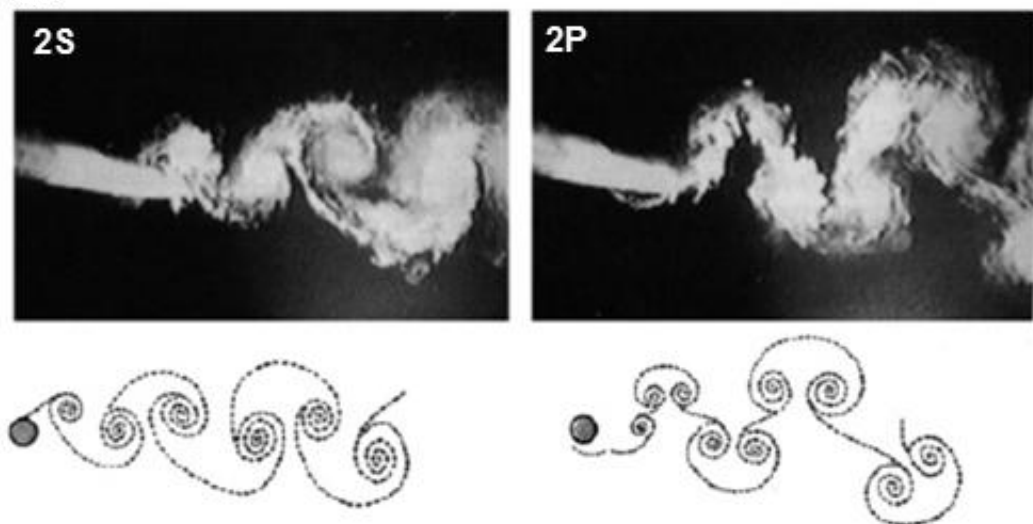


Fig. 5.5: Visualizaciones con humo de los modos 2S y 2P. (Brika y Laneville, 1993)



Fig. 5.6: Modo P+S obtenido por simulación numérica y mediante visualización con tinta. (Williamson y Govardhan, 2008)

Las clases 2P y P+S han sido encontradas en estudios de vibración controlada en la dirección del flujo y transversal al mismo. (Williamson y Govardhan, 2008). Mediciones con DPIV (digital particle image velocimetry) confirmaron la presencia del modo 2P en vibraciones laterales forzadas (Sheridan, Carberry, Lin, y Rockwell, 1998). La clase P+S también fue observada por Griffin y Ramberg (1974) en el régimen de Reynolds subcrítico, para cilindros rectos vibrando transversalmente al flujo.

Ongoren y Rockwell (1988) estudiaron los desprendimientos en un cilindro oscilante, fuera de la región de sincronización, donde no emergen modos simples, sino que se producen combinaciones y cambios de un modo a otro. También encontraron el equivalente del modo 2P en vibraciones en la dirección del flujo.

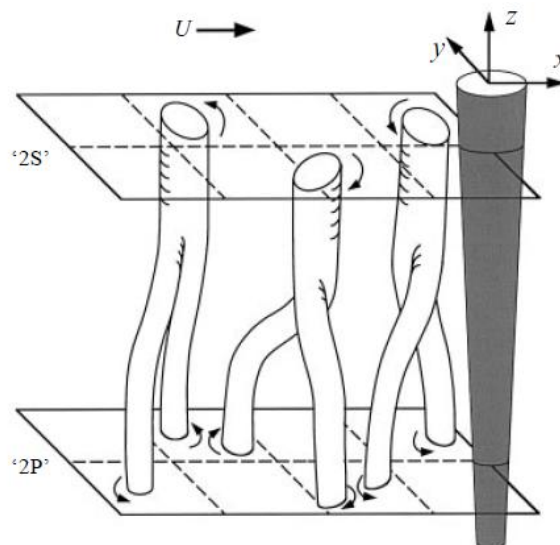


Fig. 5.7: Esquema de un modo híbrido de desprendimiento en un cilindro cónico oscilante. Sugiere la topología de la reconexión entre el modo 2S en el extremo de mayor diámetro y el modo 2P en el extremo de menor diámetro. (Tchet, Hover, y Triantafyllow, 1998)

Techet, Hover y Triantafyllow (1998), encontraron un modo híbrido que comprende a los modos 2P y 2S a lo largo del cilindro, durante oscilaciones forzadas de un cilindro cónico. (Figura 5.7)

5.3. FENÓMENOS TRIDIMENSIONALES EN LA ESTELA

La estela de vórtices permanece bidimensional en tanto el número de Reynolds esté por debajo de un valor crítico. A partir de ese **Re**, aparecen inestabilidades que transforman al flujo en tridimensional. La tridimensionalidad ocurre en distintas formas en la estela, como ondas de baja longitud de onda en los vórtices a lo largo del cilindro, desprendimientos celulares, oblicuos y divisiones de vórtices (Yang, Mansy, y Williams, 1993). Estos fenómenos pueden inducir variaciones significantes de velocidad y presión en la longitud del cilindro.

El **Re** crítico para la transición de la estela es muy sensible a las condiciones de borde del cilindro y los valores obtenidos por diferentes investigadores difieren un poco entre ellos. Roshko (1954) y Tritton (1959) encontraron **Re** = 150, Zhang y otros (1995) **Re** = 160, Eisenlohr y Eckelmann (1989) y Norberg (1994) proponen **Re** = 165 y Williamson (1998) **Re** = 178. Miller y Williamson (1994) encontraron que el régimen laminar para desprendimiento paralelo puede extenderse hasta **Re** = 194 y aun a más de 200 por un período corto de tiempo si las condiciones de borde no interfieren. El análisis de estabilidad de Floquet realizado por Barkley y Henderson (1996), mostró que la inestabilidad tridimensional comienza a **Re** cercano a 188,5. Karniadakis y Triantafyllow (1992) estudiaron el problema numéricamente, encontrando que la estela es inherentemente tridimensional para **Re** >200.

Se considera que la transición a la tridimensionalidad involucra dos discontinuidades en la curva Strouhal-Reynolds que se relacionan con dos inestabilidades. La inestabilidad tipo A, se caracteriza por el comienzo de bucles de vórtices y la formación de pares de vórtices en el sentido de la corriente debido a la deformación de los vórtices primarios en la estela del cilindro. Tiene una longitud de onda de 3 a 4 diámetros. La inestabilidad tipo B, domina luego de **Re** = 260. Se caracteriza por una escala más fina de vórtices, en la dirección de la corriente, con una distancia típica de un diámetro entre ellos. (Miller y Williamson, 1994). Estas estructuras tipo "costilla" (*rib*) conectan y envuelven a los vórtices de von Kármán. Han sido estudiadas por Wei y Smith (1986), Bays-Muchmore y Ahmed (1993), Wu y otros (1994, 1996), Szepessy (1994), Towfighi y Rockwell (1994), Chyu y Rockwell (1996), y a mayores números de Reynolds por Zhou & Antonia (1994), y por Lin, Vorobieff y Rockwell (1996), entre otros.

En la estela de un cilindro circular, todos estos fenómenos 3D pueden ocurrir aun a **Re** por debajo del valor crítico, cuando el flujo incidente o la geometría del cilindro no son uniformes en su longitud. (Parnaudeau, Heitz, Lamballais, y Silvestrini, 2005).

5.3.1. Desprendimiento celular

Es un fenómeno por el cual a lo largo del cilindro se generan zonas desde las cuales los vórtices son desprendidos en paquetes (células). La frecuencia de desprendimiento varía de una zona a la otra pero permanece constante dentro de cada célula. (Gaster, 1969). Puede ser causado por las condiciones de borde, por un perfil de velocidad no uniforme en la longitud,

por discontinuidades geométricas o variaciones del diámetro a lo largo del cilindro (Hsiao y Chiang, 1998), o como consecuencia de una sucesiva desestabilización de desprendimientos oblicuos (Leweke, Provansal, Miller, y Williamson, 1997). Otro modelo de formación de células es propuesto por Noack, Ohle y Eckelman (1991).

Visscher, Pettersen y Anderson (2011), encontraron que en el rango $3,13 \times 10^3 \leq \text{Re} \leq 1.25 \times 10^4$, la geometría y la estabilidad de las celdas dependen de la relación de aspecto L/D , siendo L la longitud del cilindro y D su diámetro. A mayor relación de aspecto y mayor Re , se fragmenta más la estela en celdas más chicas. Los casos con relaciones de aspecto bajo, presentan posiciones de celdas más estables, que permiten la identificación de más de 3 celdas a $\text{Re} = 9 \times 10^3$.

En las regiones con mucha variación de U_∞/D el patrón de desprendimiento celular de vórtices tiene menos variación en tamaño y posición. El tamaño de las celdas y su número a lo largo del cilindro, son respectivamente más amplios y menores a mayor variación de U_∞/D . (Parnaudeau, Heitz, Lamballais, y Silvestrini, 2005)

Este tipo de desprendimiento ha sido observado detrás de cilindros cónicos en flujos uniformes (Gaster, 1969), en cilindros de sección constante en flujos de corte (Mair y Stansby, 1975), y en cilindros con alargamiento finito. (Ayoub y Karamcheti, 1982).

Para el caso de cilindros cónicos, Hsiao y Chiang (1998) no encontraron gran influencia de la conicidad en la formación de celdas. Piccirilo y Van Atta (1993) notaron que la escala de longitud de las celdas es proporcional a la conicidad pero casi independiente de Re para $\text{Re} > 100$.

Stansby (1976) estudió la estructura del flujo detrás de cilindros rígidos en flujo de corte. Notó que cuando el cilindro es estacionario, se forman varias células, pero cuando aumenta la amplitud de oscilación, aparece una célula central dominante, con células más chicas cerca de los extremos.

5.3.2. Desprendimientos oblicuos

En la configuración clásica de la calle de vórtices, para un cilindro nominalmente bidimensional, los ejes de los vórtices desprendidos son paralelos al eje del cilindro. En varios experimentos se observó que los vórtices también pueden ser desprendidos en un ángulo oblicuo al eje del cilindro (Roshko, 1954; Berger, 1964; Berger y Wille, 1972; Tritton, 1971; Gerich and Eckelmann, 1982; Williamson, 1989). Esto se conoce como “*desprendimiento oblicuo*” (Figura 5.8). Se encontró que el ángulo entre los ejes de los vórtices y el eje del cilindro, varía entre 15° y 30° . (Eisenlohr y Eckelman, 1989).

La oblicuidad de los vórtices ha sido atribuida a las condiciones en los extremos del cilindro. La inclinación también puede ser generada por variación del gradiente de velocidad o de la geometría del cilindro en su longitud.

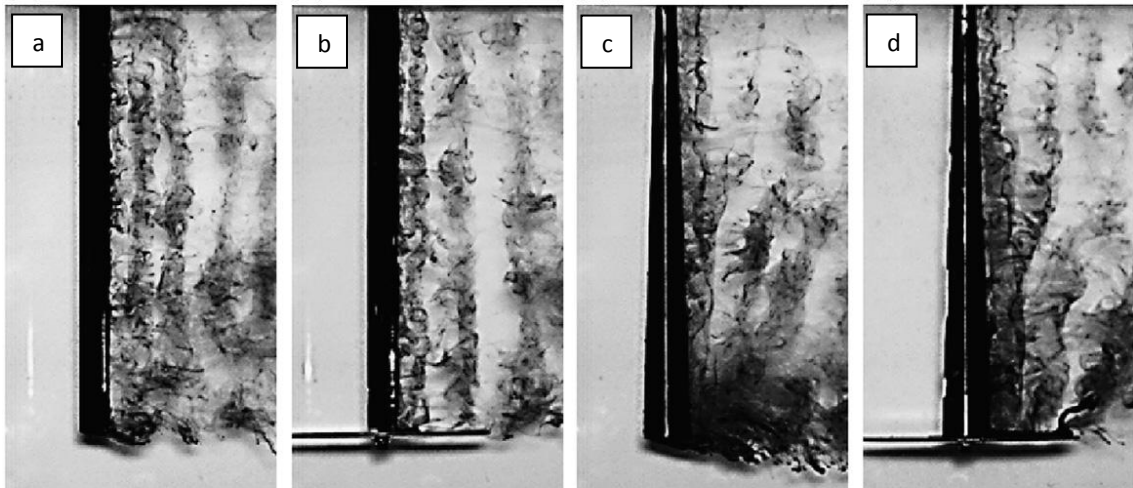


Fig. 5.8: Desprendimientos en (a) un cilindro de sección constante sin placas terminales y (b) con placas terminales, así como en (c) un cilindro cónico sin y (d) con placas terminales a una velocidad reducida $U^* = U_\infty / (f_{nw} D_m) = 7,1$, siendo f_{nw} la frecuencia natural de la estructura en el agua y D_m el diámetro medio. (Seyed-Aghazadeh, Carlson, y Modarres-Sadeghi, 2015)

5.3.3. Dislocaciones de vórtices

El término dislocación, división, o separación de vórtices describe el proceso mediante el cual la circulación de un vórtice se divide para ser incorporada en otros vórtices. Este fenómeno ha sido observado en la estela de cuerpos no aerodinámicos no acelerados. (Figura 5.9).

Las dislocaciones de vórtices han sido estudiadas por Gerrard (1978), Eisenhlohr y Eckelmann (1989), Williamson (1992) y Zhang y otros (1995). Estas estructuras de gran escala, están asociadas a desprendimientos celulares y oblicuos, y dependen de las condiciones de borde del cilindro, de su geometría y del perfil de velocidades del flujo incidente.

Se generan entre células adyacentes de distinta frecuencia y causan una diferencia momentánea en la fase de desprendimiento de los vórtices primarios entre las células. (Williamson, 1992), (Sanjay y Sidharth, 2014).

En un cilindro circular de sección constante, en régimen de transición, las dislocaciones de vórtices ocurren típicamente donde se produce la inestabilidad de modo A. Mientras que en cilindros cónicos, ocurren espontáneamente a lo largo de todo el cilindro. (Narasimhamurthy, Andersson, y Pettersen, 2009).



Fig. 5.9: Dislocaciones de vórtices en la estela de una placa delgada. El punto de fuga puede verse en la izquierda. El generador de humo está aguas arriba. El número de Reynolds basado en el espesor de la placa es 200. (Eisenlohr y Eckelman, 1989)

5.4. PARTICULARIDADES DE LOS CILINDROS CÓNICOS

Los cilindros cónicos se caracterizan por presentar un flujo de estela variable en su longitud, con fuertes efectos tridimensionales que son activados a través del cambio de diámetro.

El parámetro que define a estos cilindros es la conicidad Rt , que se expresa como $Rt=L(D_2-D_1)$, donde L es la longitud del cilindro y D_2 y D_1 corresponden a los diámetros mayor y menor respectivamente.

Dependiendo de la conicidad, la variación del diámetro puede ocasionar que de un tramo a otro del cilindro, el régimen de **Re** sea distinto. En la misma geometría pueden coexistir estelas laminares estacionarias, no estacionarias y turbulentas. A altos números de Reynolds, la estela se vuelve aun más compleja y es muy difícil de capturar experimental o numéricamente.

En cilindros con baja conicidad en flujos estacionarios, la estructura del flujo puede aproximarse a la de un cilindro recto, en cualquier región central del cilindro y teniendo en cuenta el diámetro local. Pero si el flujo es no estacionario, cada sección del cilindro no puede generar un patrón idéntico de flujo que su equivalente en un cilindro de sección constante. Si el cilindro está sometido a oscilaciones, debe considerarse que el extremo de menor diámetro trazará un mapa en un régimen, mientras que el extremo de mayor diámetro lo hará en el otro.

Los principales fenómenos observados en la estela de estas estructuras son dislocaciones de vórtices y desprendimientos celulares oblicuos. No hay un patrón de vórtices definido, dado que la morfología de la estela varía con la conicidad, el número de Reynolds y las condiciones de borde.

CAPÍTULO 6

ENSAYOS EN TÚNEL DE VIENTO

Un túnel de viento de capa límite es una herramienta que permite simular experimentalmente las condiciones del viento sobre la superficie terrestre. Por medio de la misma se estudió el comportamiento del flujo alrededor de la torre. Se realizaron mediciones de presión, de velocidades de viento fluctuante y visualizaciones del patrón de flujo.

6.1. DATOS DE PARTIDA

6.1.1. Prototipo

Se eligió como prototipo un aerogenerador representativo de los que se proyectan instalar en el norte neuquino, de dimensiones correspondientes a un generador de 3 MW. Sus características se indican en la Tabla 6.1 y se ilustran en la Figura 6.1. La torre es tubular troncocónica de acero, con conicidad de 0,022. Tiene 80 m de alto, 0,03 m de espesor y los diámetros en la base y en el extremo superior son de 4,18 m y 2,36 m respectivamente. De acuerdo a los datos proporcionados por el fabricante, la frecuencia natural de la torres es de 0,34 Hz (Vestas, 2008).

| ROTOR | |
|-----------------------|---------------------|
| Diámetro | 90 m |
| Área de barrido | 6362 m ² |
| Número de palas | 3 |
| Orientación | barlovento |
| PALAS | |
| Longitud de las palas | 44 m |
| Perfiles | Risø P + FFA |
| Cuerda máxima | 3,512 m |

Tabla 6.1: Características del prototipo

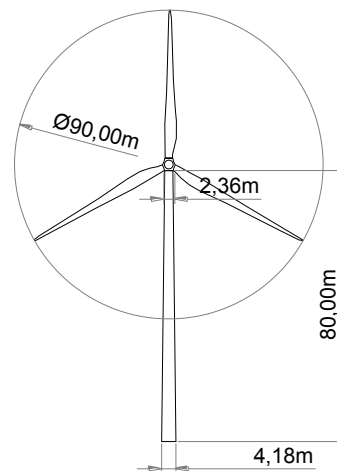


Fig. 6.1: Dimensiones del prototipo

6.1.2. Datos de viento de la región de estudio

En base a lo expuesto en los capítulos anteriores, se seleccionaron los datos de viento correspondientes a la localidad de Auquinco, que se listan a continuación:

- Velocidad de viento extrema con período de retorno de 50 años $V_{10} = 38,5$ m/s
- Velocidad media $V_{med} = 7,9$ m/s
- Coeficiente de la ley de potencia $\alpha = 0,046$
- Intensidad de turbulencia con vientos extremos $I_{ext} = 9\%-10\%$

6.2. MONTAJE

6.2.1. Túnel de viento utilizado

Los ensayos se realizaron en el túnel de capa límite “Dr. Jorge Colman”, instalado en el Laboratorio de Capa Límite y Fluidodinámica Ambiental (UIDET LaCLyFA) del Departamento de Aeronáutica, de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional de La Plata. El túnel es de circuito abierto, tiene 24 m de longitud y sección transversal constante de 2,60 m x 1,80 m. Funciona por aspiración y cuenta con nueve ventiladores, cada uno de 1,25 m de diámetro y 15 HP de potencia. (Figura 6.2). La velocidad máxima a la que pueden realizarse ensayos es de 15 m/s.

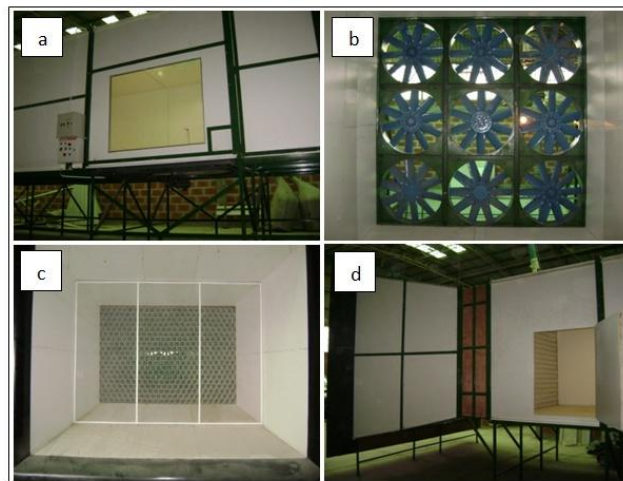


Fig. 6.2: Túnel de viento de las pruebas: a) sección de prueba, b) ventiladores, c) tobera de entrada, d) sección de inicio del túnel. (Colman Lerner, Marañón Di Leo, Delnero, García Saínz, y Boldes, 2012)

6.2.2. Modelos

Se construyeron modelos de madera, en escala 1:75 del prototipo elegido. Debido a la escala se simplificó el diseño de las palas, considerándolas trapezoidales y sin torsión. (Figura 6.3).



Fig. 6.3: Modelo montado en el túnel de viento

A los efectos del estudio la simplificación de las palas no afecta los resultados obtenidos, ya que no se evalúa la aerodinámica de la pala o el rotor. Con la escala utilizada en el análisis de la posición específica del rotor esta simplificación no tiene incidencia puesto que la estela generada por las palas es similar a la del prototipo.

6.3. SEMEJANZA DIMENSIONAL

La realización de ensayos en túnel de viento requiere la semejanza de una serie de números adimensionales entre los flujos que se desarrollan alrededor del prototipo y del modelo.

6.3.1. Conservación del número de Reynolds

El número de Reynolds es la relación entre las fuerzas inerciales y las fuerzas viscosas. Al ensayar estructuras de gran envergadura, la conservación de este número es prácticamente imposible de lograr, ya que el **Re** del prototipo supera al del modelo en varios órdenes de magnitud. En este caso, el **Re** del prototipo para un evento de viento extremo es de $1,6 \times 10^8$ y en el modelo con el túnel de viento funcionando a 15 m/s se logra un **Re** de $4,37 \times 10^4$. Ambos valores difieren en 4 órdenes de magnitud. Mantener el número de Reynolds implicaría conservar el producto $U_\infty D$, lo que para una escala de longitud acotada a la sección transversal del túnel lleva a un valor de velocidad de fluido en los ensayos que puede transformar al flujo en compresible.

Para lograr la mejor aproximación se trabaja con las mayores escalas posibles de longitud y velocidad en el túnel de viento, y se verifica que en el prototipo y el modelo se mantengan el mismo régimen de flujo y las mismas características de desprendimiento. En el túnel de viento utilizado en estas pruebas la mayor escala posible de longitud fue de 1:75 y la velocidad del flujo estuvo acotada a 15 m/s. Por lo tanto el máximo número de Reynolds alcanzado es $4,37 \times 10^4$.

6.3.2. Conservación de flujo incompresible

El número de Mach **M** es la relación entre la velocidad de la corriente incidente y la velocidad del sonido en el fluido. Se considera que el flujo es incompresible si $\mathbf{M} < 0,3$.

En el prototipo, con la velocidad extrema de 50 años de retorno usando el parámetro k de la distribución de Weibull de los vientos promedio de 10 minutos, se obtiene $\mathbf{M}_{\text{prototipo}}=0,24$. Y si se utiliza la velocidad extrema propuesta en forma de mapa en el reglamento CIRSOC 102 resulta $\mathbf{M}_{\text{prototipo}}=0,13$. En el modelo, considerando la velocidad máxima del flujo aguas arriba, el número de Mach es $\mathbf{M}_{\text{modelo}}=0,04$. Estos valores indican que el flujo se mantiene incompresible en todos los casos.

6.3.3. Conservación del número de Jensen

El número de Jensen $\mathbf{Je} = L/z_0$, es la relación entre la longitud característica del modelo L , y la longitud de rugosidad del terreno z_0 . Con su conservación se busca la similitud entre la

turbulencia del flujo en el prototipo y en el modelo. La altura de rugosidad para el prototipo z_{0p} se encuentra entre 0,01 m y 0,001 m. Adoptando el valor medio $z_{0p} = 0,0055$ m, el número de Jensen en el prototipo es $Je_p = 80/0,0055 = 14.545,45$. En el modelo se trabajó con una altura de rugosidad $z_{0m} = 0,00007$ m, lográndose un número de Jensen $Je_m = 1,07/0,00007 = 15.285,7$. Ambos valores se encuentran en el mismo orden y son mayores a 2000, valor a partir del cual influencia de este parámetro en los resultados experimentales deja de ser importante, como explican Dyrbye y Hansen (1997). Por lo tanto se cumple esta condición de semejanza.

6.3.4. Caracterización del viento en el túnel

A las velocidades de ensayo, el perfil de velocidades de capa límite en el modelo es semejante al del prototipo, obteniéndose en todos los casos un perfil casi uniforme, como se observa en la Figura 6.4. Los coeficientes α de la ley de potencia en el modelo fueron 0,03 para $U_\infty = 5$ m/s y 0,02 para $U_\infty = 10$ m/s y $U_\infty = 15$ m/s, mientras que en el prototipo se tiene $\alpha = 0,046$.

La intensidad de turbulencia durante una tormenta de viento ($V \geq 30$ m/s) en la zona de estudio, es menor a 10%, y en el túnel de viento durante las pruebas se lograron valores de I menores al 5% (Figura 6.5). Se buscó aumentar la turbulencia del túnel mediante la introducción de elementos generadores de rugosidad, pero éstos modificaban apreciablemente el perfil de capa límite. Debido a la geometría de la torre, las características fluido dinámicas del problema están muy afectadas por el número de Reynolds. Sin embargo según Flay (2013), manteniendo el número de Jensen entre prototipo y modelo se logran distribuciones de presiones muy similares a la situación real.

Por lo tanto se prefirió mantener la semejanza de los perfiles de capa límite en el modelo y en el prototipo a expensas de una menor intensidad de turbulencia en el modelo.

Las escalas espaciales de turbulencia del túnel de viento utilizado son semejantes a las del prototipo, como se detalla en el Apéndice C.

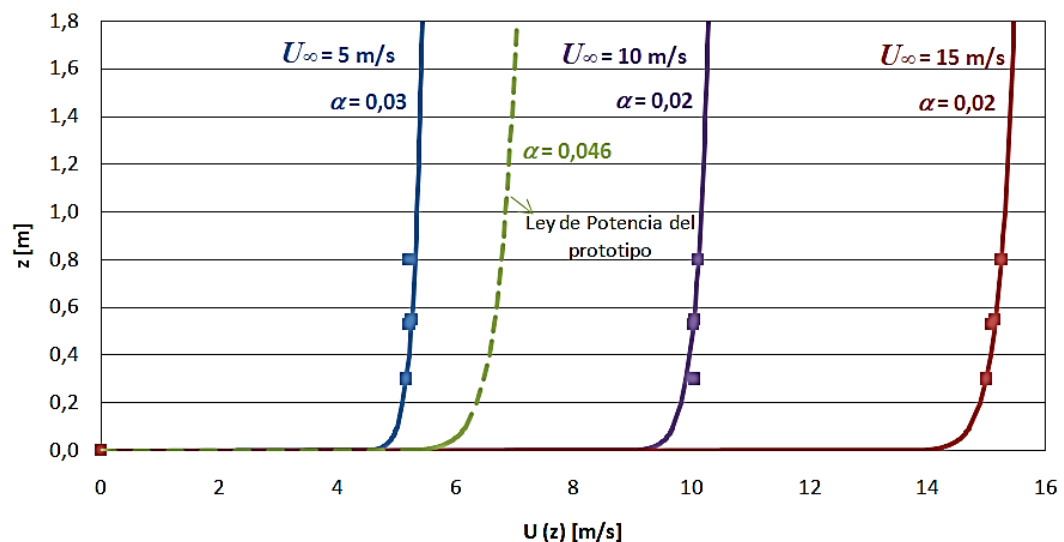


Fig. 6.4: Perfil de velocidades de capa límite del túnel de viento utilizado en las pruebas

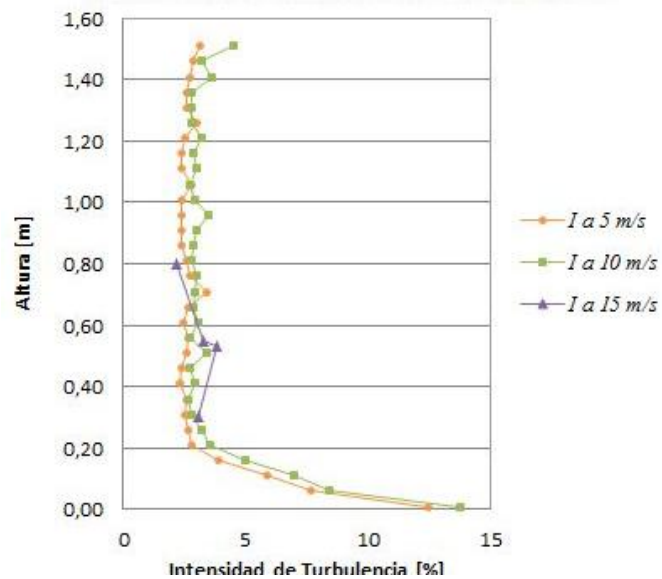


Fig. 6.5: Intensidad de turbulencia en el túnel de viento utilizado en las pruebas.

6.4. CONFIGURACIÓN PARA LOS ENSAYOS DE PRESIÓN Y VELOCIDAD

Se realizaron ensayos a 10 m/s y a 15 m/s y con las dos posiciones del rotor que se muestran en la Figura 6.6. Estas posiciones representan los casos extremos en los que puede quedar detenido el rotor: con una pala justo por delante de la torre, haciendo sombra a la estructura (caso con pala), o con el frente de la torre lo más despejado posible (caso sin pala).

De las combinaciones de velocidades y posiciones del rotor, se determinaron 4 configuraciones de ensayo que se describen en la Tabla 6.2, para su identificación en los artículos siguientes.

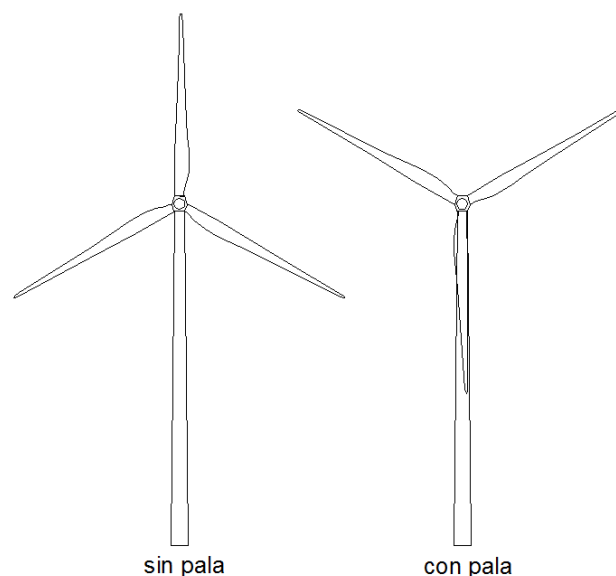


Fig. 6.6: Posiciones del rotor en las que se realizaron las mediciones

| Configuración | U_∞ [m/s] | Barlovento de la torre |
|---------------|------------------|------------------------|
| 1 | 10 | sin pala |
| 2 | 10 | con pala |
| 3 | 15 | sin pala |
| 4 | 15 | con pala |

Tabla 6.2: Configuración de los ensayos

6.5. ENSAYO PARA LA OBTENCIÓN DE COEFICIENTES DE PRESIÓN C_p SOBRE LA TORRE

El coeficiente de presión es un número adimensional, que describe la presión relativa ejercida por un fluido en un punto de un cuerpo. Este coeficiente modifica la presión de diseño que se utiliza en el cálculo de las cargas de viento para estructuras.

Dado que para un cuerpo de geometría determinada el C_p es independiente del tamaño del mismo, los valores de C_p calculados en el modelo probado en el túnel de viento, pueden utilizarse para estimar la presión del viento en esos puntos en el prototipo a escala real.

6.5.1. Objetivo

El objetivo del ensayo fue calcular el C_p en varios puntos de la torre y ver su variación con la posición del rotor y con la velocidad del viento.

6.5.2. Metodología

Se colocaron 8 tomas de presión en la mitad de la altura de la torre, como se indica en la Figura 6.7. La diferencia en la posición angular de una toma con la siguiente, respecto a la componente longitudinal del flujo incidente fue de $25,7^\circ$. El diámetro de la torre a esa altura es de 0,053 m.

Se conectaron las tomas de presión a un micromanómetro ALNOR EBT 721 y se realizaron mediciones para todas las configuraciones de la Tabla 6.2.

Con las presiones obtenidas se calculó el C_p en cada punto de medición, de acuerdo a la fórmula:

$$C_p = \frac{p - p_\infty}{\frac{1}{2} \rho U_\infty^2} \quad (6.1)$$

Donde: p es la presión estática media del fluido en el punto en el que el coeficiente de presión es evaluado, p_∞ es la presión del flujo libre, ρ es la densidad del fluido, y U_∞ es la velocidad de flujo libre del fluido.

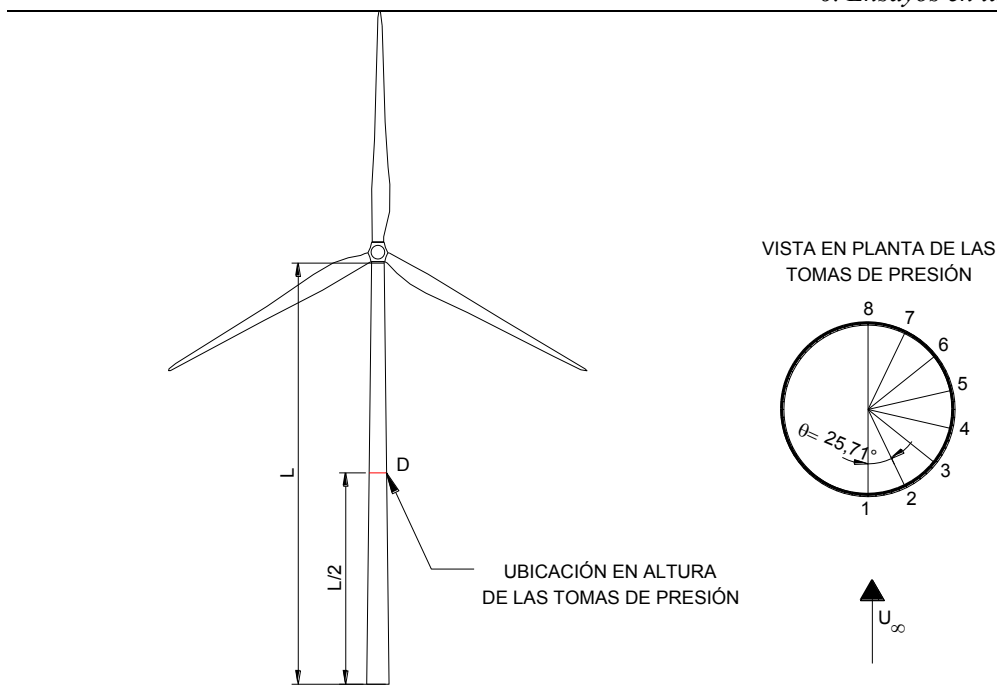


Fig. 6.7: Ubicación de las tomas de presión

6.5.3. Resultados

Los valores obtenidos se indican en la Tabla 6.3 y se grafican en función de la posición angular de la medición en la Figura 6.8 para las cuatro configuraciones del ensayo.

| Toma N° | Posición angular θ [°] | CONFIGURACIÓN 1 | | CONFIGURACIÓN 2 | | CONFIGURACIÓN 3 | | CONFIGURACIÓN 4 | |
|---------|----------------------------------|-------------------------------|-------|-------------------------------|-------|-------------------------------|-------|-------------------------------|-------|
| | | $U_\infty = 10$ m/s, sin pala | | $U_\infty = 10$ m/s, con pala | | $U_\infty = 15$ m/s, sin pala | | $U_\infty = 15$ m/s, con pala | |
| | | P [Pa] | Cp | P [Pa] | Cp | P [Pa] | Cp | P [Pa] | Cp |
| 1 | 0,0 | 65,0 | 1,11 | 53,90 | 0,92 | 154 | 0,96 | 119 | 0,74 |
| 2 | 25,7 | 24,4 | 0,42 | 29,50 | 0,50 | 57,8 | 0,36 | 68,2 | 0,42 |
| 3 | 51,4 | -53,9 | -0,92 | -33,30 | -0,57 | -109 | -0,68 | -103 | -0,64 |
| 4 | 77,1 | -68,5 | -1,17 | -60,70 | -1,04 | -147 | -0,91 | -182 | -1,13 |
| 5 | 102,9 | -61,7 | -1,05 | -66,00 | -1,13 | -124 | -0,77 | -168 | -1,04 |
| 6 | 128,6 | -64,0 | -1,09 | -61,40 | -1,05 | -125 | -0,78 | -142 | -0,88 |
| 7 | 154,3 | -64,8 | -1,11 | -60,80 | -1,04 | -129 | -0,80 | -146 | -0,91 |
| 8 | 180,0 | -66,3 | -1,13 | -58,80 | -1,00 | -128 | -0,80 | -149 | -0,93 |

Tabla 6.3: Coeficiente de presión C_p obtenido para las cuatro configuraciones estudiadas.

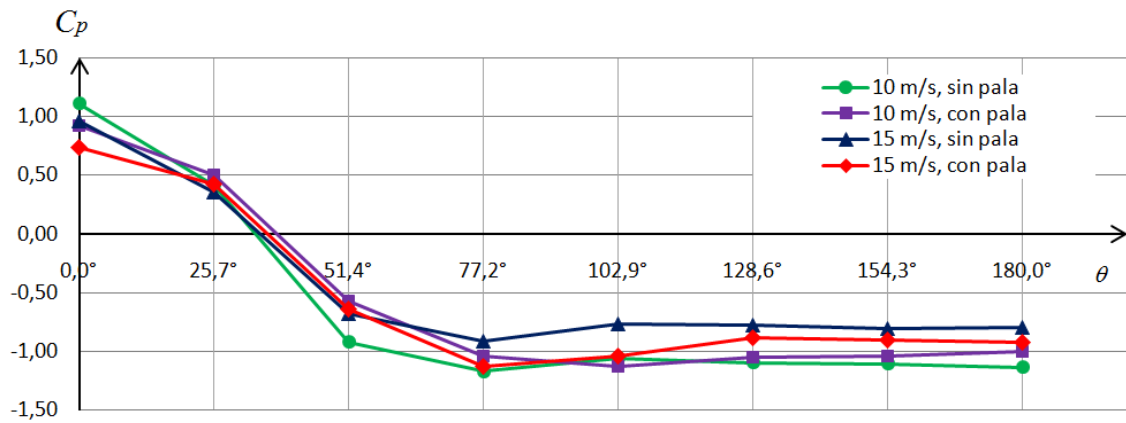


Fig. 6.8: Distribución del C_p en el perímetro de la sección transversal, para las cuatro configuraciones estudiadas. El ángulo θ está medido en sentido antihorario a partir del punto de remanso a barlovento.

Para las dos posiciones del rotor, en todos los puntos, el C_p sobre la torre aumenta (con su signo) con la velocidad del flujo.

En la Figura 6.8 se observa que sin pala el desprendimiento del flujo se produce antes de los 120° , mientras que con pala se desprende a partir 120° .

En todos los casos el cambio de signo de la presión se produce entre $25,7^\circ$ y $51,43^\circ$.

El C_p positivo máximo se produce en la toma N° 1 (0°) y el máximo C_p negativo varía según el caso. Este último se registra la toma N° 4 ($77,1^\circ$) con el rotor sin la pala a barlovento, para las dos velocidades. Con el rotor detenido con la pala a barlovento, el valor máximo de succión varía con la velocidad. A 10 m/s es máximo en la toma N° 5 ($102,8^\circ$) y a 15 m/s en la toma N° 4 ($77,1^\circ$).

De los 4 casos analizados, se obtiene mayor C_p positivo sin la pala a barlovento, para 15 m/s y mayor C_p negativo con la pala a barlovento, a la misma velocidad.

En las tomas N° 1 (0°) y 2 ($25,72^\circ$), el incremento del C_p al aumentar la velocidad de 10 m/s a 15 m/s es menor si se coloca el rotor con la pala a barlovento. En el resto de las tomas, se registra mayor incremento con dicha posición, alcanzándose el máximo en la toma N° 3 ($51,43^\circ$). Estos resultados se cuantifican en la Tabla 6.4.

| Toma Nº | Posición angular θ [°] | Incremento de presión en Pa | | Incremento porcentual de presión | | Diferencia entre el incremento en la posición con pala respecto a la posición sin pala |
|------------|-------------------------------------|--------------------------------|----------|-------------------------------------|----------|--|
| | | Sin pala | Con pala | Sin pala | Con pala | |
| 1 | 0,00 | 89,0 | 65,1 | 137% | 121% | -16% |
| 2 | 25,71 | 33,4 | 38,7 | 137% | 131% | -6% |
| 3 | 51,43 | 55,1 | 69,7 | 102% | 209% | 107% |
| 4 | 77,14 | 78,5 | 121,3 | 115% | 200% | 85% |
| 5 | 102,86 | 62,3 | 102,0 | 101% | 155% | 54% |
| 6 | 128,57 | 61,0 | 80,6 | 95% | 131% | 36% |
| 7 | 154,29 | 64,2 | 85,2 | 99% | 140% | 41% |
| 8 | 180,00 | 61,7 | 90,2 | 93% | 153% | 60% |

Tabla 6.4: Incremento de presión al aumentar la velocidad del flujo de 10 m/s a 15 m/s

El efecto del cambio de posición del rotor en el coeficiente de presión es distinto según la velocidad del flujo. Al pasar de la posición sin pala a la posición con pala, a 10 m/s el C_p disminuye en la toma Nº 1 (0°), aumenta la Nº 2 (25,7°), disminuye en las tomas Nº 3 y 4 (77,1°), aumenta en la Nº 5 (102,8°) y disminuye en todas las siguientes. A 15 m/s, para el mismo cambio de posición del rotor, el comportamiento del C_p es igual al caso anterior hasta la toma Nº 3 (51,4°). A partir de ésta el coeficiente de presión aumenta en cada punto. Los porcentajes de variación para ambas velocidades se indican en la Tabla 6.5.

| Toma Nº | Posición angular θ [°] | Variación de la presión al pasar de la posición sin pala a la posición con pala | | | |
|------------|-------------------------------------|--|-------|--------------------------|-------|
| | | Para $U_\infty = 10$ m/s | | Para $U_\infty = 15$ m/s | |
| 1 | 0,00 | disminuye | 17,1% | disminuye | 22,7% |
| 2 | 25,71 | aumenta | 20,9% | aumenta | 18,0% |
| 3 | 51,43 | disminuye | 38,2% | disminuye | 5,5% |
| 4 | 77,14 | disminuye | 11,4% | aumenta | 23,8% |
| 5 | 102,86 | aumenta | 7,0% | aumenta | 35,5% |
| 6 | 128,57 | disminuye | 4,1% | aumenta | 13,6% |
| 7 | 154,29 | disminuye | 6,2% | aumenta | 13,2% |
| 8 | 180,00 | disminuye | 11,3% | aumenta | 16,4% |

Tabla 6.5: Variación de la presión en cada punto, producida al mover el rotor

6.6. ENSAYO PARA LA DETERMINACIÓN DE CARACTERÍSTICAS DINÁMICAS DE FLUJO EN LA ESTELA

El estudio del movimiento de la estela permite obtener información sobre la acción dinámica y estática del viento sobre la estructura. Los resultados que se obtienen del análisis de velocidades y fluctuaciones del flujo, son de aplicación en el cálculo estructural de la torre, en su diseño aerodinámico, y en el diseño de accesorios para el control del flujo alrededor de la torre.

6.6.1. Objetivo

El objetivo del ensayo fue analizar la cinemática de la estela y detectar las componentes espectrales principales debidas a oscilaciones de las estructuras vorticosas.

6.6.2. Metodología

Se midió la velocidad instantánea del flujo en nueve puntos detrás de la torre, indicados en la Figura 6.9. La distancia desde plano de medición a la torre fue de un diámetro, para cada altura.

En los puntos C, F e I, ubicados a 0,30 m del piso del túnel, las mediciones se realizaron para las configuraciones 1 ($U_\infty = 10\text{m/s}$, sin pala) y 3 ($U_\infty = 15\text{m/s}$, sin pala), dado que las palas no producen interferencia a dicha altura.

Para la adquisición de datos se utilizó un anemómetro de hilo caliente a temperatura constante Dantec Streamline, con una punta doble. La frecuencia de adquisición de datos fue de 2000 Hz y se aplicó un filtro paso bajo de 1000 Hz. Se midieron las componentes de velocidad longitudinal y transversal al flujo incidente.

Las señales anemométricas se procesaron con el software Octave. Cada señal se dividió en ocho bloques a los que se les aplicó una ventana de Hamming del mismo tamaño que los mismos. La metodología aplicada en el procesamiento de la señal se explica en el Apéndice D.

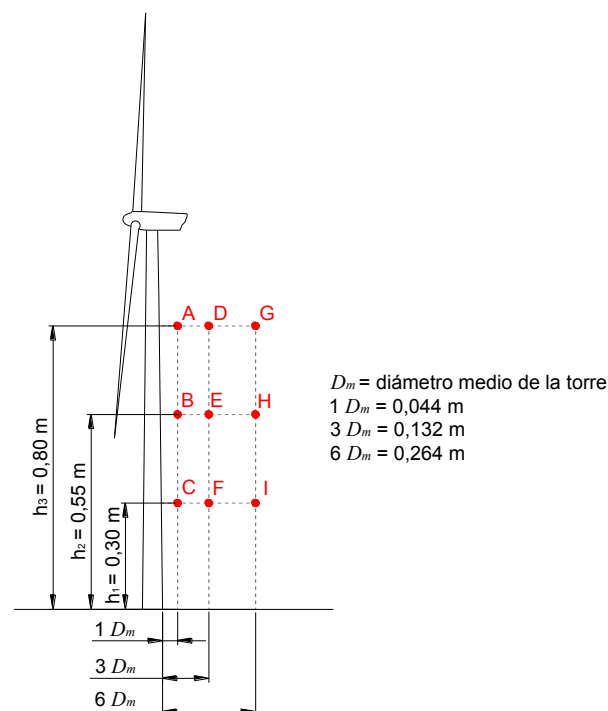


Fig. 6.9: Puntos de la estela donde se midió la velocidad

6.6.3. Resultados

En las Tablas 6.6 y 6.7 se presentan para cada punto y configuración los resultados de velocidad media e intensidad de turbulencia en la estela.

Las Tablas 6.8 y 6.9 muestran las escalas de turbulencia obtenidas. La escala integral temporal se estimó con el criterio de cruce en cero. Para la escala integral espacial se aplicó la hipótesis de Taylor de flujo congelado (Apéndice D). En las Figuras 6.10 y 6.11 se ilustran las escalas espaciales de turbulencia obtenidas.

Las Figuras 6.12 a 6.20 muestran los espectros de densidad de potencia de la componente longitudinal de flujo para cada punto. Los espectros de la componente transversal presentan los mismos picos, por lo que no se han graficado.

| CONFIGURACIÓN 1 $(U_\infty = 10 \text{ m/s, sin pala})$ Componente longitudinal <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th></th> <th>$1 D_m$</th> <th>$3 D_m$</th> <th>$6 D_m$</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>$h_3 = 0,80 \text{ m}$</td> <td>11,46</td> <td>10,13</td> <td>10,37</td> </tr> <tr> <td>$h_2 = 0,55 \text{ m}$</td> <td>11,94</td> <td>10,09</td> <td>10,42</td> </tr> <tr> <td>$h_1 = 0,30 \text{ m}$</td> <td>11,53</td> <td>9,69</td> <td>10,19</td> </tr> </tbody> </table> Componente transversal <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th></th> <th>$1 D_m$</th> <th>$3 D_m$</th> <th>$6 D_m$</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>$h_3 = 0,80 \text{ m}$</td> <td>0,21</td> <td>-0,36</td> <td>-0,13</td> </tr> <tr> <td>$h_2 = 0,55 \text{ m}$</td> <td>-0,87</td> <td>-0,16</td> <td>-0,14</td> </tr> <tr> <td>$h_1 = 0,30 \text{ m}$</td> <td>-1,32</td> <td>0,11</td> <td>-0,34</td> </tr> </tbody> </table> | | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ | $h_3 = 0,80 \text{ m}$ | 11,46 | 10,13 | 10,37 | $h_2 = 0,55 \text{ m}$ | 11,94 | 10,09 | 10,42 | $h_1 = 0,30 \text{ m}$ | 11,53 | 9,69 | 10,19 | | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ | $h_3 = 0,80 \text{ m}$ | 0,21 | -0,36 | -0,13 | $h_2 = 0,55 \text{ m}$ | -0,87 | -0,16 | -0,14 | $h_1 = 0,30 \text{ m}$ | -1,32 | 0,11 | -0,34 | CONFIGURACIÓN 2 $(U_\infty = 10 \text{ m/s, con pala})$ Componente longitudinal <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th></th> <th>$1 D_m$</th> <th>$3 D_m$</th> <th>$6 D_m$</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>$h_3 = 0,80 \text{ m}$</td> <td>10,95</td> <td>10,38</td> <td>9,69</td> </tr> <tr> <td>$h_2 = 0,55 \text{ m}$</td> <td>11,39</td> <td>9,87</td> <td>10,29</td> </tr> <tr> <td>$h_1 = 0,30 \text{ m}$</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table> Componente transversal <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th></th> <th>$1 D_m$</th> <th>$3 D_m$</th> <th>$6 D_m$</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>$h_3 = 0,80 \text{ m}$</td> <td>0,37</td> <td>-0,21</td> <td>0,11</td> </tr> <tr> <td>$h_2 = 0,55 \text{ m}$</td> <td>-0,67</td> <td>0,01</td> <td>-0,02</td> </tr> <tr> <td>$h_1 = 0,30 \text{ m}$</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table> | | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ | $h_3 = 0,80 \text{ m}$ | 10,95 | 10,38 | 9,69 | $h_2 = 0,55 \text{ m}$ | 11,39 | 9,87 | 10,29 | $h_1 = 0,30 \text{ m}$ | - | - | - | | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ | $h_3 = 0,80 \text{ m}$ | 0,37 | -0,21 | 0,11 | $h_2 = 0,55 \text{ m}$ | -0,67 | 0,01 | -0,02 | $h_1 = 0,30 \text{ m}$ | - | - | - |
|---|---------|---------|---------|---------|------------------------|-------|-------|-------|------------------------|-------|-------|-------|------------------------|-------|-------|-------|--|---------|---------|---------|------------------------|------|-------|-------|------------------------|-------|-------|-------|------------------------|-------|------|-------|---|--|---------|---------|---------|------------------------|-------|-------|-------|------------------------|-------|-------|-------|------------------------|---|---|---|--|---------|---------|---------|------------------------|------|-------|------|------------------------|-------|------|-------|------------------------|---|---|---|
| | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| $h_3 = 0,80 \text{ m}$ | 11,46 | 10,13 | 10,37 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| $h_2 = 0,55 \text{ m}$ | 11,94 | 10,09 | 10,42 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| $h_1 = 0,30 \text{ m}$ | 11,53 | 9,69 | 10,19 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| $h_3 = 0,80 \text{ m}$ | 0,21 | -0,36 | -0,13 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| $h_2 = 0,55 \text{ m}$ | -0,87 | -0,16 | -0,14 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| $h_1 = 0,30 \text{ m}$ | -1,32 | 0,11 | -0,34 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| $h_3 = 0,80 \text{ m}$ | 10,95 | 10,38 | 9,69 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| $h_2 = 0,55 \text{ m}$ | 11,39 | 9,87 | 10,29 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| $h_1 = 0,30 \text{ m}$ | - | - | - | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| $h_3 = 0,80 \text{ m}$ | 0,37 | -0,21 | 0,11 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| $h_2 = 0,55 \text{ m}$ | -0,67 | 0,01 | -0,02 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| $h_1 = 0,30 \text{ m}$ | - | - | - | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CONFIGURACIÓN 3 $(U_\infty = 15 \text{ m/s, sin pala})$ Componente longitudinal <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th></th> <th>$1 D_m$</th> <th>$3 D_m$</th> <th>$6 D_m$</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>$h_3 = 0,80 \text{ m}$</td> <td>18,48</td> <td>16,46</td> <td>16,34</td> </tr> <tr> <td>$h_2 = 0,55 \text{ m}$</td> <td>19,38</td> <td>15,93</td> <td>16,10</td> </tr> <tr> <td>$h_1 = 0,30 \text{ m}$</td> <td>18,81</td> <td>14,63</td> <td>15,90</td> </tr> </tbody> </table> Componente transversal <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th></th> <th>$1 D_m$</th> <th>$3 D_m$</th> <th>$6 D_m$</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>$h_3 = 0,80 \text{ m}$</td> <td>0,71</td> <td>-0,53</td> <td>-0,06</td> </tr> <tr> <td>$h_2 = 0,55 \text{ m}$</td> <td>-1,73</td> <td>-0,58</td> <td>-0,43</td> </tr> <tr> <td>$h_1 = 0,30 \text{ m}$</td> <td>-2,59</td> <td>0,36</td> <td>-0,50</td> </tr> </tbody> </table> | | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ | $h_3 = 0,80 \text{ m}$ | 18,48 | 16,46 | 16,34 | $h_2 = 0,55 \text{ m}$ | 19,38 | 15,93 | 16,10 | $h_1 = 0,30 \text{ m}$ | 18,81 | 14,63 | 15,90 | | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ | $h_3 = 0,80 \text{ m}$ | 0,71 | -0,53 | -0,06 | $h_2 = 0,55 \text{ m}$ | -1,73 | -0,58 | -0,43 | $h_1 = 0,30 \text{ m}$ | -2,59 | 0,36 | -0,50 | CONFIGURACIÓN 4 $(U_\infty = 15 \text{ m/s, con pala})$ Componente longitudinal <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th></th> <th>$1 D_m$</th> <th>$3 D_m$</th> <th>$6 D_m$</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>$h_3 = 0,80 \text{ m}$</td> <td>18,01</td> <td>16,60</td> <td>16,44</td> </tr> <tr> <td>$h_2 = 0,55 \text{ m}$</td> <td>18,76</td> <td>16,36</td> <td>16,46</td> </tr> <tr> <td>$h_1 = 0,30 \text{ m}$</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table> Componente transversal <table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th></th> <th>$1 D_m$</th> <th>$3 D_m$</th> <th>$6 D_m$</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>$h_3 = 0,80 \text{ m}$</td> <td>0,89</td> <td>-0,09</td> <td>0,51</td> </tr> <tr> <td>$h_2 = 0,55 \text{ m}$</td> <td>-0,99</td> <td>0,67</td> <td>0,88</td> </tr> <tr> <td>$h_1 = 0,30 \text{ m}$</td> <td>-</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table> | | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ | $h_3 = 0,80 \text{ m}$ | 18,01 | 16,60 | 16,44 | $h_2 = 0,55 \text{ m}$ | 18,76 | 16,36 | 16,46 | $h_1 = 0,30 \text{ m}$ | - | - | - | | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ | $h_3 = 0,80 \text{ m}$ | 0,89 | -0,09 | 0,51 | $h_2 = 0,55 \text{ m}$ | -0,99 | 0,67 | 0,88 | $h_1 = 0,30 \text{ m}$ | - | - | - |
| | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| $h_3 = 0,80 \text{ m}$ | 18,48 | 16,46 | 16,34 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| $h_2 = 0,55 \text{ m}$ | 19,38 | 15,93 | 16,10 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| $h_1 = 0,30 \text{ m}$ | 18,81 | 14,63 | 15,90 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| $h_3 = 0,80 \text{ m}$ | 0,71 | -0,53 | -0,06 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| $h_2 = 0,55 \text{ m}$ | -1,73 | -0,58 | -0,43 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| $h_1 = 0,30 \text{ m}$ | -2,59 | 0,36 | -0,50 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| $h_3 = 0,80 \text{ m}$ | 18,01 | 16,60 | 16,44 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| $h_2 = 0,55 \text{ m}$ | 18,76 | 16,36 | 16,46 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| $h_1 = 0,30 \text{ m}$ | - | - | - | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| $h_3 = 0,80 \text{ m}$ | 0,89 | -0,09 | 0,51 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| $h_2 = 0,55 \text{ m}$ | -0,99 | 0,67 | 0,88 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| $h_1 = 0,30 \text{ m}$ | - | - | - | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Tabla 6.6: Velocidad media del viento en la estela [m/s] (medición en el plano horizontal)

| | | | | | | | |
|----------------------------------|---------|---------|---------|----------------------------------|---------|---------|---------|
| CONFIGURACIÓN 1 | | | | CONFIGURACIÓN 2 | | | |
| ($U_\infty = 10$ m/s, sin pala) | | | | ($U_\infty = 10$ m/s, con pala) | | | |
| Componente longitudinal | | | | Componente longitudinal | | | |
| | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ | | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ |
| $h_3 = 0,80$ m | 0,0272 | 0,1563 | 0,0638 | $h_3 = 0,80$ m | 0,0228 | 0,0765 | 0,0460 |
| $h_2 = 0,55$ m | 0,0562 | 0,1884 | 0,0884 | $h_2 = 0,55$ m | 0,0457 | 0,1203 | 0,0797 |
| $h_1 = 0,30$ m | 0,0362 | 0,1750 | 0,1226 | $h_1 = 0,30$ m | - | - | - |
| Componente transversal | | | | Componente transversal | | | |
| | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ | | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ |
| $h_3 = 0,80$ m | 0,0264 | 0,2017 | 0,0903 | $h_3 = 0,80$ m | 0,0235 | 0,0935 | 0,0622 |
| $h_2 = 0,55$ m | 0,0471 | 0,2456 | 0,1126 | $h_2 = 0,55$ m | 0,0437 | 0,1626 | 0,1056 |
| $h_1 = 0,30$ m | 0,0313 | 0,2211 | 0,1562 | $h_1 = 0,30$ m | - | - | - |
| CONFIGURACIÓN 3 | | | | CONFIGURACIÓN 4 | | | |
| ($U_\infty = 15$ m/s, sin pala) | | | | ($U_\infty = 15$ m/s, con pala) | | | |
| Componente longitudinal | | | | Componente longitudinal | | | |
| | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ | | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ |
| $h_3 = 0,80$ m | 0,0372 | 0,1801 | 0,0803 | $h_3 = 0,80$ m | 0,0211 | 0,1060 | 0,0607 |
| $h_2 = 0,55$ m | 0,0714 | 0,1630 | 0,1053 | $h_2 = 0,55$ m | 0,0537 | 0,1250 | 0,0794 |
| $h_1 = 0,30$ m | 0,0743 | 0,2049 | 0,1349 | $h_1 = 0,30$ m | - | - | - |
| Componente transversal | | | | Componente transversal | | | |
| | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ | | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ |
| $h_3 = 0,80$ m | 0,0343 | 0,2369 | 0,1106 | $h_3 = 0,80$ m | 0,0214 | 0,1170 | 0,0746 |
| $h_2 = 0,55$ m | 0,0585 | 0,2161 | 0,1435 | $h_2 = 0,55$ m | 0,0512 | 0,1649 | 0,1028 |
| $h_1 = 0,30$ m | 0,0631 | 0,2626 | 0,1822 | $h_1 = 0,30$ m | - | - | - |

Tabla 6.7: Intensidad de turbulencia en la estela (medición en el plano horizontal)

| | | | | | | | |
|----------------------------------|---------|---------|---------|----------------------------------|---------|---------|---------|
| CONFIGURACIÓN 1 | | | | CONFIGURACIÓN 2 | | | |
| ($U_\infty = 10$ m/s, sin pala) | | | | ($U_\infty = 10$ m/s, con pala) | | | |
| Componente longitudinal | | | | Componente longitudinal | | | |
| | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ | | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ |
| $h_3 = 0,80$ m | 0,0055 | 0,0050 | 0,0055 | $h_3 = 0,80$ m | 0,0055 | 0,0050 | 0,0055 |
| $h_2 = 0,55$ m | 0,0070 | 0,0060 | 0,0070 | $h_2 = 0,55$ m | 0,0060 | 0,0055 | 0,0060 |
| $h_1 = 0,30$ m | 0,0090 | 0,0070 | 0,0075 | $h_1 = 0,30$ m | 0,0090 | 0,0070 | 0,0075 |
| Componente transversal | | | | Componente transversal | | | |
| | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ | | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ |
| $h_3 = 0,80$ m | 0,0050 | 0,0050 | 0,0065 | $h_3 = 0,80$ m | 0,0050 | 0,0045 | 0,0050 |
| $h_2 = 0,55$ m | 0,0055 | 0,0055 | 0,0065 | $h_2 = 0,55$ m | 0,0060 | 0,0050 | 0,0060 |
| $h_1 = 0,30$ m | 0,0075 | 0,0065 | 0,0070 | $h_1 = 0,30$ m | 0,0075 | 0,0065 | 0,0070 |
| CONFIGURACIÓN 3 | | | | CONFIGURACIÓN 4 | | | |
| ($U_\infty = 15$ m/s, sin pala) | | | | ($U_\infty = 15$ m/s, con pala) | | | |
| Componente longitudinal | | | | Componente longitudinal | | | |
| | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ | | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ |
| $h_3 = 0,80$ m | 0,0040 | 0,0030 | 0,0035 | $h_3 = 0,80$ m | 0,0030 | 0,0030 | 0,0035 |
| $h_2 = 0,55$ m | 0,0045 | 0,0035 | 0,0040 | $h_2 = 0,55$ m | 0,0040 | 0,0035 | 0,0040 |
| $h_1 = 0,30$ m | 0,0055 | 0,0045 | 0,0045 | $h_1 = 0,30$ m | 0,0055 | 0,0045 | 0,0050 |
| Componente transversal | | | | Componente transversal | | | |
| | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ | | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ |
| $h_3 = 0,80$ m | 0,0035 | 0,0035 | 0,0040 | $h_3 = 0,80$ m | 0,0030 | 0,0030 | 0,0035 |
| $h_2 = 0,55$ m | 0,0035 | 0,0035 | 0,0040 | $h_2 = 0,55$ m | 0,0040 | 0,0030 | 0,0040 |
| $h_1 = 0,30$ m | 0,0045 | 0,0045 | 0,0045 | $h_1 = 0,30$ m | 0,0045 | 0,0045 | 0,0045 |

Tabla 6.8: Escala integral temporal de turbulencia [s] (medición en el plano horizontal)

| CONFIGURACIÓN 1 ($U_\infty = 10$ m/s, sin pala) | | | | CONFIGURACIÓN 2 ($U_\infty = 10$ m/s, con pala) | | | |
|--|---------|---------|---------|--|---------|---------|---------|
| Componente longitudinal | | | | Componente longitudinal | | | |
| | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ | | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ |
| $h_3 = 0,80$ m | 0,0610 | 0,0457 | 0,0534 | $h_3 = 0,80$ m | 0,0457 | 0,0457 | 0,0534 |
| $h_2 = 0,55$ m | 0,0678 | 0,0527 | 0,0603 | $h_2 = 0,55$ m | 0,0603 | 0,0527 | 0,0603 |
| $h_1 = 0,30$ m | 0,0825 | 0,0675 | 0,0675 | $h_1 = 0,30$ m | 0,0825 | 0,0675 | 0,0750 |
| Componente transversal | | | | Componente transversal | | | |
| | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ | | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ |
| $h_3 = 0,80$ m | 0,0534 | 0,0534 | 0,0610 | $h_3 = 0,80$ m | 0,0457 | 0,0457 | 0,0534 |
| $h_2 = 0,55$ m | 0,0527 | 0,0527 | 0,0603 | $h_2 = 0,55$ m | 0,0603 | 0,0452 | 0,0603 |
| $h_1 = 0,30$ m | 0,0675 | 0,0675 | 0,0675 | $h_1 = 0,30$ m | 0,0675 | 0,0675 | 0,0675 |
| CONFIGURACIÓN 3 ($U_\infty = 15$ m/s, sin pala) | | | | CONFIGURACIÓN 4 ($U_\infty = 15$ m/s, con pala) | | | |
| Componente longitudinal | | | | Componente longitudinal | | | |
| | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ | | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ |
| $h_3 = 0,80$ m | 0,0557 | 0,0506 | 0,0557 | $h_3 = 0,80$ m | 0,0557 | 0,0506 | 0,0557 |
| $h_2 = 0,55$ m | 0,0704 | 0,0604 | 0,0704 | $h_2 = 0,55$ m | 0,0604 | 0,0554 | 0,0604 |
| $h_1 = 0,30$ m | 0,0905 | 0,0704 | 0,0754 | $h_1 = 0,30$ m | 0,0905 | 0,0704 | 0,0754 |
| Componente transversal | | | | Componente transversal | | | |
| | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ | | $1 D_m$ | $3 D_m$ | $6 D_m$ |
| $h_3 = 0,80$ m | 0,0506 | 0,0506 | 0,0658 | $h_3 = 0,80$ m | 0,0506 | 0,0455 | 0,0506 |
| $h_2 = 0,55$ m | 0,0554 | 0,0554 | 0,0654 | $h_2 = 0,55$ m | 0,0604 | 0,0503 | 0,0604 |
| $h_1 = 0,30$ m | 0,0754 | 0,0654 | 0,0704 | $h_1 = 0,30$ m | 0,0754 | 0,0654 | 0,0704 |

Tabla 6.9: Escala integral espacial de turbulencia [m] (medición en el plano horizontal)

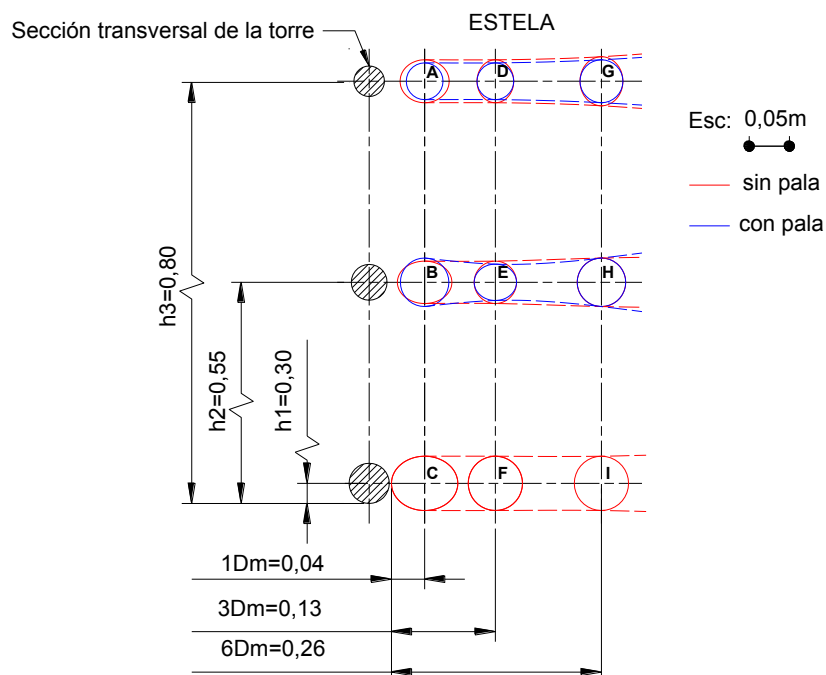


Fig. 6.10: Escala integral espacial de turbulencia en el plano horizontal para $U_\infty = 10$ m/s

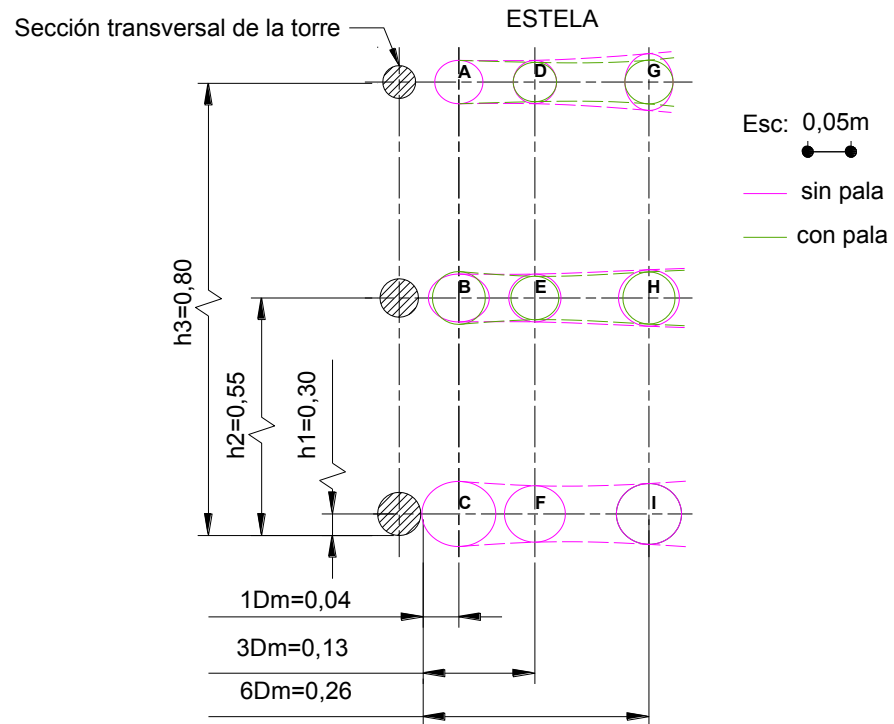


Fig. 6.11: Escala integral espacial de turbulencia en el plano horizontal para $U_\infty = 15 \text{ m/s}$

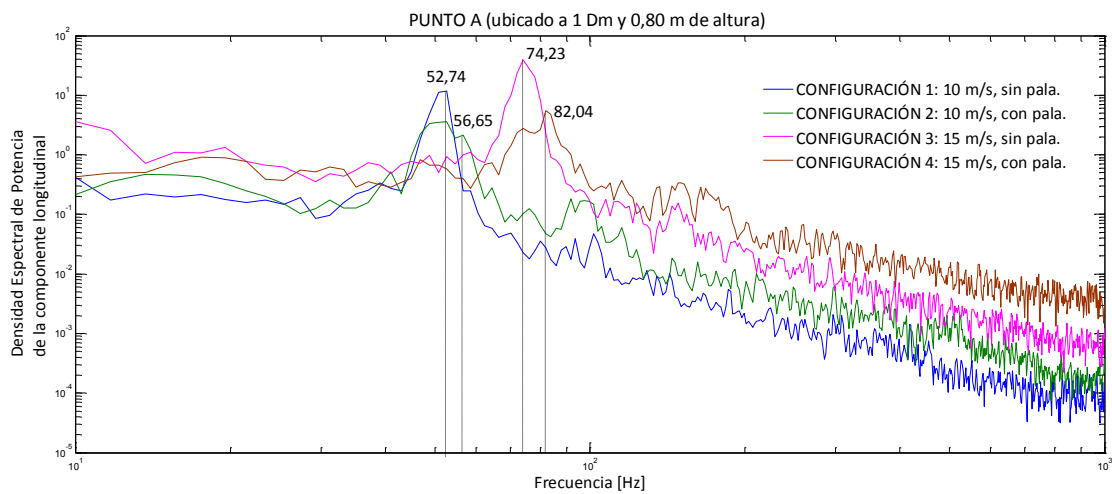


Fig. 6.12: Espectro de densidad de potencia en el punto A (medición en el plano horizontal)

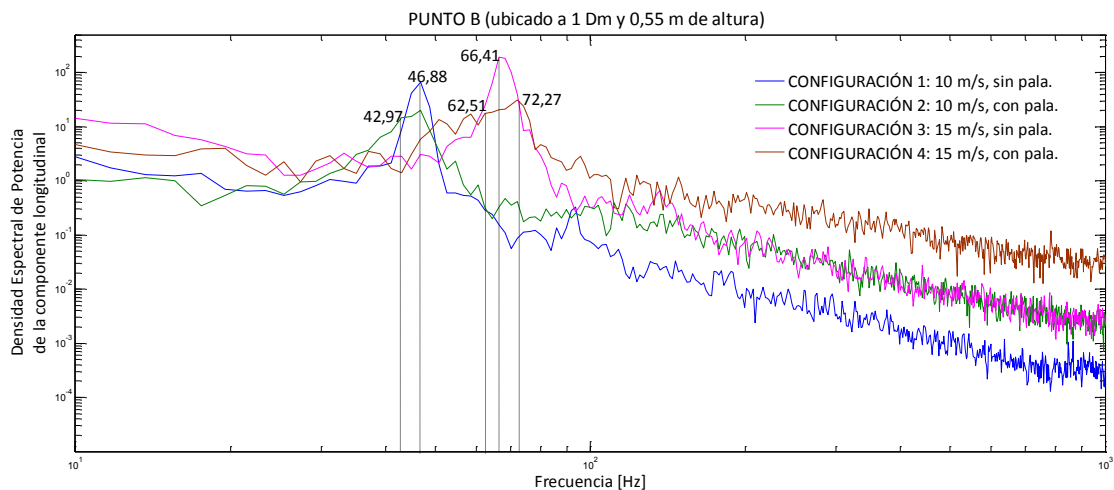


Fig. 6.13: Espectro de densidad de potencia en el punto B (medición en el plano horizontal)

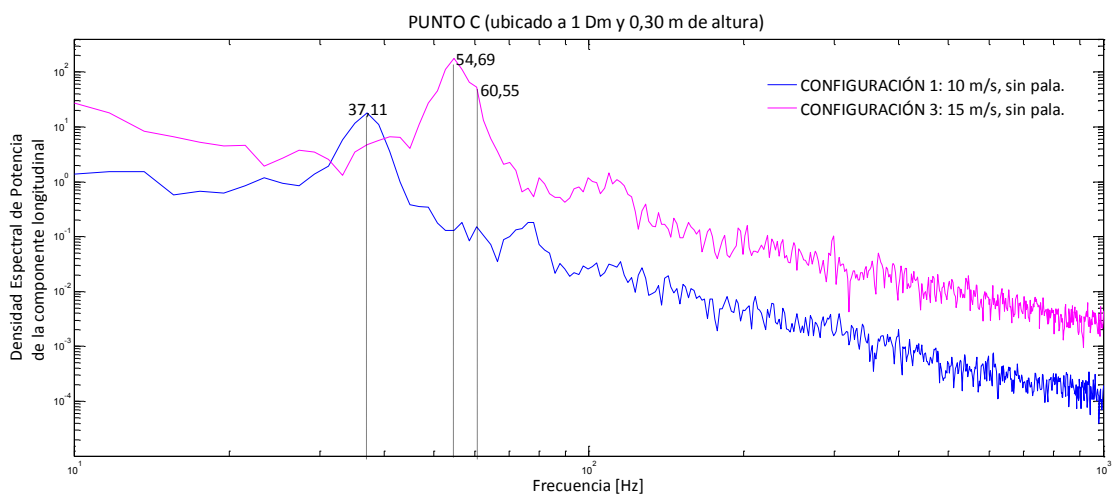


Fig. 6.14: Espectro de densidad de potencia en el punto C (medición en el plano horizontal)

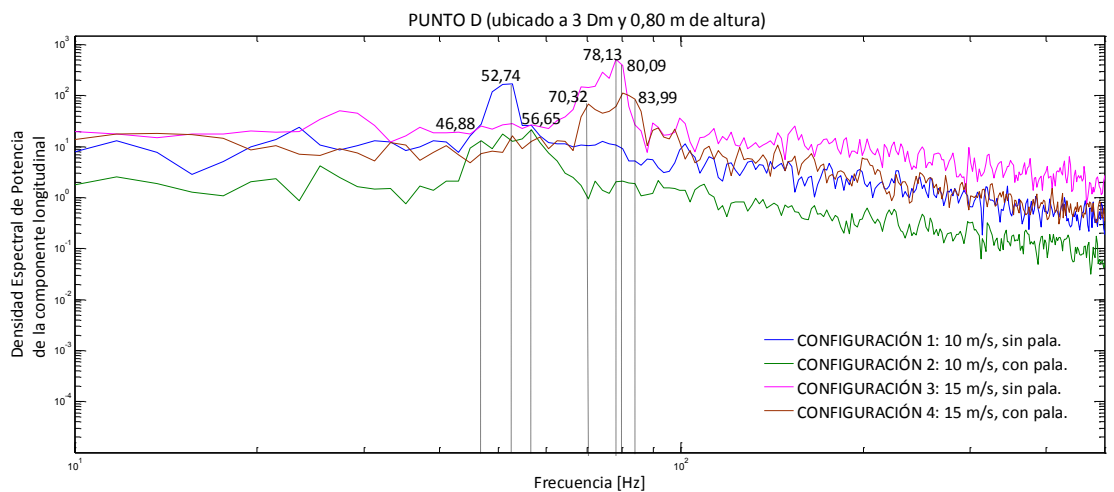


Fig. 6.15: Espectro de densidad de potencia en el punto D (medición en el plano horizontal)

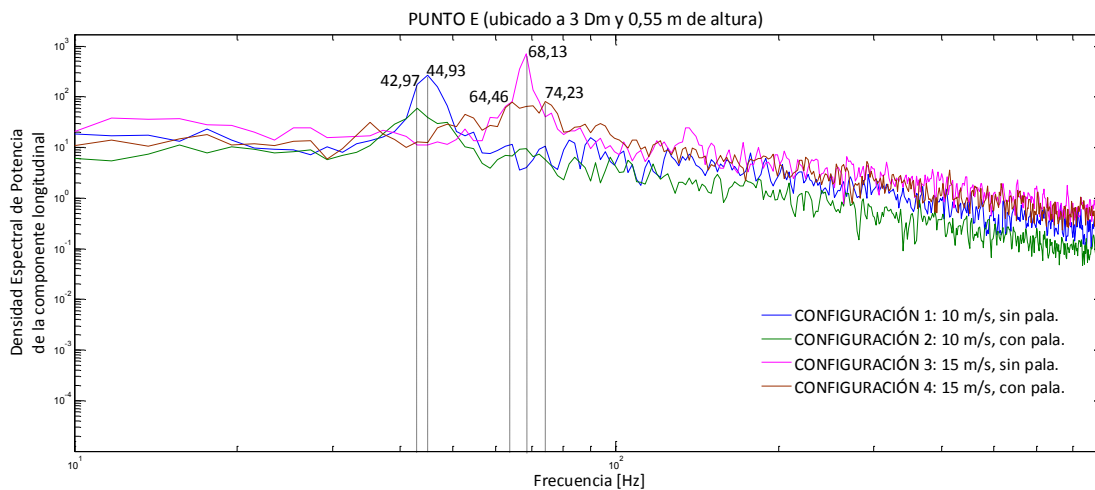


Fig. 6.16: Espectro de densidad de potencia del punto E (medición en el plano horizontal)

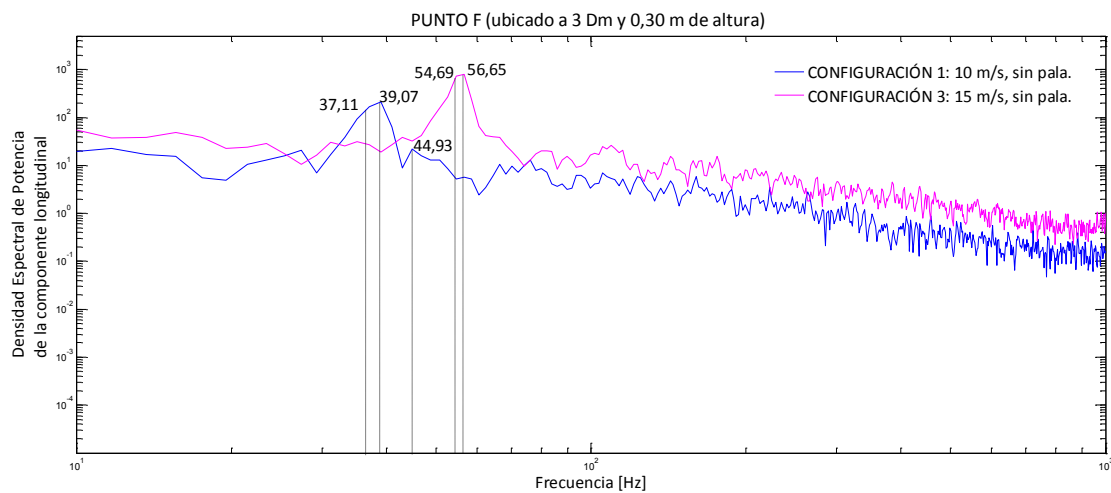


Fig. 6.17: Espectro de densidad de potencia del punto F (medición en el plano horizontal)

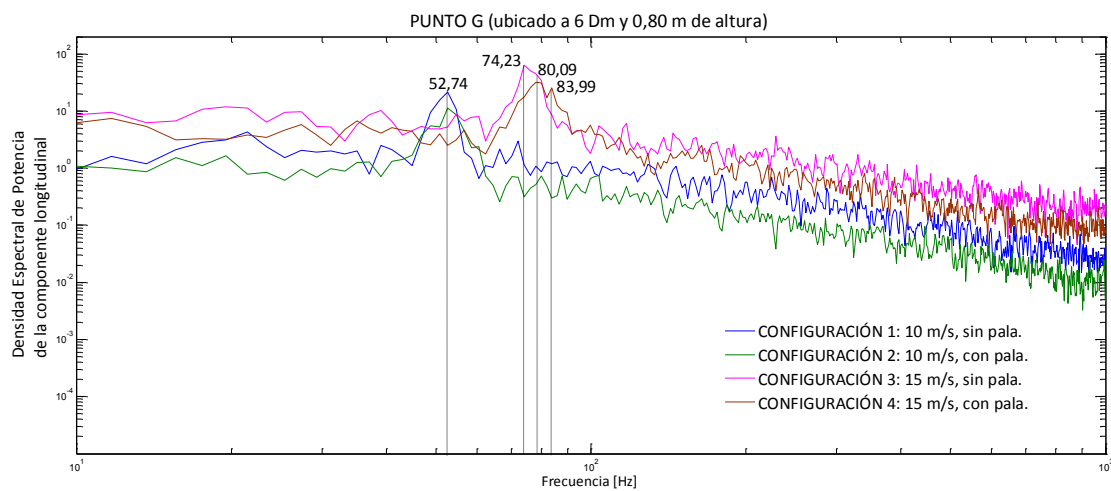


Fig. 6.18: Espectro de densidad de potencia del punto G (medición en el plano horizontal)

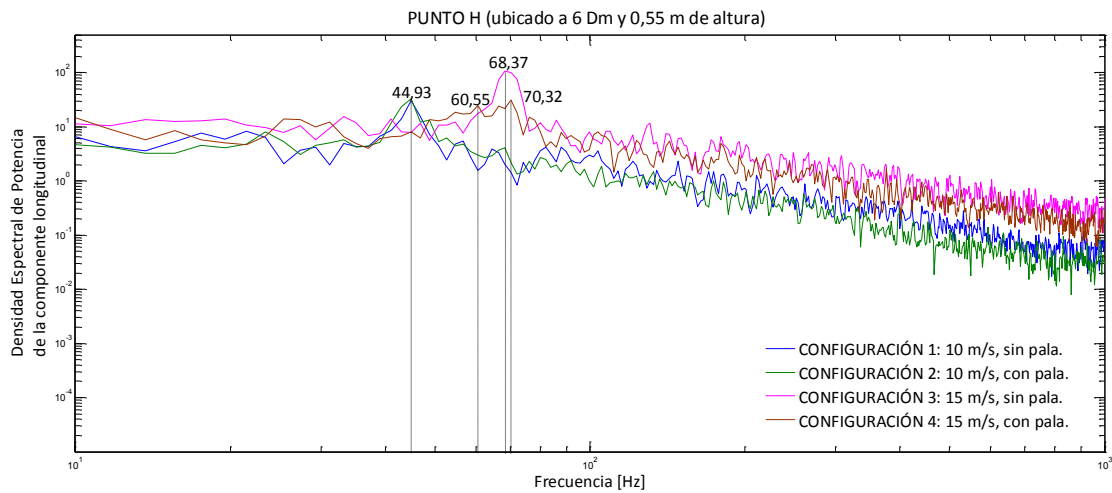


Fig. 6.19: Espectro de densidad de potencia del punto H (medición en el plano horizontal)

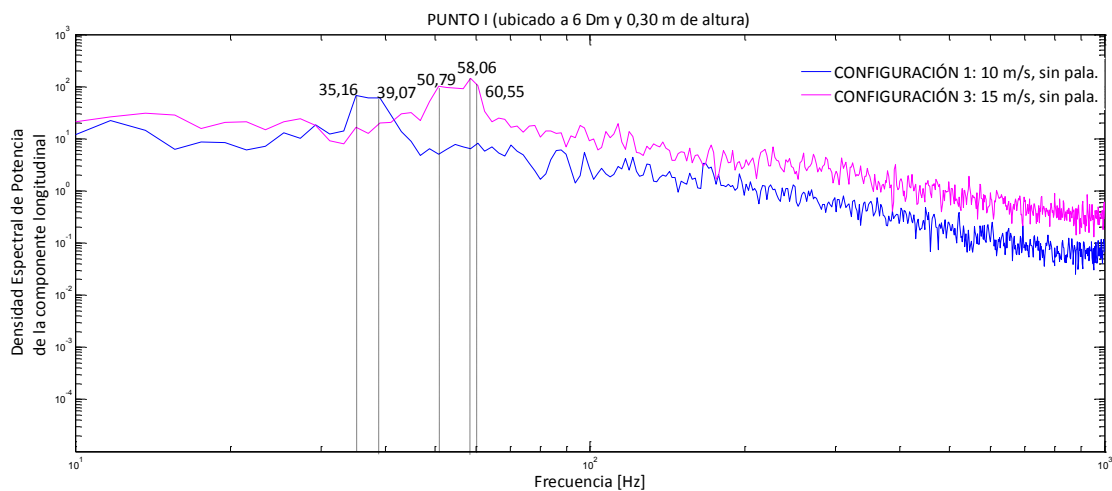


Fig. 6.20: Espectro de densidad de potencia del punto I (medición en el plano horizontal)

6.6.4. Análisis

Variación de la velocidad media con la posición del rotor, para la misma velocidad de flujo: a $1 D_m$ y a $6 D_m$ de distancia de la torre, la velocidad media disminuye al pasar de la posición sin pala a la posición con pala. A $3 D_m$ aumenta excepto en un caso que disminuye: en el punto E, que se ubica a $3 D_m$ de la torre y a 0,55 m de altura, cuando se realiza el ensayo con la configuración 1 ($U_\infty = 10$ m/s, sin pala).

Variación de la velocidad media con la altura: con las cuatro configuraciones, a $1 D_m$, la mayor velocidad media medida se encuentra en h_2 (0,55 m), y la menor en h_3 (0,80 m). A $3 D_m$, aumenta con la altura. A $6 D_m$ varía según el caso. A 10 m/s la mayor velocidad media se encuentra en h_2 (0,55 m). A 15 m/s, sin la pala a barlovento, la velocidad media aumenta con la altura, y con la pala a barlovento, la mayor velocidad media se encuentra en h_2 (0,55 m).

Variación de la velocidad media con la distancia a la torre: excepto en un punto, para una misma altura y en todas las configuraciones la velocidad disminuye entre $1 D_m$ y $3 D_m$ y aumenta entre $3 D_m$ y $6 D_m$. La excepción es el punto G, ubicado a $3 D_m$ y 0,80 m de altura. En este punto, cuando la pala está frente a la torre, la velocidad disminuye entre $3 D_m$ y $6 D_m$.

Velocidades medias máxima y mínima: en todos los casos la velocidad media medida es máxima en el punto B (ubicado a $1 D_m$ de la torre y a 0,55 m de altura) y mínima en el punto F (ubicado a $3 D_m$ de la torre y a 0,30 m de altura).

Variación de la I con la posición del rotor, para la misma velocidad de flujo: en las cuatro configuraciones, en todos los puntos, la intensidad de turbulencia disminuye con la pala a barlovento de la torre.

Variación espacial de la I : para una misma altura aumenta entre $1 D_m$ y $3 D_m$ y disminuye entre $3 D_m$ y $6 D_m$. El cambio de la intensidad de turbulencia con la altura es distinto según la distancia a la torre y la posición del rotor, por lo que no puede inferirse un patrón de variación.

Variación espacial de las escalas de turbulencia: las escalas en dirección longitudinal y transversal disminuyen con la altura. Esto se verifica en todos los casos a excepción del punto E (ubicado a $3 D_m$ y 0,55 m de altura) donde la escala integral espacial de turbulencia aumenta levemente entre 0,55 m y 0,80 m). En distancia a la torre hay diferencias pero no se percibe una tendencia fija, en algunos casos aumentan y en otros disminuyen o permanecen iguales.

Variación de las escalas de turbulencia con la velocidad flujo: las escalas de turbulencia disminuyen con el incremento de la velocidad incidente. Este comportamiento se verifica para las dos posiciones del rotor estudiadas.

Variación de las escalas de turbulencia con la posición del rotor: no se observan cambios apreciables en las escalas de turbulencia al variar la posición del rotor.

Densidad Espectral de Potencia (DEP) de la velocidad de viento punto a punto:

Se adoptó como criterio de análisis que los desprendimientos de vórtices ocurren en un cilindro para $0,15 < St < 0,25$. Se analizó sólo la componente longitudinal de velocidad porque la transversal presenta los mismos picos en el rango de frecuencias de Strouhal. Para comparar las frecuencias obtenidas con distintas configuraciones de ensayo, o en distintos puntos, se tomaron los 10 picos más importantes de cada caso.

Punto A (ubicado a $1 D_m$ y 0,80 m de altura):

Datos: $D = 0,038$ m; $U_{\infty 10} = 10,121$ m/s; $U_{\infty 15} = 15,248$ m/s.

A 10 m/s hay desprendimientos entre 39,07 Hz y 66,41 Hz. La frecuencia más importante es 52,74 Hz con pala y sin pala, que corresponde a $St = 0,20$. En ambas posiciones del rotor los picos principales son los mismos, pero en el caso con pala aparecen un pico a

56,65 Hz y otro a 58,60 Hz que no están en el caso sin pala. Estas frecuencias corresponden a $St = 0,21$ y $St = 0,22$ respectivamente.

A 15 m/s los desprendimientos ocurren entre 58,60 Hz y 101,57 Hz. Las frecuencias más importantes son 74,23 Hz ($St = 0,18$) para el caso sin pala y 82,04 Hz ($St = 0,20$) con pala. A esta velocidad se ve mayor variación en los picos al mover el rotor. Con la pala delante de la torre, aparecen picos a 82,04 Hz ($St = 0,20$), 83,99 Hz ($St = 0,21$) y 85,95 Hz ($St = 0,21$) que no están en el caso sin pala.

Punto B (ubicado a $1 D_m$ y 0,53 m de altura):

Datos: $D = 0,044$ m; $U_{\infty 10} = 10,064$ m/s; $U_{\infty 15} = 15,069$ m/s.

A 10 m/s los desprendimientos ocurren entre 33,21 Hz y 56,65 Hz. La frecuencia más importante a esta velocidad, para las dos posiciones del rotor es 46,88 Hz y corresponde a $St = 0,20$. Sin la pala aparecen picos importantes en 1,95 Hz ($St = 0,01$); 9,77 Hz ($St = 0,04$) y 5,86 Hz ($St = 0,03$); que no se repiten con la pala. Mientras que con la pala hay picos en 39,07 Hz ($St = 0,17$); 37,11 Hz ($St = 0,16$) y 35,16 Hz ($St = 0,15$) que no están en el caso sin pala.

A 15 m/s hay desprendimientos entre 50,79 Hz y 85,95 Hz. En la posición del rotor sin la pala a barlovento la frecuencia más importante es 66,41 Hz, correspondiente a $St = 0,19$. En la otra posición el pico principal aparece en 70,32 Hz ($St = 0,21$). Con la pala a barlovento aparecen picos en 74,23 Hz ($St = 0,22$); 58,60 Hz ($St = 0,17$); 56,65 Hz ($St = 0,17$) y 50,79 Hz ($St = 0,15$), que no se encuentran entre los más importantes para el caso sin pala.

Punto C (ubicado a $1 D_m$ y 0,30 m de altura):

Datos: $D = 0,050$ m; $U_{\infty 10} = 10,054$ m/s; $U_{\infty 15} = 14,991$ m/s.

A 10 m/s se registran desprendimientos entre 29,30 Hz y 50,79 Hz, siendo la frecuencia más importante de 37,11 Hz ($St = 0,18$) con las dos posiciones del rotor.

A 15 m/s los desprendimientos ocurren entre 44,93 Hz y 76,18 Hz y la frecuencia principal es de 54,69 Hz ($St = 0,18$). A esta altura se midió solamente sin la pala adelante.

Punto D (ubicado a $3 D_m$ y 0,80 m de altura):

Datos: $D = 0,038$ m; $U_{\infty 10} = 10,121$ m/s; $U_{\infty 15} = 15,248$ m/s.

A 10 m/s los desprendimientos ocurren entre 39,07 Hz y 66,41 Hz. Las frecuencias principales son 52,74 Hz ($St = 0,20$) en el caso sin pala y 56,65 Hz ($St = 0,21$) en el caso con pala. En éste último caso hay picos a 60,55 Hz y 62,51 Hz, correspondientes a $St = 0,23$, que no se registran sin la pala a barlovento.

A 15 m/s las frecuencias de Strouhal se encuentran entre 58,60 Hz y 101,57 Hz. Sin la pala la frecuencia principal es 78,13 Hz ($St = 0,20$) y con la pala es 80,09 Hz ($St = 0,20$). Cuando

se coloca la pala a barlovento aparecen picos a 83,99 Hz y 85,95 Hz, con $St = 0,21$; que no tienen importancia sin la pala.

Punto E (ubicado a $3 D_m$ y 0,55 m de altura):

Datos: $D = 0,044$ m; $U_{\infty 10} = 10,064$ m/s; $U_{\infty 15} = 15,069$ m/s.

A 10 m/s se producen desprendimientos entre 33,21 Hz y 56,65 Hz, siendo las frecuencias principales 44,93 Hz ($St = 0,20$) y 42,97 Hz ($St = 0,19$) para los casos sin pala y con pala respectivamente. Con la pala a barlovento son importantes las frecuencias 37,11 Hz ($St = 0,16$) y 35,11 Hz ($St = 0,15$), a diferencia del caso sin pala.

A 15 m/s las frecuencias de Strouhal están comprendidas entre 50,79 Hz y 85,95 Hz. Las frecuencias principales son 68,37 Hz ($St = 0,20$) para el caso sin pala y 74,23 Hz ($St = 0,22$) con la pala a barlovento. Sin la pala aparecen frecuencias importantes en 58,60 Hz ($St = 0,17$) y 60,55 Hz ($St = 0,18$) que no se repiten con la pala. Y con la pala se registran picos en 78,13 Hz ($St = 0,23$) y 52,74 Hz ($St = 0,15$) que no tienen importancia sin la pala.

Punto F (ubicado a $3 D_m$ y 0,30 m de altura):

Datos: $D = 0,050$ m; $U_{\infty 10} = 10,054$ m/s; $U_{\infty 15} = 14,991$ m/s.

En esta ubicación se ensayó la torre sólo con la posición del rotor sin la pala a barlovento. Para 10 m/s los desprendimientos ocurren entre 29,30 Hz y 50,79 Hz. La frecuencia más importante es 39,07 Hz y corresponde a $St = 0,19$.

A 15 m/s hay desprendimientos entre 44,93 Hz y 76,18 Hz, y la frecuencia principal se encuentra a 56,65 Hz ($St = 0,19$).

Punto G (ubicado a $6 D_m$ y 0,80 m de altura):

Datos: $D = 0,038$ m; $U_{010} = 10,121$ m/s; $U_{015} = 15,248$ m/s.

A 10 m/s las frecuencias de Strouhal están comprendidas entre 39,07 Hz y 66,41 Hz, siendo la frecuencia principal 52,74 Hz ($St = 0,20$) con las dos posiciones del rotor. Con la pala aparecen picos importantes en 70,32 Hz ($St = 0,18$), 82,04 Hz ($St = 0,20$) y 68,37 Hz ($St = 0,17$) que no se registran sin la pala.

A 15 m/s los desprendimientos ocurren entre 58,60 Hz y 101,57 Hz, y las frecuencias más importantes son 74,23 Hz ($St = 0,18$) para el caso sin pala y 78,13 Hz ($St = 0,19$). En este punto, para esta velocidad, los espectros varían más que en los otros puntos según la posición del rotor. Sin la pala a barlovento son importantes las frecuencias 50,79 Hz ($St = 0,19$); 56,65 Hz ($St = 0,21$); 60,55 Hz ($St = 0,23$) y 58,60 Hz ($St = 0,22$). Mientras que con la pala adquieren importancia las frecuencias 83,99 Hz ($St = 0,21$); 85,95 Hz ($St = 0,21$); 87,90 Hz ($St = 0,22$) y 89,85 Hz ($St = 0,22$).

Punto H (ubicado a $6 D_m$ y 0,53 m de altura):

Datos: $D = 0,044$ m; $U_{\infty 10} = 10,064$ m/s; $U_{\infty 15} = 15,069$ m/s.

A 10 m/s las frecuencias de desprendimiento están comprendidas entre 33,21 Hz y 56,65 Hz, siendo la frecuencia principal 44,93 Hz ($St = 0,20$) con las dos posiciones del rotor. Con la pala a barlovento son importantes las frecuencias 74,23 ($St = 0,22$) y 62,51 Hz ($St = 0,18$), que no se destacan en la otra posición del rotor analizada.

A 15 m/s ocurren desprendimientos entre 50,79 Hz y 85,95 Hz, y las frecuencias principales son 68,37 Hz ($St = 0,20$) para el caso sin pala y 70,32 Hz ($St = 0,21$) con pala. Hay diferencias en los espectros para las dos posiciones del rotor. Sin la pala son importantes las frecuencias 48,83 ($St = 0,21$); 52,74 ($St = 0,23$) y 33,21 ($St = 0,15$). Y con la pala se destacan 54,69 ($St = 0,16$); 58,60 ($St = 0,17$) y 56,65 ($St = 0,17$).

Punto I (ubicado a $3 D_m$ y 0,30 m de altura):

Datos: $D = 0,050$ m; $U_{\infty 10} = 10,054$ m/s; $U_{\infty 15} = 14,991$ m/s.

Al igual que en los puntos C y F, en este punto se realizaron mediciones sólo sin la pala a barlovento.

A 10 m/s las frecuencias de Strouhal se encuentran entre 29,30 Hz y 50,79 Hz, siendo la más importante 35,16 Hz en correspondencia a $St = 0,17$.

A 15 m/s los desprendimientos ocurren entre 44,93 Hz y 76,18 Hz y la frecuencia principal es 58,60 Hz, para $St = 0,20$.

Variación de la frecuencia de desprendimiento de vórtices con la altura: la frecuencia de desprendimiento de vórtices en todos los casos analizados aumenta con la altura para una misma distancia horizontal a la torre.

Variación de la frecuencia de desprendimiento con la distancia horizontal a la torre: a una misma altura, se mantienen las mismas frecuencias principales en la longitud analizada de la estela.

Variación de la densidad espectral de potencia con la velocidad del flujo incidente: a mayor velocidad aumenta el valor de la frecuencia principal de desprendimiento y aparecen más picos entre $0,15 < St < 0,25$. También se observa mayor sensibilidad al cambio de posición del rotor cuando aumenta la velocidad.

Variación de la densidad espectral de potencia con la posición del rotor: a 10 m/s los espectros para las dos posiciones del rotor presentan los mismos picos principales con algunas variaciones en los pesos relativos de los mismos. A 15 m/s no se observa tanta semejanza. En general, para ambas velocidades y en un mismo punto, sin la pala a barlovento aparecen picos en frecuencias menores a 10 Hz que no se observan con la pala a barlovento. Y con la pala a

barlovento se ven frecuencias de Strouhal que no aparecen sin la pala. La variación del espectro con la posición del rotor es más evidente a mayor distancia de la torre.

6.7. ENSAYOS PARA LA VISUALIZACIÓN DEL FLUJO EN LA ESTELA

La observación de la estela detrás de la torre permite interpretar los mecanismos de formación de vórtices. Los tipos de estructuras vorticosas presentes en la estela tienen relación directa con las cargas dinámicas que el viento transmitirá a la torre.

El objetivo de estos ensayos fue visualizar la estructura del flujo en la estela de la torre.

6.7.1. Metodología

Visualización con catavientos:

Se colocaron catavientos constituidos por hilos blancos de 1 cm de longitud, en la mitad de la torre, como se muestra en la Figura 6.21. Se observó el movimiento de los mismos para velocidades de flujo de 10 m/s, 12 m/s, 13 m/s y 15 m/s. Los números de Reynolds de esos ensayos estuvieron comprendidos entre $3,1 \times 10^4$ y $4,4 \times 10^4$, basados en el diámetro medio del modelo.



Fig. 6.21: Catavientos

Visualización con humo:

Se realizaron pruebas con humo, a velocidades crecientes de viento, para visualizar la estructura del flujo alrededor de la torre. Los números de Reynolds para estas pruebas estuvieron comprendidos entre $8,7 \times 10^3$ y $4,4 \times 10^4$.

Visualización con humo y láser:

Al montaje realizado para las pruebas con humo, se adicionó un láser aguas abajo para observar con mayor detalle el flujo de la estela. Este ensayo se realizó únicamente para $Re = 1,3 \times 10^4$.

Registro y procesamiento de datos:

Los ensayos se registraron con cámaras de 60 fps y 30 fps. Se analizaron los registros mediante software de edición de video y se extrajeron los fotogramas para examinar en detalle los tipos de vórtices desprendidos y realizar mediciones gráficas sobre las imágenes.

6.7.2. Resultados

En la visualización con catavientos se detectaron corrientes verticales de flujo en el lateral de la torre y a sotavento, de distinto sentido (Figuras 6.22 a 6.25). La ubicación de las mismas varía ligeramente con la velocidad de viento. La frecuencia con que aparecen estas corrientes se indica en la Tabla 6.9.



Fig. 6.22: Visualización con catavientos para flujo incidente de 10 m/s. ($Re = 2,9 \times 10^4$ basado en el diámetro medio). El tiempo entre cada fotograma es 0,02 s.

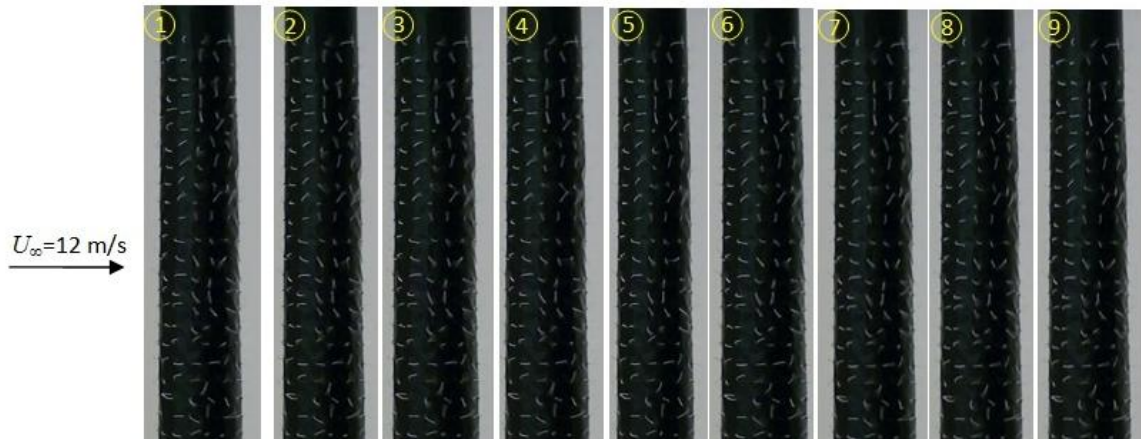


Fig. 6.23: Visualización con catavientos para flujo incidente de 12 m/s. ($Re = 3,5 \times 10^4$ basado en el diámetro medio). El tiempo entre cada fotograma es 0,02 s.



Fig. 6.24: Visualización con catavientos para flujo incidente de 13 m/s. ($Re = 3,8 \times 10^4$ basado en el diámetro medio). El tiempo entre cada fotograma es 0,02 s.



Fig. 6.25: Visualización con catavientos para flujo incidente de 15 m/s. ($Re = 4,4 \times 10^4$ basado en el diámetro medio). El tiempo entre cada fotograma es 0,02 s.

| Velocidad del flujo [m/s] | Rango de frecuencia de la corriente vertical [Hz] | Rango del número de Strouhal St |
|---------------------------|---|--|
| 10 | 3,92 - 5,79 | 0,017-0,025 |
| 12 | 4,27 - 5,47 | 0,016-0,020 |
| 13 | 3,74 - 4,99 | 0,013-0,017 |
| 15 | 3,99 - 5,46 | 0,012-0,016 |

Tabla 6.10: Rango de frecuencias medidas en las que aparece la corriente de flujo vertical para las distintas velocidades de flujo ensayadas.

Los patrones de vórtices en la estela fueron tridimensionales, presentando variaciones con la velocidad del flujo incidente. A baja velocidad, pudo verse claramente la calle de von Karman. A medida que la velocidad iba aumentando los efectos tridimensionales se fueron acrecentando y la estela fue haciéndose cada vez más compleja. Pudieron observarse desprendimientos 2S, 2P (según la clasificación de Williamson y Roshko) y modos híbridos (Figura 6.26).

Se detectaron movimientos verticales del flujo, que parecían ser más notorios a menor velocidad de la corriente aguas arriba. Particularmente para $U_\infty = 5\text{m/s}$ ($\text{Re} = 1,45 \times 10^4$, basado en el diámetro medio), se observó una recirculación vertical como se ilustra en la Figura 6.27. En el desarrollo de la estela aguas abajo se distinguieron vórtices en el plano perpendicular a la corriente incidente, equidistantes a 11 cm aproximados, dando una frecuencia de desprendimiento de 45 Hz. (Figura 6.28).

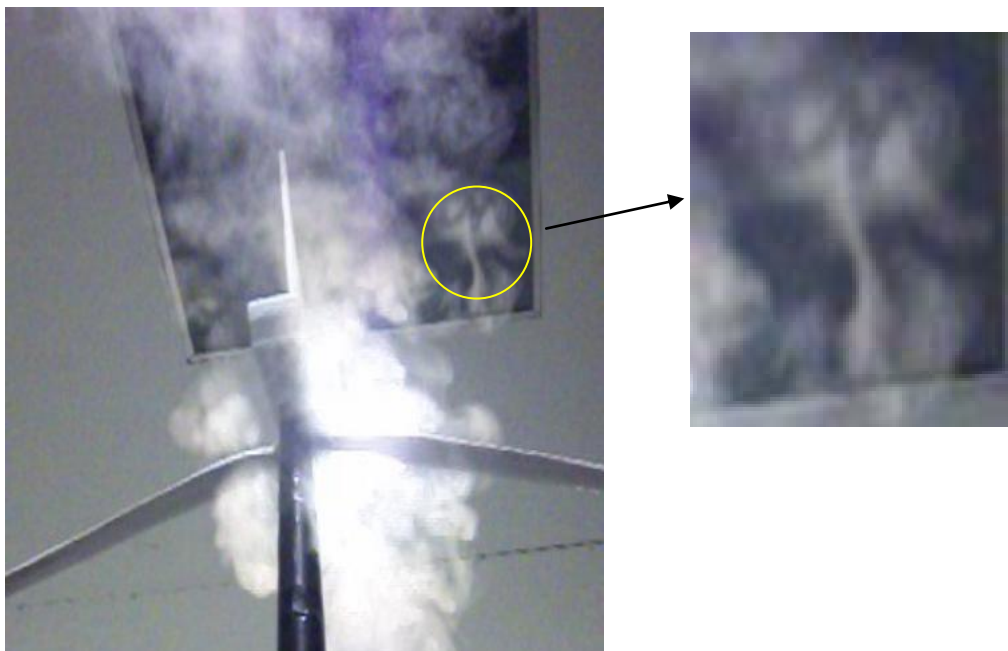


Fig. 6.26: Desprendimiento para $\text{Re} = 4,4 \times 10^4$ basado en el diámetro medio.

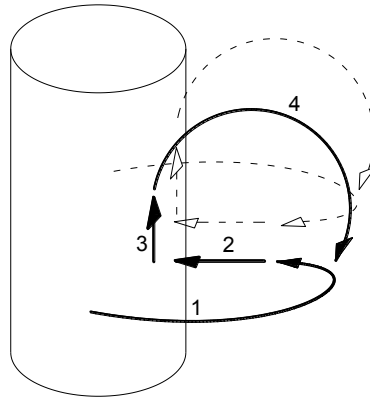


Fig. 6.27: Recirculación vertical visualizada para $Re = 4,4 \times 10^4$ basado en el diámetro medio.



Fig. 6.28: Vórtices en el plano perpendicular a la corriente incidente visualizados para $Re = 4,4 \times 10^4$ basado en el diámetro medio.

También se observó que la amplitud de la estela y la región de formación de vórtices disminuyen a mayor velocidad de flujo.

Se detectó una oscilación vertical del flujo para $8,1 \times 10^3 < Re < 4,4 \times 10^4$. (Figura 6.29).

Pudo observarse un fenómeno estocástico de dislocaciones y adhesiones de vórtices. Algunos vórtices se flexionaban con respecto al eje del modelo. Al ser arrastrados aguas abajo cambiaban su configuración curvándose hacia arriba y adhiriéndose a otras estructuras usualmente presentes en las capas de fluido adyacente. Esta nueva configuración se manifestó en forma de vórtices horquilla que inducían perturbaciones en la estela. Un ejemplo de este proceso se muestra en la Figura 6.30.

En otros casos, vórtices que comenzaban a curvarse en un plano continuaban su movimiento en dirección transversal, trazando una trayectoria tridimensional, como se ilustra en la Figura 6.31.

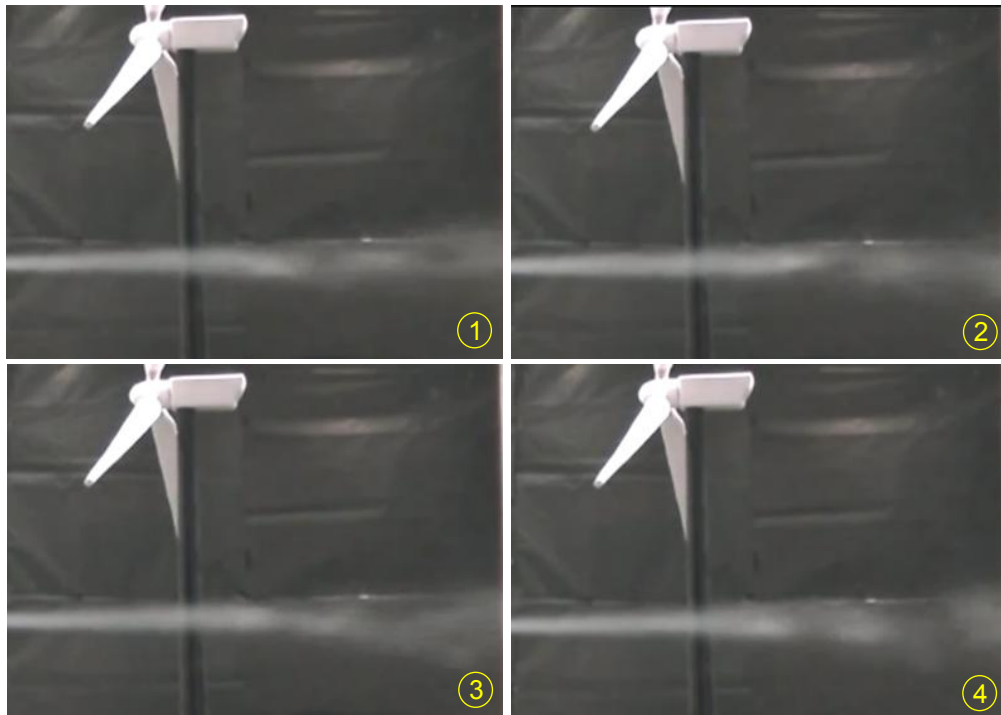


Fig. 6.29: Oscilación vertical de la estela para $Re = 1,45 \times 10^4$ basado en el diámetro medio.

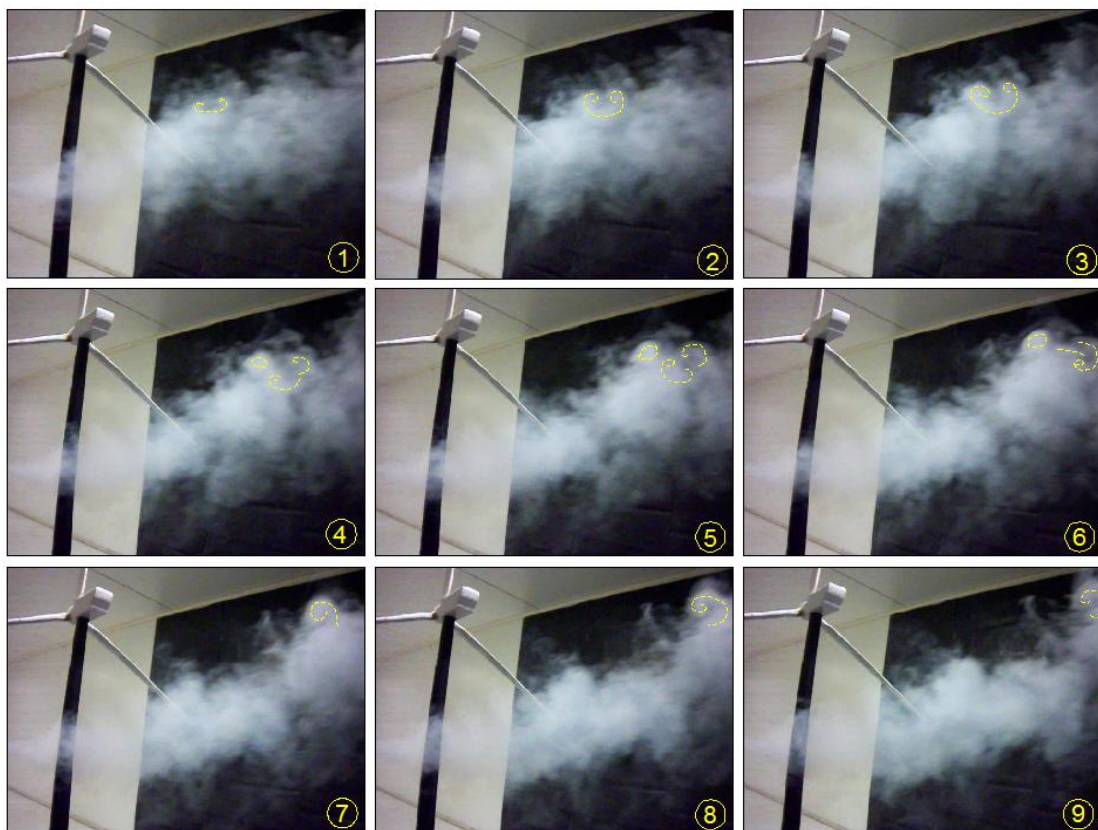


Fig. 6.30: Secuencia de dislocaciones y adhesiones de vórtices para $Re = 1,45 \times 10^4$, basado en el diámetro medio. El intervalo de tiempo entre cada fotograma es de 0,09 s

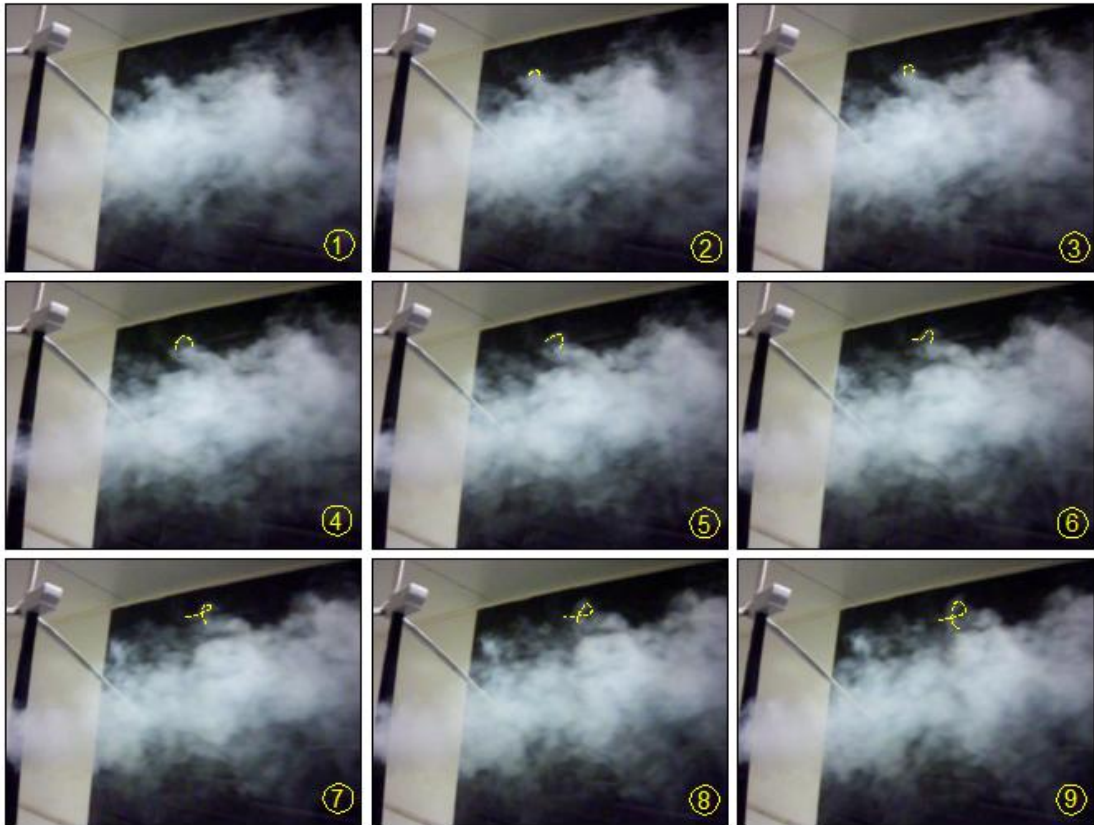


Fig. 6.31: Evolución de una estructura tridimensional en la estela para $Re = 1,45 \times 10^4$, basado en el diámetro medio. El intervalo de tiempo entre cada fotograma es de 0,06 s.

Con la incorporación del láser a los ensayos con humo pudieron observarse desprendimientos oblicuos de vórtices, con una inclinación aproximada de 15° respecto al eje de la torre (Figura 6.32). Para $Re = 1,3 \times 10^4$ la frecuencia de desprendimiento medida fue 12 Hz.

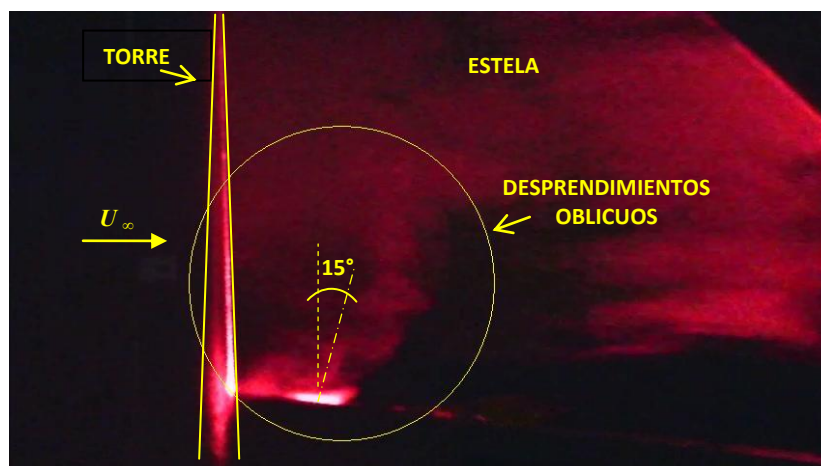


Fig. 6.32: Desprendimientos oblicuos a $Re = 1,3 \times 10^4$, basado en el diámetro medio

6.8. ENSAYO PARA MEDIR LA COMPONENTE VERTICAL DE VELOCIDAD

6.8.1. Objetivo

El objetivo de este ensayo fue detectar corrientes de flujo verticales en la estela inmediata utilizando anemometría de hilo caliente.

6.8.2. Metodología

Se midieron las componentes longitudinal y vertical de velocidad a 1 D_m de distancia de la torre en los puntos A, B y C, ubicados a 0,80 m, 0,53 m y 0,30 m de altura desde el piso del túnel. El ensayo se realizó a $U_\infty = 15$ m/s y sin la pala a barlovento.

La metodología para la obtención de datos y procesamiento de los mismos fue la misma que la utilizada en el ensayo para la determinación de características dinámicas de flujo en la estela. La descripción de la misma puede consultarse en el artículo 6.7.2.

6.8.3. Resultados

En la Tabla 6.11 se indican los valores de las magnitudes calculadas a partir de las mediciones.

Las escalas de turbulencia se calcularon con el criterio de cruce en cero y la hipótesis de Taylor de flujo congelado. La Figura 6.33 muestra la escala espacial de turbulencia.

Las Figuras 6.34 a 6.36 corresponden a los espectros de densidad de potencia obtenidos en cada punto para las componentes longitudinal y vertical de velocidad de flujo.

| | PUNTO A | PUNTO B | PUNTO C |
|--|------------|------------|------------|
| Altura [m] | 0,80 | 0,55 | 0,30 |
| Velocidad media longitudinal u_m [m/s] | 19,78 | 20,75 | 20,80 |
| Velocidad media vertical w_m [m/s] | -2,44 | -2,14 | -1,97 |
| Intensidad de turbulencia longitudinal | 0,0659 | 0,0746 | 0,1597 |
| Intensidad de turbulencia vertical | 0,0303 | 0,0278 | 0,0781 |
| Escala integral temporal de turbulencia longitudinal [s] | 0,0040 | 0,0040 | 0,0050 |
| Escala integral temporal de turbulencia vertical [s] | 0,0040 | 0,0045 | 0,0065 |
| Escala integral espacial de turbulencia longitudinal [m] | 0,061 | 0,060 | 0,082 |
| Escala integral espacial de turbulencia vertical [m] | 0,061 | 0,068 | 0,097 |

Tabla 6.11: Mediciones en el plano vertical a 1 D_m de la torre, para $U_\infty = 15$ m/s, sin pala

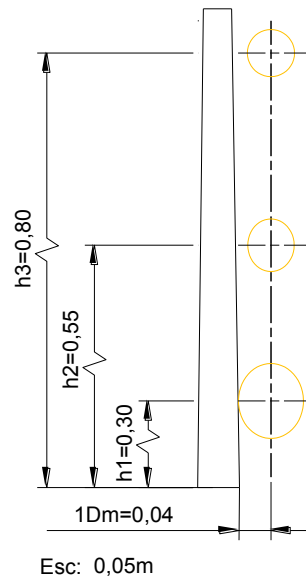


Fig. 6.33: Escala integral espacial de turbulencia en el plano horizontal para $U_\infty = 15 \text{ m/s}$

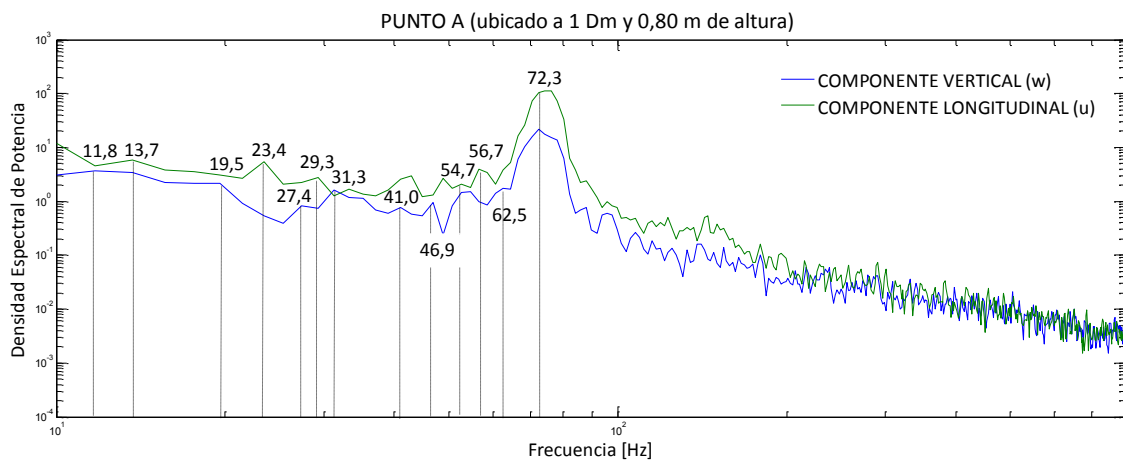


Fig. 6.34: Espectro de densidad de potencia del punto A a $U_\infty = 15 \text{ m/s}$, sin pala (medición en el plano vertical)

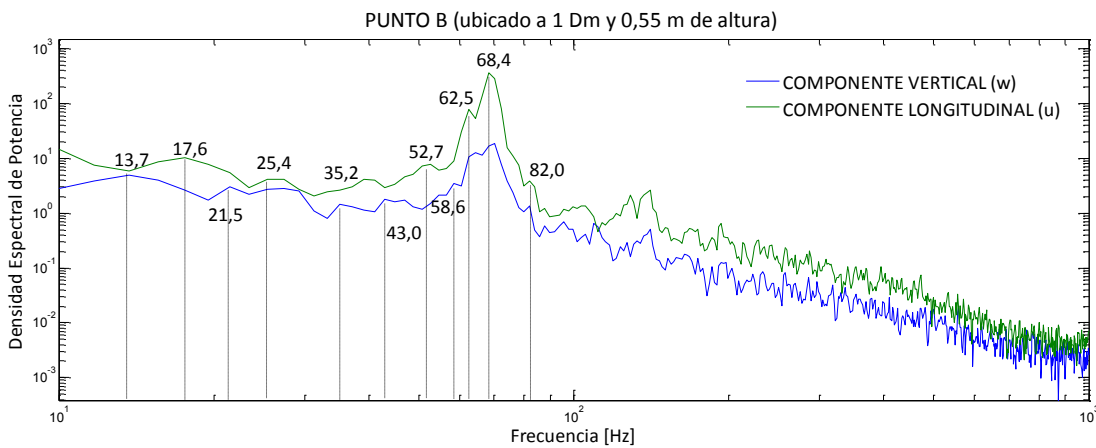


Fig. 6.35: Espectro de densidad de potencia del punto B, a $U_\infty = 15 \text{ m/s}$, sin pala (medición en el plano vertical)

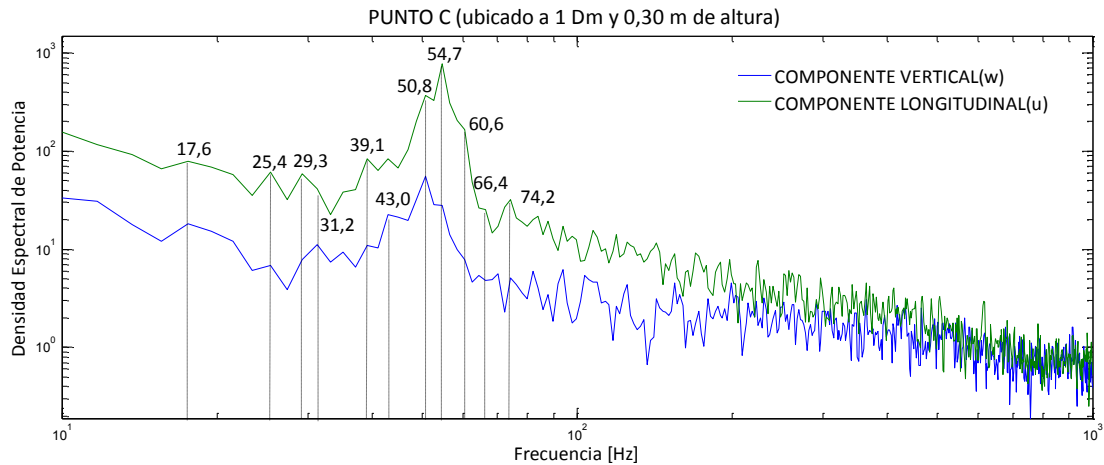


Fig. 6.36: Espectro de densidad de potencia del punto C, a $U_{\infty} = 15$ m/s, sin pala (medición en el plano vertical)

6.8.4. Análisis

La velocidad media máxima en el sentido del flujo incidente se produce en el punto C, a 0,30 m de altura y tiene una magnitud de 20,80 m/s. En dirección vertical la velocidad es máxima en el punto A donde alcanza una intensidad de 2,44 m/s. La intensidad de turbulencia medida disminuye con la altura, alcanzando el valor de 0,16 en el punto C. Las escalas de turbulencia también disminuyen con la altura.

En los puntos A y B los espectros de densidad de potencia de las componentes longitudinal y vertical son muy similares y coinciden los picos más importantes. En el punto A el mayor pico está en 72,3 Hz ($St = 0,18$) y en B en 68,4 Hz ($St = 0,20$).

En el punto C se notan más variaciones en los espectros de las dos componentes de flujo medidas. En la dirección longitudinal la frecuencia más importante es 54,7 Hz ($St = 0,18$) mientras que en dirección vertical es 50,8 Hz ($St = 0,17$).

Las escalas de turbulencia disminuyen con la altura siguiendo la tendencia encontrada en las mediciones en plano horizontal.

CAPÍTULO 7

DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

7.1. Características del viento en el norte neuquino

La zona en estudio presenta velocidades medias a 10 m de altura entre 6 m/s y 7 m/s. Los valores de vientos extremos promedio de 10 minutos son entre 29 m/s y 39 m/s y la intensidad de turbulencia representativa a 10 m y 30 m de altura es de 0,17 a 0,18. Estos valores son congruentes con los estudios meteorológicos realizados en la provincia de Neuquén por Palese y Lässig (2006), Lässig, Palese, Cogliati y otros (1999) y por Palese, Lässig y Labriola (2000).

Los perfiles de viento encontrados son prácticamente uniformes. Esta forma de perfil corresponde a la descrita por Pueyo y Martínez (2011) para terrenos complejos, lo cual es coherente con la orografía y rugosidad de la zona en estudio.

Las mediciones de la variación de la intensidad de turbulencia con la velocidad de viento muestran que a partir de 30 m/s la intensidad de turbulencia comienza a fluctuar y descende rápidamente, alejándose de las curvas propuestas por la normativa.

Los valores obtenidos de velocidades extremas e intensidad de turbulencia permiten clasificar al viento de la región como muy intenso y turbulento. Con los datos calculados en la Tabla 3.5, que corresponden a velocidades extremas a partir de promedios de 10 minutos con un retorno de 50 años (probabilidad anual de 0,02), es posible determinar la ráfaga extrema de tres segundos con dicha probabilidad. Utilizando para su cálculo el método propuesto en el European Wind Turbine Standard (EWTS, 1998) se obtienen los valores de ráfaga indicados en la Tabla 7.1.

| Localidad | Velocidad Extrema [m/s] Promedio cada 10 min | Velocidad Extrema [m/s] Ráfaga 3 s |
|-----------|---|---------------------------------------|
| Auquenco | 38,5 | 55,82 |
| Barrancas | 33,4 | 48,43 |
| Chorriaca | 29,2 | 42,34 |

Tabla 7.1: Velocidades extremas promediadas cada tres segundos

Comparando los valores de la Tabla 7.1 con el mapa de isotacas del Reglamento Argentino de Acción del Viento en las Estructuras CIRSOC 102 (2005) se encuentran diferencias significativas, que pueden observarse en la Figura 7.1.

Estas variaciones sugieren que la determinación de cargas eólicas en el norte neuquino debe realizarse a partir de mediciones in situ.

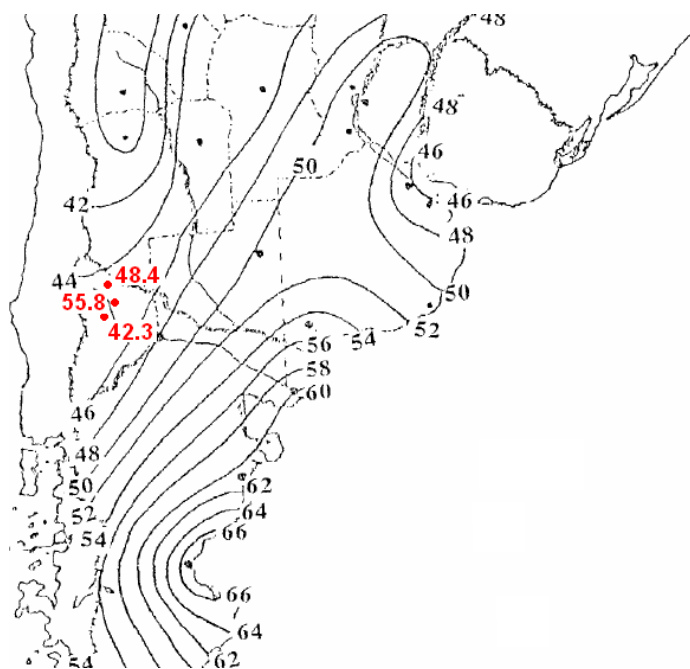


Fig. 7.1 Comparación de curva de isotacas del CIRSOC 102 (2005) con los valores de velocidades extremas de 3s obtenidos a partir de mediciones in situ.

Dado que el terreno es complejo, que la velocidad extrema con retorno de 50 años en Auquenco es de 38,5 m/s y que la intensidad de turbulencia representativa en Barrancas es de 0,18, para estar del lado de la seguridad sería conveniente asignar clase S a los aerogeneradores que se instalen en la zona.

7.2. Efecto de la posición del rotor sobre el C_p de la torre

Las variaciones estudiadas de velocidad y de posición del rotor, no producen cambios en el signo del C_p sobre la torre. Sin embargo la variación en la intensidad de la presión modifica el área a barlovento sometida a presión positiva, como se estima gráficamente en la Figura 7.2.

En la Figura 7.2 se puede observar que la zona sometida a compresión ocupa una mayor área en las configuraciones 2 y 4 que tienen la pala delante de la torre. Además los valores de succión en la estela para un viento de 15 m/s son menores en las configuraciones sin pala. Esto muestra que la pala modifica la sección transversal asemejándola a un perfil aerodinámico con lo cual aumenta el valor la succión.

En los laterales de la torre la pala a barlovento produce una mayor depresión que si la pala no estuviera. Esto se debe a que la pala funciona como un pequeño deflector debido a la curvatura de ambas superficies (extradós e intradós), como se ilustra en la Figura 7.4. Al acelerarse el flujo en los laterales la corriente libre energiza la capa límite sobre la superficie de la torre, reduciendo la estela y la intensidad de turbulencia, como se observa en la Tabla 6.8.

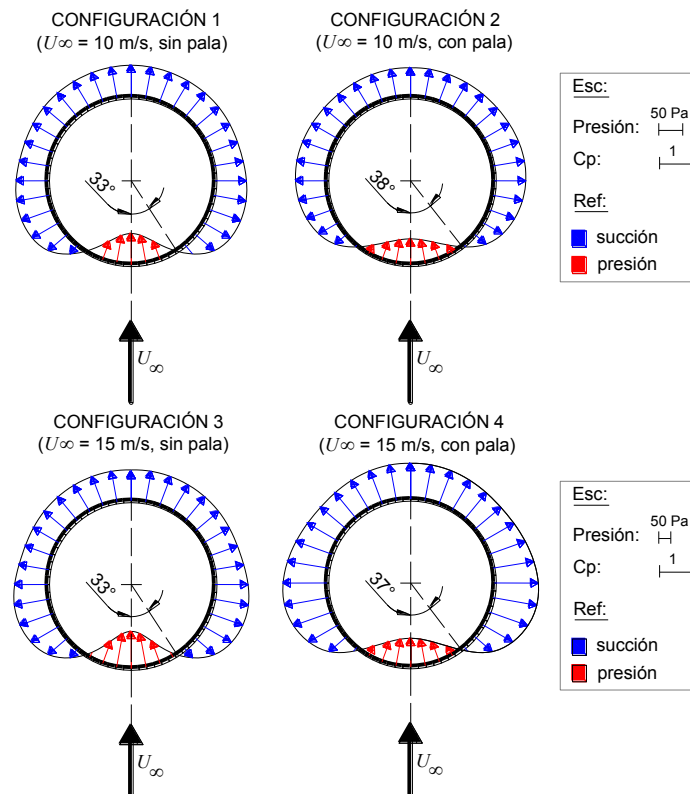


Fig. 7.2: Estimación gráfica de la distribución de presiones en la sección transversal para distintas configuraciones de flujo y posición del rotor.

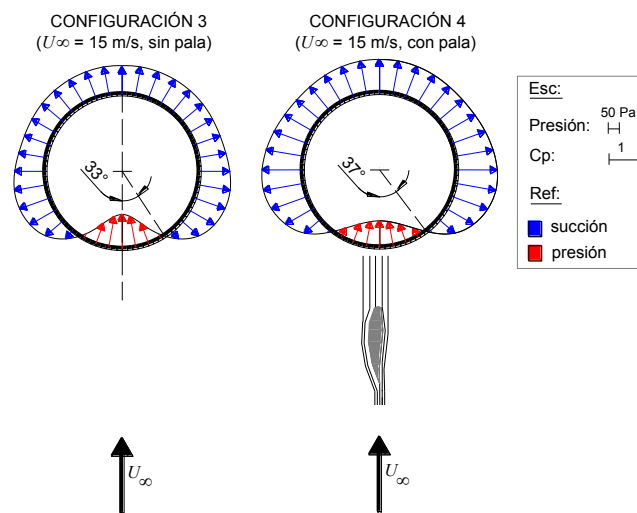


Fig. 7.3: Efecto de deflexión del flujo producido por la pala a barlovento

Las frecuencias de desprendimiento de vórtices en ambos casos son prácticamente iguales, solo que cuando está presente la pala delante de la torre la potencia espectral es un poco menor. Tampoco hay variaciones apreciables en las escalas de turbulencia con o sin la pala a barlovento.

Estos resultados indican que para la elaboración de la matriz de cargas de la torre debe recomendarse la consideración de las dos posiciones del rotor estudiadas. Las cargas derivadas de una posición intermedia quedarían comprendidas entre las obtenidas para esas dos posiciones.

7.3. Patrones de vórtices y dinámica de la estela

El flujo en la estela es tridimensional y presenta variaciones con la velocidad. Los desprendimientos de vórtices visualizados son similares a los observados en agua a bajo Re por Dunn y Tavoularis (2006).

La complejidad de la estela y la turbulencia de los desprendimientos aumentan con el número de Re . Esto ya fue observado por Brika y Laneville (1993) al estudiar las vibraciones inducidas por vórtices en un cilindro circular flexible, para Re entre 3400 y 11800.

La componente vertical de flujo en la estela pudo ser captada con las distintas metodologías utilizadas (anemometría de hilo caliente, visualización con humo y visualización con catavientos). En la estela cercana además se produce un fenómeno de recirculación, más notorio a menor Re . El mismo fue visualizado con humo y también con catavientos, como se muestra en la Figura 7.4.

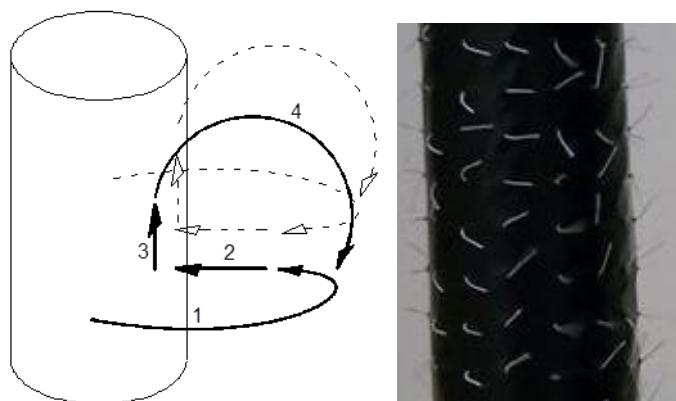


Fig. 7.4: Recirculación del flujo en la estela cercana visualizado con humo y con catavientos

Los desprendimientos turbulentos en el plano vertical producen perturbaciones en la estela y ocasionan que la estela se mueva cíclicamente hacia arriba y hacia abajo. Este fenómeno no se encuentra descrito en la literatura.

Las adhesiones y dislocaciones de vórtices ocasionan flujos transitorios secundarios, acrecentando la tridimensionalidad de la estela. Parnaudeau, Heitz, Lamballais y Silvestrini (2005) mediante simulación numérica tridimensional observaron este mismo fenómeno para casos de perfiles de viento y conicidades de variación lineal uniforme y no uniforme con grandes variaciones de U_∞/D a lo largo del cilindro.

Las escalas de turbulencia son del orden del diámetro de la torre.

El ángulo de desprendimiento de vórtices oblicuos coincide con lo investigado numéricamente para cilindros rectos por Albarède y Monkewitz (1992).

Dado que no fue posible la observación simultánea del flujo en todo el cilindro no pueden extraerse conclusiones sobre la presencia de células de desprendimiento de vórtices mencionadas por Parnaudeau, Heitz, Lambellais y Silvestrini (2005) y Narasimhamurthy, Schwetfirm, Andersson y Pettersen (2006).

7.4. Frecuencias de desprendimiento

Las principales frecuencias de desprendimiento de vórtices encontradas (originadas por calles de von Karman en el plano paralelo al piso) corresponden a números de Strouhal de 0,20; como es usual en cilindros. Debido a la conicidad de la estructura estas frecuencias varían a lo largo de la torre, con Strouhal entre $0,15 < St < 0,25$. Asumiendo que este número se mantiene constante para números de Reynolds del prototipo entre 5 y 10 millones (correspondientes a torres troncocónicas de 2 m a 4 m de diámetro y vientos de 38,5 m/s), las frecuencias inducidas en el prototipo por el desprendimiento de estos vórtices quedan comprendidas entre 1,44 Hz y 4,81 Hz. (Tabla 7.1). Estas frecuencias se encuentran en el rango de las frecuencias naturales de torres troncocónicas en turbinas de viento para potencia entre 1 MW y 2 MW.

| St/ f_s | D =4 m | D = 3 m | D =2 m |
|-----------|--------|---------|--------|
| | [Hz] | [Hz] | [Hz] |
| 0,15 | 1,444 | 1,925 | 2,887 |
| 0,20 | 1,925 | 2,567 | 3,850 |
| 0,25 | 2,406 | 3,208 | 4,812 |

Tabla 7.1. Frecuencias de desprendimiento de vórtices en el prototipo para diámetros D de 2 m; 3 m y 4 m y viento extremo de 38,5 m/s

Con la misma hipótesis de conservación del Strouhal para números de Reynolds del prototipo entre 5 y 10 millones, la frecuencia de oscilación vertical de la estela será entre 0,168 Hz y 0,262 Hz. Estos valores se encuentran en el inicio de las frecuencias naturales de las torres troncocónicas de las turbinas eólicas superiores a 3 MW de potencia. En consecuencia, este tipo de vórtices podría inducir frecuencias de resonancia en dichas estructuras por lo que su efecto debe ser tenido en cuenta en el análisis dinámico de torres para aerogeneradores de más de 3 MW de potencia.

7.5. Recomendaciones para el diseño estructural de aerogeneradores

La determinación de cargas sobre aerogeneradores constituye un campo muy complejo del análisis estructural para el cual serían necesarios otros ensayos y consideraciones que escapan al alcance de esta investigación. Sin embargo, los resultados obtenidos permiten esclarecer algunos puntos a tener en cuenta en la etapa del análisis de cargas sobre aerogeneradores emplazados en la zona en estudio. Estos son detallados en el Apéndice E.

CAPÍTULO 8

CONCLUSIONES

Con el objetivo de caracterizar al viento en el norte neuquino, en el presente trabajo se realizaron mediciones meteorológicas en tres lugares: Auquinco, Barrancas y Chorriaca. Con los datos registrados pudieron calcularse las velocidades medias, las intensidades de turbulencia, los perfiles de capa límite y, mediante el método de las tormentas independientes, las velocidades extremas con período de retorno de 50 años. Los valores obtenidos permiten clasificar al viento de la región como muy intenso y turbulento, con características no contempladas en los estándares de cálculo. En consecuencia los procedimientos para el diseño estructural de las torres de los aerogeneradores que se emplacen en la zona deberán ser establecidos a criterio del proyectista, considerando estados de cargas eólicas obtenidos a partir de mediciones *in situ*.

Particularmente en la zona de Auquinco, donde el ente provincial de energía de Neuquén determinó la factibilidad de emplazamiento de un parque eólico, se obtuvo una velocidad extrema con período de retorno de 50 años de 38,5 m/s y una intensidad de turbulencia a 30 m de altura de 0,18. El perfil de viento medido en ese lugar se reprodujo en un túnel de viento de capa límite de circuito abierto y se ensayó un modelo de torre de aerogenerador Multi-MW. Las pruebas se realizaron para números de Reynolds basados en el diámetro medio de la torre de $1,45 \times 10^4 < Re < 4,37 \times 10^4$, considerando el rotor detenido con las palas en bandera. Utilizando técnicas de anemometría de hilo caliente, análisis espectral, medición de presiones y visualización de flujo se estudiaron los patrones de vórtice a sotavento de la torre.

Las principales frecuencias de desprendimiento de vórtices estuvieron en correspondencia a números de Strouhal de 0,20, como es usual en cilindros. Debido a la conicidad de la estructura las frecuencias variaron a lo largo de la torre originando configuraciones tridimensionales de vórtices de complejidad creciente a mayor número de Reynolds.

Se observaron fenómenos ya descriptos por otros autores para bajo **Re** o en agua, como desprendimientos oblicuos, adhesiones y dislocaciones de vórtices.

Además se detectaron desprendimientos similares a calles de von Karman en el plano vertical. Los vórtices iniciaban su corrido con una configuración 2S y al encontrarse con las capas de fluido adyacentes, mediante un fenómeno de adhesión, cambiaban a una configuración de vórtices horquilla. Estos nuevos vórtices ocasionaban el flameo de la estela. Esta oscilación vertical del flujo se tradujo sobre la estructura como una carga cíclica de baja frecuencia que no se encuentra descripta en la bibliografía.

Considerando la conservación del número de Strouhal para números de Reynolds del prototipo entre 5 y 10 millones y viento extremo de 38,5 m/s las frecuencias de desprendimiento de vórtices horizontales resultaron cercanas a las frecuencias naturales de

torres de 2 m a 4 m de diámetro. Con las mismas consideraciones la frecuencia oscilación vertical de la estela resulta en el orden de las frecuencias naturales de torres troncocónicas de las turbinas eólicas superiores a 2 MW. En consecuencia debe recomendarse que estos desprendimientos sean considerados en los respectivos análisis estructurales dinámicos con el fin de evitar fenómenos de resonancia.

Respecto al efecto de la posición del rotor cuando queda detenido en bandera, se encontró que produjo variaciones en el punto de desprendimiento y en la intensidad de las presiones sobre el perímetro de la torre. La variación en la intensidad de las presiones modificó el área a barlovento sometida a presión positiva. La condición más desfavorable de carga sobre la torre se produjo con el rotor detenido con un aspa frente a la misma. Los resultados sugieren la consideración de al menos dos casos de posición de rotor en la elaboración de la matriz de cargas actuantes sobre la torre.

Principales aportes de la investigación:

1. El estudio realizado sobre el viento en el norte neuquino determinó que presenta particularidades que no admiten la utilización del mapa de isotacas previsto en el reglamento argentino de acción del viento sobre las estructuras. Es decir que si se quieren calcular las cargas eólicas actuantes sobre cualquier estructura, deben utilizarse los datos de viento local, que no habían sido calculados hasta esta investigación. Es por ello que el aporte del cálculo de vientos extremos e intensidad de turbulencia en la zona delimita las hipótesis de carga a tener en cuenta en el diseño estructural y los métodos de cálculo estático y dinámico de las torres de aerogeneradores y estructuras en general que se emplacen en la zona. Además es indispensable para la clasificación de los aerogeneradores a instalar de acuerdo a la norma IEC 61-4000, y para la modelización en túnel de viento de estructuras sometidas al viento local.

2. La tipología estructural de la torre también presenta particularidades: principalmente su conicidad porque podría inducir fenómenos aeroelásticos tridimensionales que no han sido estudiados específicamente para altos **Re**. Su esbeltez la hace susceptible a la pérdida de estabilidad lateral y su tamaño introduce condiciones de borde en su diseño. Hay casos registrados de colapso durante tormentas de viento de este tipo de torres en la región y en el mundo. Además en Argentina el cálculo de estas estructuras no está reglamentado por lo que no hay procedimientos de guía para su diseño, cálculo y construcción. Para armar la matriz de carga de estas torres se necesita el estado de viento. Superada la falta de datos sobre el viento local, gracias al aporte 1, hay que estudiar cómo es el flujo alrededor de la torre como paso previo a la cuantificación de dicho estado. Esta investigación aporta el estudio del flujo alrededor de la torre, la dinámica del flujo en la estela, la determinación de los patrones de vórtices y las frecuencias de desprendimiento de estructuras vorticosas para compararlas con las frecuencias naturales de las torres. De esta forma se contribuye a los lineamientos de diseño y verificación estructural de torres para aerogeneradores en la zona, se realizan recomendaciones de cálculo, se constata la validez de métodos de ensayo en túneles de viento y se establecen nuevas líneas de investigación.

3. Un caso particular de la matriz de carga se produce cuando superada una cierta velocidad de viento los mecanismos de control de potencia detienen al rotor de la turbina para proteger su integridad. Estos mecanismos no prevén la posición final del rotor y no hay investigaciones realizadas sobre el tema que permitan discernir en qué posición considerar al rotor para calcular las cargas sobre la torre. En este sentido la presente investigación aporta el estudio de la influencia de la posición del rotor en las cargas eólicas actuantes sobre la torre. Este estudio permitirá realizar análisis de cargas sobre la torre con menor grado de incertidumbre y abre nuevas líneas de investigación en cuanto a los mecanismos de control de potencia de las turbinas eólicas.

4. En general, los resultados obtenidos en este trabajo pueden contribuir a un diseño más eficiente de las torres de aerogeneradores que se instalen en el norte neuquino y en consecuencia a la optimización en el desarrollo de la energía eólica en la provincia.

Futuras investigaciones:

Gracias a las conclusiones obtenidas, es posible establecer la necesidad de realizar nuevos ensayos que permitan la observación simultánea del flujo en toda la longitud de la torre. De esta forma se podría determinar la presencia de células de desprendimiento de vórtices y obtener una mejor comprensión de la dinámica del flujo en la estela. Con el mismo objetivo sería relevante colocar tomas de presión a distintas alturas del modelo. Los ensayos podrían mejorarse con técnicas más avanzadas que las utilizadas en este trabajo, como por ejemplo velocimetría de imágenes de partículas y anemometría de hilo caliente con sensores en tres dimensiones.

Obtenida la caracterización del flujo en la estela pueden analizarse alternativas formales y materiales para optimizar el diseño de las torres. Reproduciendo en túnel de viento el perfil de viento obtenido *in situ* y teniendo como base los resultados de esta investigación puede estudiarse y compararse el comportamiento de torres tubulares de hormigón o híbridas. Así mismo puede experimentarse con otras secciones transversales o con otras tipologías como por ejemplo las reticuladas. En la misma línea de investigación cabe analizar la performance de la torre estudiada luego de someterla a distintos tratamientos superficiales.

Son también objeto de futuras investigaciones las fundaciones de las torres, la combinación de las cargas eólicas y cargas sísmicas sobre estas estructuras y el análisis aeroelástico de la torre con el rotor funcionando.

Por último, la variación de las presiones sobre la torre, ocasionada por la posición del rotor, da lugar al estudio de mecanismos de control que permitan frenar al rotor en una posición determinada.

BIBLIOGRAFÍA

- Acciona Windpower. (2011). *Catálogo Aerogenerador AW 3000*.
- Albarède, P., & Monkewitz, P. A. (1992). A model for the formation of oblique shedding and "chevron" patterns in cylinder wakes. *Physics of Fluids*, 4 (4), 744-756.
- Alberro, J. G. (2010). Experiencia en Argentina en la ingeniería de torres para turbinas eólicas Multi-MW. *World Congress & Exhibition Engineering 2010*. Buenos Aires, Argentina.
- Allen, D., & Henning, D. (2001). Prototype vortex-induced vibration tests for production risers. *Proceedings of the Offshore Technology Conference, OTC 13144*. Houston, Estados Unidos.
- An, Y., & Pandey, M. (2005). A comparison of methods of extreme wind speed estimation. *Journal of wind*, 93, 535-545.
- Apcarian, A., & Lassig, J. (2014). Ensayos en túnel de viento, de un modelo de torres para aerogeneradores Multi-MW. *XXXVI Jornadas Sudamericanas de Ingeniería Estructural*. Montevideo.
- Apcarian, A., & Lassig, J. (2015). Leeward flow visualization of a Multi-MW wind turbine tower 1:75 scale. *14va Conferencia Internacional de Ingeniería del Viento*. Porto Alegre.
- Apcarian, A., & Lassig, J. (2014). Variación de cargas eólicas en la torre de un aerogenerador detenido en bandera. *II Congreso Internacional de Ingeniería Civil*. La Habana.
- Argentina, Secretaría de Energía. (2009). *Programa Genren*. Recuperado el 23 de marzo de 2012, de <http://energia3.mecon.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=3065>
- Argentina, Auditoría General de la Nación. (2016). *Informe de Auditoría: Energía Argentina S.A. Generación de Energía Eléctrica a partir de Fuentes Renovables (GENREN)*. ACTUACIÓN N° 218/2014 – AGN. Buenos Aires.
- Avila, C. (16 de 07 de 2011). Causas de falla del aerogenerador de El Cuy. *EdERSA*. (A. Apcarian, Entrevistador)
- Ayoub, A., & Karamcheti, K. (1982). An experiment on the flow past a finite circular cylinder at high subcritical and supercritical Reynolds numbers. *Journal of Fluids Mechanics*, 118, 1-26.
- Azanza Ladrón, E., y Pintor Borobia, J. M. (2004). Diseño, cálculo, ensayo y validación de un amortiguador dinámico de vibraciones para turbinas eólicas. (Asociación Española de Ingeniería Mecánica; Dpto. Ing Estructural y Mecánica, Edits.) *Anales de ingeniería mecánica*, 15 (1), pp. 15-23.
- Bays-Muchmore, B., & Ahmed, A. (1993). On streamwise vortices in turbulent wakes of cylinders. *Physics of Fluids*, 5, 387-392.

Bearman, P. W. (1984). Vortex shedding from oscillating bluff bodies. *Annual Review of Fluid Mechanics*, 16, 195-222.

Behara, S., & Mittal, S. (2010). Flow past a circular cylinder at low Reynolds number: Oblique vortex shedding. *Physics of Fluids*, 22 (054102), 1-15.

Bènard, H. (1908). Formation de centres de giration à l'arrière d'un obstacle en mouvement. *Comptes rendus de l'Académie des sciences*, 147, 839-842.

Berger, E. W. (1964). Die Bestimmung der hydrodynamischen Grossen einer Karmanschen Wirbelstraße aus Hitzdrahtmessungen bei kleinen Reynoldsschen Zahlen. *Flugwiss*, 12, 41-59.

Berger, E. W., & Wille, R. (1972). Periodic flow phenomena. *Annual Review of Fluids Mechanics*, 4, 313-340.

BergerABAM. (2011). *Hybrid Concrete/Steel Wind Turbine Towers*. Recuperado el 23 de marzo de 2011, de BergerABAM: <http://www.abam.com/sites/default/files/project-pdfs/off-ss-13.pdf>

Blevins, R. D. (2001). *Flow-Induced Vibration* (Segunda edición ed.). Nueva York: Krieger Publishing Company.

Blevins, R., & Coughran, C. (2009). Experimental investigation of vortex-induced vibration in one and two dimensions with variable mass, damping, and Reynolds number. *Journal of Fluid Engineering*, 131 (101202), 1-7.

Bloor, M. S., & Gerrard, J. H. (1966). Measurements of turbulent vortices in a cylinder wake. *Proceedings of the Royal Society of London*, 277 (A), 319-342.

Botta, G., Cavaliere, M., Viani, S., & Pospisil, S. (1998). Effects of hostile terrains on wind turbine performances and loads: the Acqua Spruzza experience. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 74-76, 419-431.

Braza, A., Perrin, R., & Hoarau, Y. (2006). Turbulence properties in the cylinder wake at high Reynolds numbers. *Fluids and Structures*, 22, 757-771.

Brika, D., & Laneville, A. (1993). Vortex-induced vibrations of a long flexible cylinder. *Journal of Fluid Mechanics*, 250, 481-508.

Bruun, H. H. (1995). *Hot Wire Anemometry*. Oxford: Oxford University Press.

Burton, T., Sharpe, D., Jenkins, N., & Bossanyi, E. (2001). *Wind Energy Handbook*. Inglaterra: John Wiley & Sons Ltd.

Buster, J. (22 de 02 de 2009). *Tehachapi Turbines on while Clevehoga studies*. Recuperado el 10/04/2012, de Realneo: <http://realneo.us/content/tehachapi-turbines-while-clevehoga-studies>

- Byas-Muchmore, B., & Ahmed, A. On streamwise vortices in turbulent wakes of cylinders. *Physics of Fluids*, 5, 387-392.
- Casilda Virtual. (s.f.). *Imágenes*. Recuperado el 01 de enero de 2012, de <http://www.casildavirtual.com.ar/imgCasilda/105.jpg>
- Centro de Investigación de los Reglamentos Nacionales de Seguridad para las Obras Civiles del Sistema INTI. (2012). *Reglamento Argentino de Acción del Viento sobre las Construcciones*. Buenos Aires: INTI Instituto Nacional de Tecnología Industrial.
- Chang, C.-C., Kumar, A. R., & Bernitsas, M. (2011). VIV and galloping of single circular cylinder with surface roughness at $3 \times 10^4 < Re < 12 \times 10^5$. *Ocean Engineering*, 38, 1713-1732.
- Choi, E., Tse, K. K., Chan, P. W., & Mok, H. (2011). Study of the wind profile of tropical cyclones using SODAR and wind-profiler data. *The 13th International Conference on Wind Engineering*. Amsterdam.
- Chyu, C. K., & Rockwell, D. (1996). Evolution of patterns of streamwise vorticity in the turbulent near-wake of a cylinder. *Journal of Fluid Mechanics*, 320, 117-137.
- Ciesielski, R., Gaczek, M., & Kawecki, J. (1992). Observation results of cross-wind response of towers and steel chimneys. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 41-44, 2205-2211.
- Cochran, L., & Derickson, R. (2011). A physical modeler's view of Computational Wind Engineering. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 99, 139-153.
- Colman Lerner, J. L., Marañón Di Leo, J., Delnero, S., García Saínz, M., & Boldes, U. (2012). Sobre el Túnel de Circuito Abierto del Laboratorio de Capa Límite y Fluidodinámica Ambiental, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de La Plata. La Plata: II Congreso Latinoamericano de Ingeniería del Viento.
- Cook, N.J. (1978). Determination of the model scale factor in wind-tunnel simulations of the adiabatic atmospheric boundary layer, *Journal of Industrial Aerodynamics*, 2, 311-321.
- Cook, N. J. (1985). *The designer's guide to wind loading on building structures. Part I: Background, damage survey, wind data and structural classification*. Butterworth.
- Counihan, J., (1975). Adiabatic atmospheric boundary layers: A review and analysis of data from period 1880-1972, *Atm. Env.*, 79, 871-905.
- Crowe, C., Elger, D., & Roberson, J. (2002). *Mecánica de los Fluidos* (7ma. edición, 1ra. edición en español ed.). México D.F., México: C.E.C.S.A.
- De Vries, E. (2009). Concrete-Steel Hybrid Tower from ATS. (J. Jones, Ed.) *Renewable Energy World*, 12 (5), 109-11.

Department of Energy of U.S.A. (2008). Wind Tower Systems. (J. C. Servo, Ed.) *Profiles in Success [En línea]*, Fall 2008, 30-31. Recuperado el 11/05/2011 de http://www.dawnbreaker.com/about/publications/pdfs/Profiles_Fall08.pdf.

Diseño y Fabricación. (2010). Recuperado el 24/06/2012, de Gamesa: <http://www.gamesacorp.com/es/productos-servicios/aerogeneradores/disen-y-fabricacion/proceso-fabricacion-montaje.html>

Domínguez Gomez, J. (2004). *Energías Alternativas*. España: Equipo Sirius S.A.

Dunn, W., & Tavoularis, S. (2006). Experimental studies of vortices shed from cylinders with a step-change in diameter. *Journal of Fluid Mechanics*, 555, 409–437.

Dusdevich, J. P. (15 de mayo de 2003). Causas de falla de los aerogeneradores de Cutral Co. *Instituto Nacional de Tecnología Industrial*. (J. Lassig, Entrevistador)

Dyrbye, C., & Hansen, S. (1997). *Wind loads on structures*. E, New York: John Wiley & Sons Publishers.

Ecovive [Blog Internet]. (2010). *Los aerogeneradores según el número de palas*. Recuperado el 20 de enero de 2012, de <http://www.ecovive.com/los-aerogeneradores-segun-el-numero-de-palas>

Eisenlohr, H., & Eckelman, H. (1989). Vortex splitting and its consequences in the vortex street wake of cylinders at low Reynolds number. *Physic of Fluids*, 1 (2), 189-192.

ENERCON. (2009). *Gama de Productos: Aerogenerador E40*. Aurich, Alemania.

Energías Renovables [Blog Internet]. (2009). *Energía eólica monopala y pendular*. Recuperado el 20 de enero de 2012, de <http://www.info-renovables.com/energia-eolica-monopala-y-pendular/>

Ente Provincial de Energía del Neuquén. (2010). *Prefactibilidad Técnica y Prediseño de Parque Eólico en Auquinco, Neuquén*.

Escudero Lopez, J. (2008). *Manual de Energía Eólica*. Madrid: Mundi-Prensa.

European Wind Turbine Standards II. (1998). Países Bajos: ECN Solar & Wind Energy.

Fey, U., Köning, M., & Eckelmann, H. (1998). A new Strouhal-Reynolds relationship for the circular cylinder in the range $47 < Re < 2 \times 10^5$. *Physic of Fluids*, 1547-1549.

Fischer, M. (septiembre de 2010). A Giant of a Generator Superconducting Seatitan Shows a New Path to 10 MW. *Renewable Energy World*, 7-11.

Fisher, M. A. (1922). On the mathematical foundations of theoretical statistics. *Philosophical transactions. The Royal Society* (222), 309-368.

- Flay, R. G. (2013). Bluff Body Aerodynamics. En R. G. Flay, *Advanced Structural Wind Engineering* (págs. 59-84). Advanced Structural Wind Engineering: Springer.
- Gálvez Román, R. (2005). Diseño y cálculo estructural de la torre de un aerogenerador. (Escuela Politécnica Superior Universidad Carlos III de Madrid Ed.) *Proyecto de fin de carrera Ing. Técnica Industrial Mecánica*.
- Gaster, M. (1969). Vortex Shedding from Slender Cones at low Reynolds. *Journal of Fluids Mechanics*, 38 (3), 565-576 .
- Gauss, C. F. (1809). *Theoria Motus Corporum Coelestium in Sectionibus Conicis Solem Ambientium*. Hamburgo: Frid. Perthes & I.H. Besser.
- Gerrard, J. H. (1966). The mechanics of the formation region of vortices behind bluff bodies. *Journal of Fluid Mechanics*, 25, 401-413.
- Gerrard, J. (1978). The wake of cylindrical bluff bodies at low Reynolds number. *Philosophical Transactions*, A288, 351-382.
- Giebel, H. (2012). Timber Towers: Advantages of wooden towers for wind turbines. *1st International Conference Advances in Wind Turbine Towers* .
- Giorgio, D., Belloli, M., Giappino, S., & Muggiasca, S. (2008). Vortex induced vibrations at high Reynolds numbers. *BBA VI International Colloquium on: Bluff Bodies Aerodynamics & Applications*. Milán.
- Giosan, I. (s.f.). Vortex shedding induced loads on free standing structures. *Structural Vortex Shedding Response Estimation Methodology and Finite Element Simulation* .
- Global Wind Energy Council. (2019). *Annual Market Update 2018*. Bruselas.
- Griffin, O. M., & Ramberg, S. E. (1982). Some recent studies of vortex shedding with application to marine tubulars and risers. *ASME Journal of Energy Resources Technology*, 104, 2-13.
- Griffin, O. M., & Ramberg, S. E. (1974). The vortex street wakes of vibrating cylinders. *Journal of Fluid Mechanics*, 66 (3), 553-576.
- Harte, R., & Van Zijl, G. (2007). Structural stability of concrete wind turbines and solar chimney towers exposed to dynamic wind action. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 95, 1079–1096.
- Hartsveit, K. (1996). Full scale measurements of gust factors and turbulence intensity, and their relations in hilly terrain. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* , 61, 195-205.
- Haus, E. (2005). *Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application and Economics*. (2da. Ed.). Munich: Springer.

- Hinze, J. O. (1975). *Turbulence* (Segunda Edición ed.). Mc. Graw-Hill.
- Hsiao, F., & Chiang, C. (1998). Experimental Study of Cellular Shedding Vortices behind a Tapered Cylinder. *Experimental Thermal and Fluid Science*, 17, 179–188.
- Huang, Z., Narasimhamurthy, V. D., & Andersson, H. I. (2010). Oblique and cellular vortex shedding behind a circular cylinder. *Physics of Fluids*, 22 (1141105), 1-14.
- IMPISA Wind. (2011). *Estado actual de desarrollo de los parques eólicos en Chubut*. Rawson.
- International Electrotechnical Commission. (2005). *International Standard IEC 61400-1: Wind turbine generator systems. Part 1: Safety requirements*. Génova: IEC.
- Italiano, A. (15 de mayo de 1985). Causas de falla de los aerogeneradores instalados por la provincia de Neuquén en la localidad de Barrancas. *Instituto Nacional de Tecnología Industrial*. (J. Lässig, Entrevistador)
- Jenkins, J. M., & Watts, D. G. (1968). *Spectral Analysis and its applications*. San Francisco: Holden Day.
- Kaimal, J., & Finnigan, J. (1994). *Atmospheric Boundary Layer Flows. Their structure and measurement*. New York: Oxford University Press.
- Karniadakis, G. M., & Triantafyllou, G. S. (1992). Three-dimensional dynamics and transition to turbulence in the wake of bluff objects. *Journal of Fluid Mechanics*, 238, 1-30.
- Khalak, A., & Williamson, C. (1999). Motions, Forces and Mode Transitions in Vortex-induced Vibrations at Low Mass Damping. *Journal of Fluids and Structures*, 13, 813-851.
- King, R., Prosser, M. J., & Johns, D. J. (1973). On vortex excitation of model piles in water. *Journal of Sound and Vibrations*, 29, 169-188.
- Kumar, R., Sohn, C., & Gowda, B. (2008). Passive Control of Vortex-Induced Vibrations: An Overview. *Recent Patents on Mechanical Engineering*, 1, 1-11.
- Lässig, J. L., Colman Lerner, J. L., Aparian, A., Mesquida, C., & Labriola, C. (2011). Desarrollos e innovaciones tecnológicas, para turbinas eólicas Multi-MW. La Plata.
- Lässig, J. L., Palese, C., & Aparian, A. (2011). Vientos extremos en la provincia de Neuquén. (C. A. Meteorólogos, Ed.) *Meteorológica*, 36 (2), 83-93.
- Lässig, J., Palese, C., Cogliati, M., & Bastanski, M. (1999). Wind characteristics in Neuquén, North Patagonia, Argentina. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 79, 183-199.
- Leong, C., & Wei, T. (2008). Two-degree-of-freedom vortex-induced vibration of a pivoted cylinder below critical mass ratio. *Proceedings of the Royal Society*, 28, 2907-2927.

- Leweke, T., Provansal, M., Miller, G. D., & Williamson, C. (1997). Cell formation in cylinder wakes at low Reynolds numbers. *Physical Review Letters*, 78 (1259).
- Lienhard, J. H. (1966). *Bulletin 300: Synopsis of Lift, Drag, and Vortex Frequency Data for Rigid Circular Cylinders*. Washington: Washington State University, College of Engineering, Research Division.
- Lin, J. C., Vorobieff, P., & Rockwell, D. (1996). Space-time imaging of a turbulent near-wake by high-image-density particle image cinematography. *Physics of Fluids*, 8 (2), 555-564.
- Li, Q., Lunhai, Z., & Fei, H. (2010). Boundary layer wind structure from observations on a 325 m tower. (T. Stathopoulos, Ed.) *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 98, 818-832.
- Mair, W. A., & Stansby, P. (1975). Vortex wakes of bluff cylinders in shear flow. *Journal of Applied Mathematics*, 28, 519-540.
- Malcom, D. (2004). *WindPACT Rotor Design Study: Hybrid Tower Design*. NREL/SR-500-35546, National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, Estados Unidos.
- Meseguer Ruiz, J., Perales Perales, J. M., Sanz Andrés, Á., & Pindado Carrión, S. (2000). *Aerodinámica de Instalaciones Portuarias*. Madrid: Fundación Arena.
- Miller, G., & Williamson, C. (1994). Control of three-dimensional phase dynamics in a cylinder wake. *Experiments in Fluids*, 18, 26-35.
- Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios y Centro Regional de Energía Eólica. (2009). *Mapa de potencial eólico argentino*. Buenos Aires.
- Narasimhamurthy, V. D., Schwertfirm, F., Andersson, H. I., & Pettersen, B. (2006). Simulation of unsteady flow past tapered circular cylinders using an Immersed Boundary method. *European Conference on Computational Fluid Dynamics*. Delft.
- Naudascher, E., & Rockwell, D. (1993). *Flow-Induced Vibrations: An Engineering Guide*. Rotterdam: Balkema.
- Noack, B. N., Ohle, F., & Eckelmann, H. (1991). On cell formation in vortex streets. *Journal of Fluid Mechanics*, 227, 293-308.
- Omori, T., Jakirlic, S., Tropea, C., & Obi, S. (2008). Shearless and sheared flow past a circular cylinder: Comparative analysis by means of LES. *International Journal of Heat and Fluid Flow*, 29, 703-720.
- Ongoren, A., & Rockwell, D. (1988). Flow structure from an oscillating cylinder. Part 2. Mode competition in the near wake. *Journal of Fluid Mechanics*, 191, 225-245.
- Palese, C., & Lässig, J. (2006). Mapa eólico de la provincia del Neuquén. *Hidrored Red Latinoamericana de Micro Hidroenergía, II* (ISSN: 0935-0578), 03-11.

- Palese, C., Lässig, J., & Labriola, J. (2000). Wind regime and wind power in North Patagonia, Argentina. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 24 (5).
- Palese, C., Mattio, H., Pedro, G., Warchomicka, N., & Lässig, J. (2006). Mapa Eólico de la Provincia de Neuquén. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente*, 6, 15-21.
- Papangelou, A. (1992). Vortex shedding from slender cones at low Reynolds numbers. *Journal of Fluid Mechanics*, 242, 299-321.
- Parkinson, G. V. (1972). Mathematical models for flow-induced oscillations of bluff bodies. *IUTAM-IAHR Symposium on Flow-Induced Structural Vibrations, Invited Paper*. Karlsruhe, Alemania.
- Parkinson, G. V. (1989). Phenomena and modelling of flow-induced vibrations of bluff bodies. *Progress in Aerospace Sciences*, 26, 169-224.
- Parmigiani, M. S., & Aragno, A. M. (17 de 09 de 2012). Reglamentación sobre aerogeneradores. (A. Apcarian, Entrevistador)
- Parnaudeau, P., Heitz, D., Lamballais, E., & Silvestrini, J. (2005). Direct numerical simulations of vortex shedding behind cylinders with spanwise linear nonuniformity. *Journal of Turbulence*, 1-15.
- Piccirillo, P. S., & Van Atta, C. W. (1993). An Experimental Study of Vortex Shedding behind Linearly Tapered Cylinders at low Reynolds Number. *Journal of Fluid Mechanics*, 246, 163-195.
- Pichugina, Y., Banta, R., Kelley, N., Brewer, W., Sandberg, S., Machol, J., y otros. (2008). Remote sensing of the nocturnal boundary layer for Wind Energy applications. *14th International Symposium for the Advancement of Boundary Layer Remote Sensing. Sci. 1 012048*. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science.
- Pierik, J., Dekker, J., Braam, H., Bulder, B., Winkelaar, D., Larsen, G., y otros. (1999). European wind turbine standards II (EWTS-II). En E. Petersen, P. Hjúler Jensen, K. Rave, P. Helm, & H. Ehmman (Ed.), *Wind energy for the next millennium. Proceedings*. (págs. 568-571). Londres: James and James Science Publishers.
- Priebe, M. B. (2012). Battling rising wind tower costs with creative solutions. *1st International Conference Advances in Wind Turbine Towers*. Berlín.
- Provansal, M., & Monkewitz, P. A. (2006). Vortex shedding dynamics in the laminar wakes of cones. *12th International Symposium on Flow Visualization*. Göttingen.
- Pueyo, C., y Telmo, E. (2011). Diseño de Parques Eólicos. En A. P. Talayero Navales, E. T. Martínez, L. Arribas de Paz, & C. Pueyo, *Energía Eólica* (Segunda ed., págs. 172-176). Zaragoza, España: Prensas Universitarias de Zaragoza.
- Qi, W. (21 de Octubre de 2011). *Sinovel instals first 6MW turbine*. (J. Quilter, Editor, & Haymarket) Recuperado el 2012 de Abril de 15, de Wind Power Monthly: <http://www.windpowermonthly.com/news/1099922/Sinovel-installs-first-6MW-turbine>

Renewable Energy U.K. (30 de enero de 2007). *Giromill Darrieus Wind Turbines*. Recuperado el 20 de enero de 2012

Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico. (28 de febrero de 2013). Recuperado el 29 de enero de 2015, de <http://www.evwind.com/2013/02/28/eolica-gestamp-crea-una-division-de-torres-eolicas-hibridas-para-crecer-en-el-negocio-eolico/>

Roshko, A. (1954). *On the development of turbulent wakes from vortex streets*. NACA Report No. 1191.

Sanada, S., Suzuki, M., & Matsumoto, H. (1992). Full scale measurements of wind force acting on a 200 m concrete chimney, and the chimney's response. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 41-44, 2165-2176.

Sarkpaya, T. (1979). Vortex-induced oscillations. *Journal of Applied Mechanics*, 46, 241-258.

Schaefer, J. W., & Eskinazi, S. (1959). An analysis of the vortex street generated in a viscous fluid. *Journal of Fluid Mechanics*, 6, 241-260.

Schleesselmann, R. (2006). *State of the art international certification of wind turbines*. Recuperado el 1 de agosto de 2012, de Germanischer Lloyd Industrial Services: http://www.germanlloyd.org/pdf/State-of-the-Art_International_Certification_of_Wind_Turbines_Paper_Schleesselmann_WWEC_Delhi2006.pdf

Schleesselmann, R. (2006). *State of the Art International Certification of Wind Turbines*. Recuperado el 1 de agosto de 2012, de Germanischer Lloyd Industrial Services: http://www.germanlloyd.org/pdf/State-of-the-Art_International_Certification_of_Wind_Turbines_Paper_Schleesselmann_WWEC_Delhi2006.pdf

Sevillano, E. G. (27 de febrero de 2015). *Vientos de más de 200 km/h derriban un aerogenerador en el Moncayo*. Recuperado el 13 de junio de 2015, de El país: <http://elpais.com/>

Seyed-Aghazadeh, B., Carlson, D. W., & Modarres-Sadeghi, Y. (2015). The influence of taper ratio on vortex-induced vibration of tapered cylinders in the crossflow direction. *Journal of Fluids and Structures*, 53, 84–95.

Sheridan, J., Carberry, J., Lin, J., & Rockwell, D. (1998). On the near wake topology of an oscillating cylinder. *Journal of Fluids and Structures*, 12, 215-220.

Silvestrini, J. H., & Lamballais, E. (2004). Direct numerical simulation of oblique vortex shedding from a cylinder in a shear flow. *International Journal of Heat and Fluid Flow*, 25, 461-470.

Spinadel, E. (2009). *Energía Eólica*. Buenos Aires: Nueva Editorial.

Stansby, P. (1976). The locking-on of vortex shedding due to the cross-stream vibration of circular cylinders in uniform and shear flows. *Journal of Fluid Mechanics*, 74 (641-665).

Strouhal, V. (1878). Ueber eine besondere Art der Tonerregung. *Annalen der Physik und Chemie, 3rd series*, 5 (10), 216–251.

Summer, B., & Fredsoze, J. (1997). *Hydrodynamics around Cylindrical Structures*. Singapur: World Scientific.

Szepessy, S. (1994). On the spanwise correlation of vortex shedding from a circular cylinder at high subcritical Reynolds number. *Physics of Fluids*, 6, 2406-2416.

Tamura, Y., Iwatani, Y., Hibi, K., Suda, K., Nakamura, O., Maruyama, T., y otros. (2007). Profiles of mean wind speeds and vertical turbulence intensities measured at seashore and two inland sites using Doppler sodars. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 95 (6), 411-127.

Tavoularis, S., Stapountzis, H., & Karnik, U. (1987). Vortex shedding from bluff bodies cylinders in strongly sheared turbulent streams. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics*, 26, 165-178.

Techet, A., Hover, F., & Triantafyllou, M. (1998). Vortical patterns behind a tapered cylinder oscillating transversely to a uniform flow. *Journal of Fluid Mechanics*, 363, 79-96.

Terán Reyes, S. (5 de Mayo de 2011). *Un aerogenerador de 35 metros de altura cae a plomo en Tarifa junto a la N-340*. Recuperado el 13 de febrero de 2012, de Diario de Cádiz: <http://www.diariodecadiz.es/>

Thapa, J., Zhao, M., Zhou, T., & Cheng, L. (2014). Three-dimensional simulation of vortex shedding flow in the wake of a yawed circular cylinder near a plane boundary at a Reynolds number of 500. *Ocean Engineering*, 87, 25-39.

TimberTower GmbH. (s.f.). Recuperado el 3 de agosto de 2013, de <http://www.timbertower.de/>

Toebes, G. H. (1969). The unsteady flow and wake near an oscillating cylinder. *ASME Journal of Basic Engineering*, 91, 493-505.

Torres de Hormigón para Aerogeneradores Multimegavatio. (2009). *Infopower [En línea]* (117), 27-29. Recuperada el 5 de febrero de 2011 de http://www.inneo.es/images/stories/docs/noticias/eolica_3-_articulo_infopower_jun2009.pdf.

Towfighi, J., & Rockwell, D. (1994). Flow structure from an oscillating nonuniform cylinder: Generation of patterned vorticity concentrations. *Physic of Fluids*, 6, 531-536.

Un aerogenerador se cae por el fuerte viento en Zaragoza. (27 de febrero de 2015). Recuperado el 23 de junio de 2015, de ABC.es: <http://www.abc.es/>

- Vallès, B., Andersson, H., & Jenssen, J. (2002). Oblique vortex shedding behind tapered cylinders. *Journal of Fluids and Structures*, 16 (4), 453-463.
- Veljkovic, M., & Husson, W. (2009). *High-strength wind turbine steel towers*. Elforsk rapport: 09:11, Estocolmo.
- VESTAS. (2008). *Technical Documentation Class I*. Aarhus.
- Villarreal Bello, R., & Hernández Núñez, G. (06 de diciembre de 2014). *Colapsa torre de parque eólico Amayo*. Recuperado el 13 de junio de 2015, de La Prensa: <http://www.laprensa.com.ni/>
- Visscher, J., Pettersen, B., & Andersson, H. (2011). Experimental study on the wake behind tapered circular cylinders. *Journal of Fluids and Structures*, 1228-1237.
- von Kármán, T. (1911). Über den Mechanismus des Widerstandes den ein bewegter Körper in einer Flüssigkeit erfährt. *Nachrichten von der Königlichem Gesellschaft der Wissenschaften zu Göttingen*, 509–517.
- Von Mises, R. (1936). La distribution de la plus grande des n valeurs. *Revue Mathématique De l'Union Inter Balkanique*, 1, 1-20.
- Wei, T., & Smith, C. (1986). Secondary vortices in the wake of circular cylinders. *Journal of Fluid Mechanics*, 169, 513-533.
- Williamson, C. (1988). Defining a universal and continuous Strouhal-Reynolds relationship for the laminar vortex shedding of a circular cylinder. *Physics of Fluids*, 31 (10), 2742-2744.
- Williamson, C. (1992). The natural and forced formation of spot-like dislocations in the transition of a wake. *Journal of Fluid Mechanics*, 243, 393-441.
- Williamson, C. (1989). Three-dimensional wake transition. *Journal of Fluid Mechanics*, 328, 345-407.
- Williamson, C. (1996). Vortex dynamics in the cylinder wake. *Annual Review of Fluid Mechanics* 28, 477–539.
- Williamson, C. (1995). Vortex Dynamics in the wake of a cylinder. En S. E. (Ed.), *Fluid mechanics and its applications: Fluid Vortices* (Vol. II, págs. 125-291). Dordrecht: Springer Science Business Media.
- Williamson, C., & Brown, G. (1998). A series in $1/(\text{Re})^{1/2}$ to represent the Strouhal-Reynolds relationship of the cylinder wake. *Journal of Fluids and Structures*, 12, 1073-1085.
- Williamson, C., & Govardhan, R. (2008). A brief review of recent results in vortex-induced vibrations. *Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics* (96), 713-735.
- Williamson, C., & Roshko, A. (1988). Vortex formation in the wake of an oscillating cylinder. *Journal of Fluids and Structures*, 2, 355-381.

Wind Turbine Towers. (s.f.). Recuperado el 15/01/2012, de Aeolos Wind Energy: <http://www.windturbinestar.com/wind-turbine-tower.html>

Wu, J., Sheridan, J., Welsh, M., & Houridan, K. (1996). Three-dimensional vortex structures in a cylinder wake. *Journal of Fluid Mechanics*, 312, 201-222.

Wu, J., Sheridan, J., Welsh, M., Houridan, K., & Thompson, M. (1994). Longitudinal vortex structures in a cylinder wake. *Physic of Fluids*, 6, 2883-2885.

Yang, P.-M., Mansy, H., & Williams, D. R. (1993). Oblique and parallel wave interaction in the near wake of a circular cylinder. *Physics of Fluids*, 5 (7), 1657-1660.

Zdravkovich, M. M. (2003). *Flow Around Circular Cylinders, Vol 2: Applications*. Oxford, Reino Unido: Oxford University Press.

Zdravkovich, M. M. (1997). *Flow Around Circular Cylinders, Vol. 1: Fundamentals*. Oxford , Reino Unido: Oxford University Press.

Zhang, H., Fey, U., Noack, B., & Eckelmann, H. (1995). On the transition of the cylinder wake. *Physics of Fluids*, 7 (4), 779–794.

Zhou, Y., & Antonia, R. A. (1994). Critical points in a turbulent near wake. *Journal of Fluid Mechanics*, 275, 59-81.

APÉNDICE A

PARQUES EÓLICOS ARGENTINOS EN OPERACIÓN

| NOMBRE | PROVINCIA | POTENCIA NOMINAL TOTAL [MW] | PUESTA EN SERVICIO [año] | TURBINAS | | | | PROPIETARIO | TIPO DE RED |
|--------------------|---------------------|-----------------------------|--------------------------|----------|--------------------------------------|-----------------------|--------------------|---|-------------|
| | | | | CANTIDAD | TIPO | POTENCIA NOMINAL [kW] | DIÁMETRO ROTOR [m] | | |
| Arauco | La Rioja | 50,4 | 2011 | 24 | IMPISA IWP-83-2100 | 2100 | 83 | Parque Eólico Arauco SAPEM | SADI |
| Claromecó | Buenos Aires | 0,75 | 1998 | 1 | Neg Micon NM48/750 | 750 | 48 | Coop. Eléctrica de Claromecó | Local |
| Comodoro Rivadavia | Chubut | 17 | 1997 | 8 | NegMicon NM44/750 | 750 | 44 | Coop. Eléctrica SCPL | Local |
| | | | 2001 | 16 | Gamesa G47/660 | 660 | 47 | Coop. Eléctrica SCPL | |
| | | | 1994 | 2 | NegMicon M530 | 250 | 26 | PECORSA | |
| Corti | Buenos Aires | 100,05 | 2018 | 29 | Vestas V126/3450 | 345 | 126 | Pampa Energía | SADI |
| Cutral Co | Neuquén | 0,4 | 1994 | 1 | NegMicon M400 | 400 | 36 | Coop. Eléctrica de Cutral Co | Local |
| Darregueira | Buenos Aires | 0,75 | 1997 | 1 | NegMicon NM44/750 | 750 | 44 | Coop. Eléctrica de Darregueira | Local |
| Diadema | Chubut | 6,3 | 2010 | 7 | Enercon E44/900 | 900 | 44 | Hychico S.A. | SADI |
| El Jume | Santiago del Estero | 8 | 2015 | 4 | IMPISA IWP-100-2000 | 2000 | 100 | Enerse Sapem | SADI |
| Enos Necochea | Buenos Aires | 0,25 | 2012 | 1 | NegMicon M530 | 250 | 26 | Sea Energy | SADI |
| General Acha | La Pampa | 2 | 2002 | 1 | NegMicon NM52/900 | 900 | 52 | Coop. de Servicios Públicos de Gral. Acha | Local |
| | | | 2004 | 1 | NegMicon NM52/900 | 900 | 52 | | |
| La Castellana | Buenos Aires | 46 | 2009 | 17 | Enercon E83/2000 | 2000 | 82 | Acciona Energía | SADI |
| | | | 2012 | 32 | Acciona AW-3000/125 | 3000 | 125 | Central Puerto | SADI |
| Loma Blanca IV | Chubut | 51 | 2013 | 17 | Alstom Eco 100 | 3000 | 100 | Sidsel/Sideli | SADI |
| Los Hércules | Santa Cruz | 97,2 | 2017 | 27 | Senvion 3,6M114 NES | 3600 | 114 | Eren Groupe/Mitsui | SADI |
| Mayor Buratovich | Buenos Aires | 1,2 | 1997 | 2 | Bonus B44/600 | 600 | 44 | Coop. Eléctrica de Mayor Buratovich | Local |
| Pico Truncado | Santa Cruz | 2,4 | 2001 | 2 | Wobben E40/600 | 600 | 40 | Municipalidad de Pico Truncado | Local |
| | | | 2004 | 2 | Wobben E40/601 | 600 | 40 | | |
| Punta Alta | Buenos Aires | 2,2 | 1995 | 1 | NegMicon M400 | 400 | 36 | Coop. Eléctrica de Punta Alta Ltda. | Local |
| | | | 1998 | 3 | Bonus B44/600 | 600 | 44 | | |
| Rada Tilly | Chubut | 0,4 | 1996 | 1 | NegMicon M400 | 400 | 36 | COAGUA | Local |
| Rawson I | Chubut | 48,6 | 2012 | 27 | Vestas V90-1,8MW | 1800 | 90 | Genneia | SADI |
| Rawson II | Chubut | 28,8 | 2012 | 16 | Vestas V90-1,8MW | 1800 | 90 | Genneia | SADI |
| Tandil | Buenos Aires | 0,4 | 1995 | 1 | NegMicon M400 | 400 | 36 | Coop. Eléctrica de Tandil-Azul Ltda. | Local |
| Tordillo | Chubut | 3 | 2010 | 1 | Unipower IWP-70 | 1500 | 70 | Vientos de la Patagonia | SADI |
| | | | 2013 | 1 | NRG PATAGONIA1500 | 1500 | 60 | | |
| Veladero | San Juan | 2 | 2007 | 1 | Dewind D8.2 (prototipo experimental) | 2000 | 80 | Barrick Gold | Local |
| Villalonga | Buenos Aires | 51,75 | 2018 | 15 | Vestas V126/3450 | 3450 | 126 | Genneia | SADI |

APÉNDICE B

MÉTODOS DE CONSTRUCCIÓN DE ESTIMADORES

Dada una serie de datos (x_1, x_2, \dots, x_n) que se asume que siguen una distribución $P=f(x, \theta_1, \theta_2, \dots, \theta_k)$, siendo θ_i ($i=1$ a k) los parámetros de la distribución, se llama estimador de un parámetro θ a un estadístico cuyos valores se aproximan al verdadero valor de θ .

Hay varios métodos de estimación de parámetros, entre ellos el método de máxima verosimilitud y el método de mínimos cuadrados. El primero se recomienda para muestras grandes debido a que es versátil, se puede aplicar a la mayoría de los modelos y a diferentes tipos de datos y produce las estimaciones más precisas.

Estimación de parámetros mediante el método de máxima verosimilitud

La idea de este método es tomar la probabilidad conjunta de todas las observaciones, que es:

$$(B.1) \quad P(x_1, x_2, \dots, x_n | \theta) = P(x_1 | \theta) \cdot P(x_2 | \theta) \dots P(x_n | \theta)$$

Si se supone que los valores observados x_1, x_2, \dots, x_n son fijos, mientras que θ permanece constante, se obtiene la función de verosimilitud \mathcal{L} :

$$\mathcal{L}(x_1, x_2, \dots, x_n | \theta) = \prod_{i=1}^n P(x_i | \theta) \quad (B.2)$$

El estimador de máxima verosimilitud de θ es el formado por los valores $(\hat{\theta}_1, \dots, \hat{\theta}_k)$ que maximizan la función $\mathcal{L}(\theta)$. Estos valores son los que tienen mayor probabilidad de producir los datos observados.

En la práctica, suele considerarse $\log \mathcal{L}(\theta)$ en lugar de $\mathcal{L}(\theta)$, ya que es más fácil para operar y presenta los mismos máximos y mínimos. Por lo tanto, los estimadores $(\hat{\theta}_1, \dots, \hat{\theta}_k)$ surgen de resolver el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial \log \mathcal{L}(\theta)}{\partial \theta_1} &= 0 \\ \dots \\ \frac{\partial \log \mathcal{L}(\theta)}{\partial \theta_k} &= 0 \end{aligned} \right\} \quad (B.3)$$

Estimación de parámetros mediante el método de mínimos cuadrados

La estimación por mínimos cuadrados se realiza mediante el ajuste de una línea de regresión a los puntos de un conjunto de datos cuando el error involucrado es la suma de los cuadrados de las diferencias entre los valores de y en la línea de aproximación y los valores de y

dados. Por lo tanto hay que encontrar los parámetros θ_1 y θ_2 que reduzcan al mínimo el error de mínimos cuadrados E :

$$E(\theta_1, \theta_2) = \sum_{i=1}^m [y_i - (\theta_2 x_i + \theta_1)^2] \quad (\text{B.4})$$

Para que haya un mínimo, se debe tener:

$$\frac{\partial E}{\partial \theta_1} = 0 \quad \text{y} \quad \frac{\partial E}{\partial \theta_2} = 0, \quad (\text{B.5})$$

es decir:

$$0 = \frac{\partial}{\partial \theta_1} = \sum_{i=1}^m [y_i - (\theta_2 x_i + \theta_1)^2] = 2 \sum_{i=1}^m (y_i - \theta_2 x_i - \theta_1)(-1) \quad (\text{B.6})$$

y

$$0 = \frac{\partial}{\partial \theta_2} = \sum_{i=1}^m [y_i - (\theta_2 x_i + \theta_1)^2] = 2 \sum_{i=1}^m (y_i - \theta_2 x_i - \theta_1)(-x_i) \quad (\text{B.7})$$

Estas ecuaciones se simplifican en las ecuaciones normales:

$$\theta_1 m + \theta_2 \sum_{i=1}^m x_i = \sum_{i=1}^m y_i \quad \text{y} \quad \theta_1 \sum_{i=1}^m x_i + \theta_2 \sum_{i=1}^m x_i^2 = \sum_{i=1}^m x_i y_i \quad (\text{Burden \& Faires, 2011})(\text{B.8})$$

La solución de este sistema de ecuaciones es:

$$\theta_1 = \frac{\sum_{i=1}^m x_i^2 \sum_{i=1}^m y_i - \sum_{i=1}^m x_i y_i \sum_{i=1}^m x_i}{m \left(\sum_{i=1}^m x_i^2 \right) - \left(\sum_{i=1}^m x_i \right)^2} \quad \text{y} \quad \theta_2 = \frac{\sum_{i=1}^m x_i y_i - \sum_{i=1}^m x_i \sum_{i=1}^m y_i}{m \left(\sum_{i=1}^m x_i^2 \right) - \left(\sum_{i=1}^m x_i \right)^2} \quad (\text{B.9})$$

APÉNDICE C

SEMEJANZA DE ESCALAS ESPACIALES DE TURBULENCIA

Dado que la capa límite atmosférica es turbulenta, la capa límite del túnel de viento también debe serlo. La relación de tamaño entre los vórtices que ocurren en la naturaleza y el prototipo debe ser semejante a la que ocurre entre los vórtices generados dentro del túnel de viento y el modelo. Para ello se define un factor de escala ψ :

$$\psi = \frac{L_{uxM}}{L_{uxP}}, \tag{C.1.}$$

donde L_{uxM} y L_{uxP} son las escalas espaciales de turbulencia del modelo y del prototipo respectivamente.

Determinación de la escala espacial de turbulencia atmosférica:

Counihan (1975) propone dos métodos para determinar la escala espacial de turbulencia atmosférica. El primero a través del gráfico de la Figura C.1 en función del tipo de suelo. En dicho gráfico se indica la altura de rugosidad del terreno en el eje horizontal y en el eje vertical la escala espacial de turbulencia en la dirección del viento medio. Ambos ejes están en escala logarítmica.

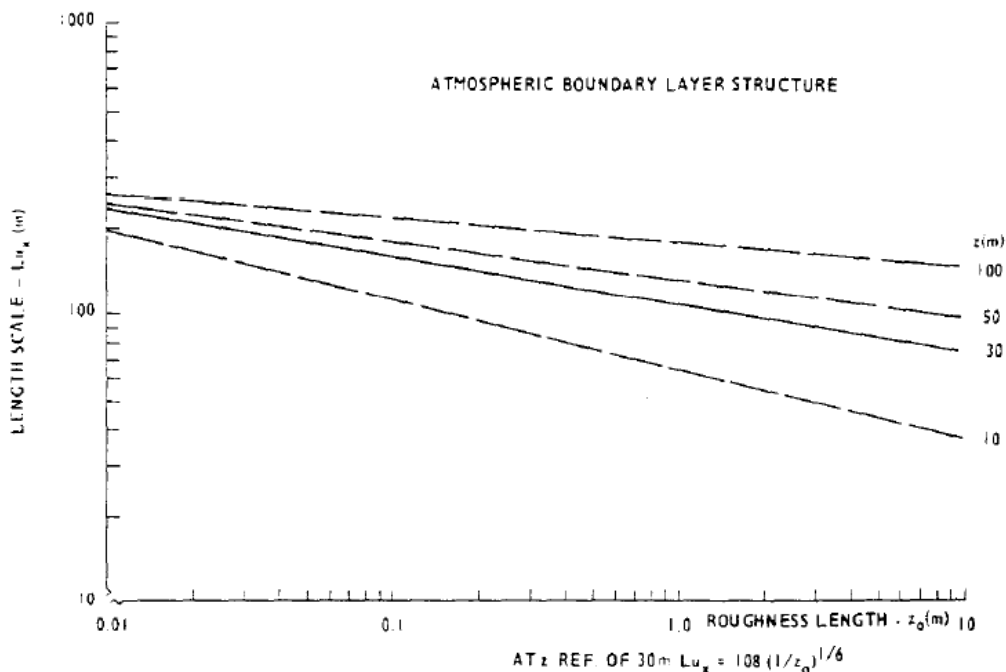


Fig. C.1.: Variación de la escala espacial de turbulencia atmosférica con el tipo de suelo y la altura. (Counihan, 1975)

Con este método, para los sitios estudiados, la escala espacial de turbulencia atmosférica resulta:

| Lugar | Escala espacial de turbulencia L_{uzp} [m] | | | | |
|-----------|--|--------|--------|--------|---------|
| | z_0 [m] | a 10 m | a 30 m | a 50 m | a 100 m |
| Auquingo | 0,001 | 210 | 230 | 230 | 230 |
| Barrancas | 0,001 | 210 | 230 | 230 | 230 |
| Chorriaca | 0,003 | 270 | 290 | 290 | 290 |

Tabla C1: Escala espacial de turbulencia atmosférica calculada a partir de z_0 con la Figura C.1.

El otro método propuesto por Counihan (1975) es el indicado en la Figura C.2. Tiene tres variables que obedecen a la siguiente fórmula:

$$L_{uzp} = C(z)^{\frac{1}{n}} \tag{C.2}$$

donde C es una constante que se obtiene desde el eje vertical de la izquierda, z es la altura, y $1/n$ es el exponente de la ley de potencias de Sutton, que se obtiene desde el eje vertical de la derecha de la Figura C.2. Ambos ejes están en escala logarítmica. El eje horizontal es la altura de rugosidad z_0 del lugar a estudiar.

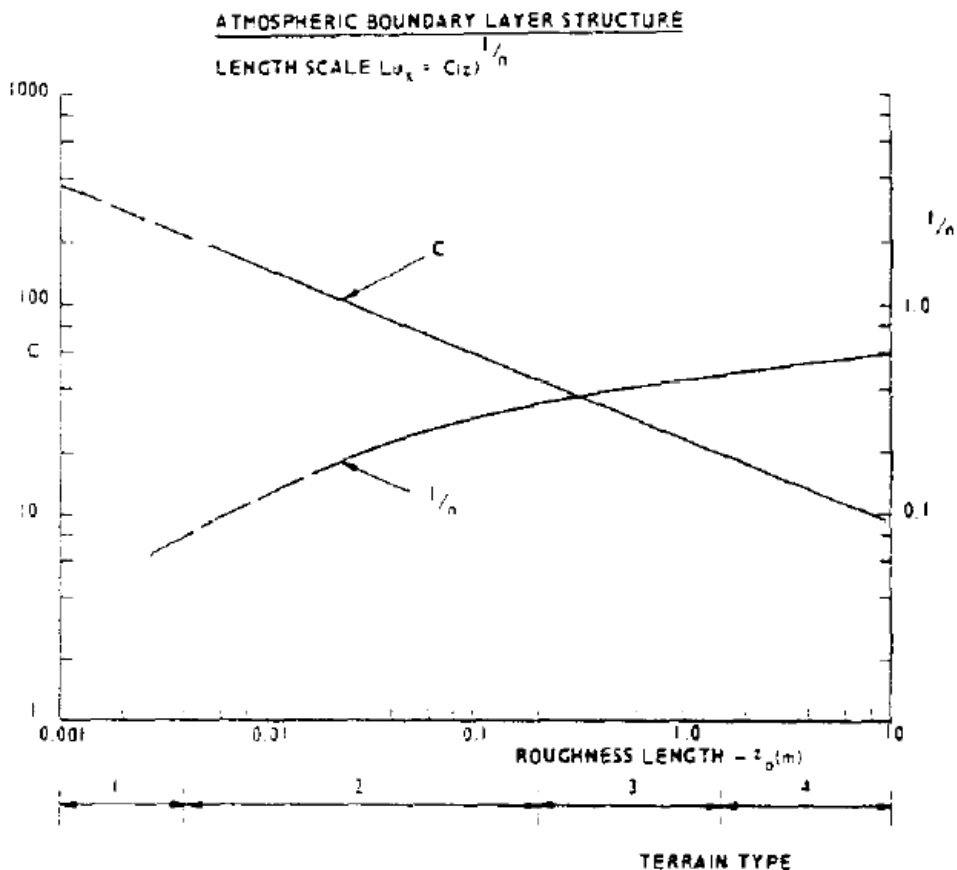


Fig. C.2.: Gráfico para calcular la escala espacial de turbulencia atmosférica y exponente de la ley de potencia en función del tipo de terreno. (Counihan, 1975)

Con este segundo método se obtuvieron los valores que se muestran en la Tabla C.2.

| | z_0 | C | z [m] | l/n | L_{uzp} |
|-----------|-------|-----|---------|-------|-----------|
| Auquinco | 0,003 | 290 | 10 | 0,006 | 294,0 |
| | 0,003 | 290 | 30 | 0,006 | 296,0 |
| | 0,003 | 290 | 50 | 0,006 | 296,9 |
| | 0,003 | 290 | 100 | 0,006 | 298,1 |
| Barrancas | 0,001 | 220 | 10 | 0,003 | 221,5 |
| | 0,001 | 220 | 30 | 0,003 | 222,3 |
| | 0,001 | 220 | 50 | 0,003 | 222,6 |
| | 0,001 | 220 | 100 | 0,003 | 223,1 |
| Chorriaca | 0,001 | 220 | 10 | 0,003 | 221,5 |
| | 0,001 | 220 | 30 | 0,003 | 222,3 |
| | 0,001 | 220 | 50 | 0,003 | 222,6 |
| | 0,001 | 220 | 100 | 0,003 | 223,1 |

Tabla C2: Escala espacial de turbulencia atmosférica y coeficientes de la ley de potencia calculados a partir de z_0 con la Figura C.2.

Determinación de la escala espacial de turbulencia del túnel de viento utilizado en las pruebas:

La escala espacial de turbulencia del túnel de viento utilizado en las pruebas se calculó a partir de la escala integral temporal de turbulencia aplicando la hipótesis de Taylor de flujo congelado. La escala integral temporal se estimó con tres métodos diferentes:

- Estimador corte por cero: toma el valor de tiempo donde la función de autocorrelación cruza por cero.
- Estimador 1/e: toma el valor de tiempo en el que el coeficiente de autocorrelación alcanza el valor de 1/e.
- Estimador pendiente al origen: toma el valor de tiempo donde la tangente al origen de la función de autocorrelación cruza por cero.

Mayor detalle sobre las escalas integrales de turbulencia puede consultarse en el Apéndice D.

En las Tablas C.3. y C.4. se indican las escalas integrales temporales y espaciales de turbulencia para distintas velocidades y alturas desde el piso del túnel.

| Escalas Temporales [s] | | | | | | | | |
|--------------------------|--------------|--------|-----------------|--------------|--------|-------------------------------|--------------|--------|
| Estimador corte por cero | | | Estimador 1/e | | | Estimador pendiente al origen | | |
| Velocidad [m/s] | Altura 30 cm | | Velocidad [m/s] | Altura 30 cm | | Velocidad [m/s] | Altura 30 cm | |
| | u | w | | u | w | | u | w |
| 10 | 0,8745 | 0,0241 | 10 | 0,0207 | 0,0032 | 10 | 0,0100 | 0,0055 |
| 15 | 1,7967 | 0,0104 | 15 | 0,0395 | 0,0021 | 15 | 0,0146 | 0,0046 |
| Velocidad [m/s] | Altura 50 cm | | Velocidad [m/s] | Altura 50 cm | | Velocidad [m/s] | Altura 50 cm | |
| | u | w | | u | w | | u | w |
| 15 | 1,5441 | 0,0460 | 15 | 0,4555 | 0,0019 | 15 | 0,0135 | 0,0036 |
| Velocidad [m/s] | Altura 55 cm | | Velocidad [m/s] | Altura 55 cm | | Velocidad [m/s] | Altura 55 cm | |
| | u | w | | u | w | | u | w |
| 10 | 1,5076 | 0,2201 | 10 | 0,4405 | 0,0042 | 10 | 0,0138 | 0,0055 |
| Velocidad [m/s] | Altura 80 cm | | Velocidad [m/s] | Altura 80 cm | | Velocidad [m/s] | Altura 80 cm | |
| | u | w | | u | w | | u | w |
| 10 | 1,7718 | 0,1332 | 10 | 0,8375 | 0,0033 | 10 | 0,0178 | 0,0044 |
| 15 | 0,6751 | 0,0853 | 15 | 0,0201 | 0,0017 | 15 | 0,0043 | 0,0027 |
| Velocidad [m/s] | Altura 90 cm | | Velocidad [m/s] | Altura 90 cm | | Velocidad [m/s] | Altura 90 cm | |
| | u | w | | u | w | | u | w |
| 9 | 1,6487 | 0,0328 | 9 | 0,2225 | 0,0031 | 9 | 0,0073 | 0,0037 |

Tabla C.3: Escalas integrales temporales de turbulencia del túnel de viento utilizado en las pruebas

| Escalas Espaciales [m] | | | | | | | | |
|--------------------------|--------------|--------|-----------------|--------------|--------|-------------------------------|--------------|--------|
| Estimador corte por cero | | | Estimador 1/e | | | Estimador pendiente al origen | | |
| Velocidad [m/s] | Altura 30 cm | | Velocidad [m/s] | Altura 30 cm | | Velocidad [m/s] | Altura 30 cm | |
| | u | w | | u | w | | u | w |
| 10 | 8,7450 | 0,2410 | 10 | 0,2070 | 0,0320 | 10 | 0,1000 | 0,0550 |
| 15 | 26,9505 | 0,1560 | 15 | 0,5925 | 0,0315 | 15 | 0,2190 | 0,0690 |
| Velocidad [m/s] | Altura 50 cm | | Velocidad [m/s] | Altura 50 cm | | Velocidad [m/s] | Altura 50 cm | |
| | u | w | | u | w | | u | w |
| 15 | 23,1615 | 0,6900 | 15 | 6,8325 | 0,0285 | 15 | 0,2025 | 0,0540 |
| Velocidad [m/s] | Altura 55 cm | | Velocidad [m/s] | Altura 55 cm | | Velocidad [m/s] | Altura 55 cm | |
| | u | w | | u | w | | u | w |
| 10 | 15,0760 | 2,2010 | 10 | 4,4050 | 0,0420 | 10 | 0,1380 | 0,0550 |
| Velocidad [m/s] | Altura 80 cm | | Velocidad [m/s] | Altura 80 cm | | Velocidad [m/s] | Altura 80 cm | |
| | u | w | | u | w | | u | w |
| 10 | 17,7180 | 1,3320 | 10 | 8,3750 | 0,0330 | 10 | 0,1780 | 0,0440 |
| 15 | 10,1265 | 1,2795 | 15 | 0,3015 | 0,0255 | 15 | 0,0645 | 0,0405 |
| Velocidad [m/s] | Altura 90 cm | | Velocidad [m/s] | Altura 90 cm | | Velocidad [m/s] | Altura 90 cm | |
| | u | w | | u | w | | u | w |
| 9 | 14,8383 | 0,2952 | 9 | 2,0025 | 0,0279 | 9 | 0,0657 | 0,0333 |

Tabla C.4: Escalas integrales espaciales de turbulencia del túnel de viento utilizado en las pruebas

Semejanza a partir de la relación de escalas de longitud de turbulencia:

Tomando la escala integral espacial de turbulencia del túnel de viento en 55 cm, que es la altura aproximada de las tomas estáticas, para 10 m/s con el estimador 1/e se obtiene $L_{uxM} = 4,40$ m. En los sitios de estudio la escala espacial de turbulencia atmosférica es entre $L_{uxP} = 222$ m y $L_{uxP} = 290$ m. Por lo tanto el factor de escala ψ definido en la ecuación C.1. se encuentra entre:

$$\psi = \frac{4,40}{222} = \frac{1}{50} \quad \text{y} \quad \psi = \frac{4,40}{290} = \frac{1}{66},$$

ambos valores cercanos a 1:75 que es la escala utilizada en la construcción del modelo.

Otra forma de analizar la semejanza es adimensionalizando las escalas espaciales de turbulencia con el diámetro de la torre. Con este criterio para el modelo a la altura 55 cm se obtiene: $4,40\text{m}/0,045\text{m} = 97,78$. Mientras que para el prototipo a la altura de 41,25 m

(equivalente a 55 cm en el modelo) los resultados son: $290\text{m}/3,375\text{m}= 85,92$ y $222\text{m}/3,375\text{m}= 65,77$; ambos valores en el orden de $97,78$.

Semejanza a partir del número de Jensen:

Cook (1978) propone inferir el factor de escala ψ para la simulación física a partir de la relación de longitudes de rugosidad y/o la relación de escala de longitud de turbulencia:

$$\psi = \frac{z_{0M}}{z_{0P}} \quad (\text{C.3.})$$

$$\psi = \frac{L_{uxM}(z_M)}{L_{uxP}(z_P)} \quad (\text{C.4.})$$

Si se considera el número de Jensen $\mathbf{Je} = L/z_0$, que es la relación entre la longitud característica del obstáculo L , y la longitud de rugosidad del terreno z_0 la conservación de este número implica la semejanza entre el \mathbf{Je} del modelo y el \mathbf{Je} del prototipo:

$$\mathbf{Je}_P = \frac{L_P}{z_{0P}} = \frac{L_M}{z_{0M}} = \mathbf{Je}_M \quad (\text{C.5.})$$

Reordenando:

$$\frac{z_{0M}}{z_{0P}} = \frac{L_M}{L_P} = \psi, \quad (\text{C.6.})$$

igual al factor de escala ψ propuesto por Cook (1978).

Por lo tanto, si se cumple la semejanza del número de Jensen, también se cumple con la semejanza de escalas de longitud de turbulencia.

APÉNDICE D

ANÁLISIS DE SEÑALES ANEMOMÉTRICAS EN FLUJOS TURBULENTOS

Los flujos turbulentos son no determinísticos, por lo tanto producen señales que evolucionan en el tiempo de manera no predecible. Al no ser posible describirlas mediante un modelo matemático explícito, se analizan en el marco de las teorías de probabilidades y de procesos estocásticos. Las señales anemométricas en flujos turbulentos se asumen:

- Aleatorias o no determinísticas: no puede predecirse el valor instantáneo de velocidad en un punto dado.
- Estacionarias: sus parámetros significativos no dependen de los instantes inicial y final del intervalo de medición, sino de su longitud. Si bien el flujo es aleatorio puede presentar algunos aspectos que permanezcan constantes en el tiempo y puede ser descrito a partir de ciertos valores medios.
- Ergódicas: la estadística completa del proceso estocástico puede ser determinada a partir de una muestra cualquiera. En un proceso ergódico la media temporal es igual a la media del conjunto.

Dada la complejidad de los problemas de turbulencia, es usual utilizar modelos simplificados que se basan en las ecuaciones de conservación de la masa y de Navier-Stokes desarrolladas a partir de las hipótesis de Reynolds. En los mismos las magnitudes turbulentas instantáneas se consideran como la suma de un valor medio más un valor fluctuante. Esta consideración permite escribir a dos magnitudes x e y en función del tiempo t de la siguiente manera:

$$x(t) = \bar{x} + x'$$

$$y(t) = \bar{y} + y',$$

donde la barra superior indica valores medios y el apóstrofe componentes fluctuantes.

Según Bruun (1995) las estadísticas de una señal pueden agruparse de acuerdo al tipo de información que proveen en:

- Estadísticas en el dominio de amplitud: dan información sobre la distribución de amplitudes de la señal. Estas estadísticas comprenden las siguientes funciones:

a) Para una señal $x(t)$: su función densidad de probabilidad, $p(x)$, el valor medio \bar{x} , el valor medio cuadrático de la fluctuación, $\overline{x'^2}$ y su raíz cuadrada, el desvío standard σ_x , momentos de orden superior, $\overline{x'^m}$ y otros parámetros como sesgo y kurtosis.

b) Para dos señales $x(t)$ e $y(t)$ adquiridas simultáneamente: además de las estadísticas de amplitud de cada señal, la función distribución de probabilidad conjunta $p(x,y)$, el valor medio del producto de fluctuaciones $\overline{x'y'}$, las correlaciones espaciales si $x(t)$ e

$y(t)$ se obtienen de sensores separados, y los momentos cruzados de orden superior, $\overline{x'^m y'^k}$

- **Estadísticas en el dominio del tiempo:** dan información sobre la evolución temporal de la señal. Son principalmente la función autocorrelación $P_{xx}(\tau)$, la correlación cruzada $P_{xy}(\tau)$, y los respectivos coeficientes adimensionales de autocorrelación y correlación cruzada de dos variables.
- **Estadísticas en el dominio de la frecuencia:** dan información sobre las frecuencias en la que oscilan las componentes de la señal. En el caso del viento en la baja capa límite atmosférica interesan conocer las frecuencias de las fluctuaciones asociadas a las estructuras vorticosas que conforman la turbulencia. La función utilizada es la densidad de potencia espectral S_x .

Análisis estadístico en el dominio de la amplitud

- **Valor medio \bar{x} :** la estimación del valor medio de datos digitalizados es el promedio de los mismos:

$$\bar{x} = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m x_i \tag{C.1}$$

siendo m la cantidad de datos de la medición.

El valor así obtenido es un estimador estadístico no sesgado. Para acotar el posible error del valor calculado con respecto al valor verdadero se calcula el desvío estándar de \bar{x} .

- **Varianza σ_x^2 :** la varianza de una señal $x(t)$ se define como:

$$\sigma_x^2 = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{T} \int_0^T (x - \bar{x})^2 dt = \lim_{T \rightarrow \infty} \frac{1}{T} \int_0^T x'^2 dt \tag{C.2}$$

donde T es la duración del intervalo de medición.

Para una señal digital un estimador no sesgado de la varianza es:

$$\sigma_x^2 \cong \frac{1}{m-1} \sum_{i=1}^m (x_i - \bar{x})^2 = \frac{1}{m-1} \sum_{i=1}^m x_i'^2 \tag{C.3}$$

- **Desvío estándar σ_x :** mide de la dispersión de la señal en torno a su valor medio. Se define como la raíz cuadrada de la varianza. Conociendo el valor del desvío estándar se puede calcular la intensidad de turbulencia I_x para una señal $x(t)$ de la siguiente forma:

$$I_x = \frac{\sigma_x}{x} \quad (C.4)$$

Análisis estadístico en el dominio del tiempo

- **Autocorrelación** P_{xx} : informa sobre la dependencia de los datos tomados en un instante t con los datos tomados un tiempo τ más tarde, para una función $x(t)$ de media cero. Da el promedio del producto de $x(t)$ y $x(t + \tau)$ para todos los instantes t . En el análisis de turbulencia interesa correlacionar las fluctuaciones de la velocidad, por lo que el valor medio se resta y se trabaja con registros de media nula. La función autocorrelación se define como:

$$P_{xx}(\tau) = \lim_{T \rightarrow 0} \frac{1}{T} \int_0^T x'(t)x'(t + \tau)dt \quad (C.5)$$

P_{xx} es una función real y par. Su valor máximo se encuentra en $\tau = 0$, donde

$$P_{xx}(0) = \sigma_x^2 \quad (C.6)$$

El coeficiente de autocorrelación $C_x(\tau)$ se obtiene adimensionalizando la correlación con su valor máximo:

$$C_x(\tau) = \frac{P_{xx}(\tau)}{\sigma_x^2} \quad (C.7)$$

La integral del coeficiente de autocorrelación define la escala integral temporal de la turbulencia.

- **Estimación de la escala integral temporal de turbulencia** T_I : este valor corresponde al tiempo necesario para que los vórtices generados realicen una rotación. Matemáticamente representa el período de tiempo durante el cual a la serie de velocidades turbulentas le afecta lo ocurrido en el pasado:

$$T_I = \int_0^{\infty} C_{xx}(\tau)dt \quad (C.8)$$

La escala integral temporal de turbulencia puede estimarse por distintos métodos. Según Kaimal y Finnigan (1994), en el caso de problemas de turbulencia este valor puede tomarse igual al tiempo en el que el coeficiente de autocorrelación alcanza el valor de $1/e = 0,37$, que sería el valor de la integral si la función de autocorrelación tuviera un decaimiento exponencial. Otro estimador de la escala es el valor de tiempo donde la función de autocorrelación cruza por cero. También puede estimarse tomando una pendiente tangente al comienzo de la función y calculando el valor de tiempo donde dicha pendiente cruza por cero.

- **Estimación de la escala integral espacial de turbulencia:** la escala integral espacial es indicativa del tamaño máximo de los vórtices generados. Se define como:

$$L_I = \int_0^{\infty} C_{xx}(x) dx \tag{C.9}$$

Dado que el tiempo de evolución de los remolinos es mayor que el que tarda cada uno de ellos en atravesar el sensor, puede aplicarse la hipótesis de Taylor de flujo congelado y estimarse la escala espacial de turbulencia en función de la velocidad media y de la escala temporal como:

$$L_I = V_{med} T_I \quad (\text{Hinze, 1975}) \tag{C.10}$$

Análisis estadístico en el dominio de la frecuencia

- **Transformadas de Fourier:** la operación matemática que transforma a una señal en el dominio del tiempo a una señal en el dominio de la frecuencia y viceversa es la transformada de Fourier. En el caso de señales digitales (discretas) se utiliza la Transformada Discreta de Fourier (DFT), definida como:

$$\begin{aligned} \hat{x}(f) &= \sum_{k=0}^{m-1} x_k e^{-i2\pi f k \Delta t} \\ x(t) &= \frac{1}{2\pi} \sum_{k=0}^{m-1} \hat{x}_k e^{i2\pi f k \Delta t} \end{aligned} \tag{C.11}$$

La Transformada de Fourier Rápida (FFT) es un algoritmo que permite el cálculo de la DFT de forma más rápida. Puede aplicarse cuando el número de muestras m de la señal es una potencia de 2. El cálculo de la FFT lleva aproximadamente $m \cdot \log_2(m)$ operaciones, mientras que el de la DFT toma aproximadamente m^2 .

- **Densidad de potencia espectral:** esta función representa la contribución de una frecuencia f a la varianza total del espectro. Para señales digitales, puede definirse para un intervalo discreto de medición como:

$$S_T = \frac{|\hat{x}(f)|^2}{T} \tag{C.12}$$

- **Dificultades asociadas a la utilización de la FFT:**

Incertidumbre en el valor de una frecuencia dada: según Jenkins y Watts (1968), el valor del desvío estándar para una frecuencia determinada es aproximadamente igual al valor de dicha frecuencia. La incertidumbre se reduce dividiendo la señal en bloques y promediando los espectros de cada bloque. En este trabajo se dividió la señal en 8 bloques.

Aliasing: es un fenómeno por el cual aparecen distorsiones en la señal a bajas frecuencias. Dada una frecuencia de muestreo f_s , las frecuencias mayores a $f_s/2$ (frecuencia de Nyquist) aparecen en la señal muestreada como frecuencias menores de $f_s/2$. Este problema surge al discretizar una señal analógica ya que para detectar una frecuencia determinada f es necesario tener al menos dos puntos por ciclo, es decir la frecuencia de muestreo f_s debe ser $f_s > 2f$. Para evitar el aliasing se utiliza un filtro de paso-bajo. En este trabajo La frecuencia de adquisición de datos fue de 2000 Hz y se aplicó un filtro paso bajo de 1000 Hz.

Leakage: es una distorsión en la amplitud de los picos de la señal, ocasionado por la limitación temporal de la medición. Tomar muestra finita equivale matemáticamente a multiplicar una señal infinita por una función ventana rectangular que vale 1 entre 0 y T y 0 para los demás valores de t . Por propiedades de la Transformación de Fourier, esto produce la convolución del espectro de la señal y la ventana rectangular, lo que ocasiona dispersión de energía entre frecuencias adyacentes. Se puede evitar mediante el empleo de otras funciones ventana, que multiplican a la señal original. En este trabajo se utilizó una ventana de Hamming $W_H(t)$, definida como:

$$W_H(t) = \begin{cases} 5,3836 - 0,46164 \cos\left(\frac{2\pi t}{T}\right) & 0 \leq t \leq T \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases} \quad (\text{C.13})$$

Picket fence: el espectro obtenido por la FFT es un espectro discreto, con lo cual pueden haber picos de la señal original que se encuentren entre las líneas del espectro de FFT. También puede suceder que las frecuencias a las que se producen los valles y los picos de la señal original no coincidan con los del espectro discreto. La resolución del espectro está dada por $\Delta f = \frac{1}{T} = \frac{1}{m\Delta t}$. Una vez especificada la frecuencia de muestreo $\frac{1}{\Delta t}$, la resolución del espectro depende del tamaño del registro m . Si se esperan picos de anchos de banda pequeños, m debe ser lo suficientemente grande para poder captarlos con precisión.

APÉNDICE E

RECOMENDACIONES DE DISEÑO

Los resultados de la investigación permiten resumir las siguientes recomendaciones para el diseño con torres tubulares tronco cónicas emplazadas en el norte neuquino:

- Al norte de la provincia de Neuquén las tierras son complejas y afectan a las condiciones del viento local dando origen a vientos muy intensos y turbulentos. Los valores de velocidades extremas obtenidos a partir de mediciones *in situ* son superiores a los contemplados en el Reglamento Argentino de Acción del Viento sobre las Construcciones (CIRSOC 102, 2005). En consecuencia las cargas eólicas sobre cualquier estructura localizada en la zona deberían determinarse a partir de mediciones *in situ*.
- La posición de las palas al detenerse el rotor en bandera afecta la distribución de presiones en la torre y por lo tanto su estado tensional. Por ello sería conveniente considerar, para el caso de rotor detenido, al menos las dos posiciones extremas del rotor: con una pala frente a la torre y con una pala sobre la torre en línea con su eje.
- Asumiendo que el número de Strouhal se mantendrá constante para números de Reynolds del prototipo entre 5 y 10 millones, correspondientes a torres tronco cónicas de 2 m a 4 m de diámetro medio y a vientos extremos clase I, II y III (entre 37,5 m/s y 50 m/s), las frecuencias de desprendimiento de vórtices en el plano horizontal oscilan entre 1,40 Hz y 6,25 Hz, como se indica en la Tabla D-1:

| VIENTO CLASE III | | | |
|--------------------|--------|---------|--------|
| St/ f _s | D =4 m | D = 3 m | D =2 m |
| | [Hz] | [Hz] | [Hz] |
| 0,15 | 1,406 | 1,875 | 2,812 |
| 0,20 | 1,875 | 2,500 | 3,750 |
| 0,25 | 2,344 | 3,125 | 4,687 |
| VIENTO CLASE II | | | |
| St/ f _s | D =4 m | D = 3 m | D =2 m |
| | [Hz] | [Hz] | [Hz] |
| 0,15 | 1,594 | 2,125 | 2,188 |
| 0,20 | 2,125 | 2,833 | 4,250 |
| 0,25 | 2,656 | 3,542 | 5,312 |
| VIENTO CLASE I | | | |
| St/ f _s | D =4 m | D = 3 m | D =2 m |
| | [Hz] | [Hz] | [Hz] |
| 0,15 | 1,875 | 2,500 | 3,750 |
| 0,20 | 2,500 | 3,333 | 5,000 |
| 0,25 | 3,125 | 4,167 | 6,250 |

Tabla D.1: Frecuencia de desprendimiento de vórtices en el plano horizontal para vientos extremos clase I, II y III y diámetro medio 2 m, 3 m y 4m.

Las frecuencias naturales de torres tronco cónicas empleadas en varias turbinas de viento comerciales para potencias comprendidas entre 1 y 2 MW, están en el rango de las frecuencias indicadas en las tablas anteriores. Por lo tanto la recomendación es realizar una verificación de la frecuencia natural de cada torre en función de los vientos extremos posibles de alcanzar en el lugar de emplazamiento y tratar que la misma esté alejada de la frecuencia de desprendimiento de vórtices.

En cuanto a la detectada oscilación vertical del flujo de baja frecuencia (que no se encuentra descrita en la bibliografía) indicada en la tabla 6.10, se generan números de Strouhal entre 0,012 y 0,016 para la mayor velocidad ensayada. Asumiendo al igual que en el caso anterior que el número de Strouhal se mantendrá constante para números de Reynolds del prototipo entre 5 y 10 millones, las frecuencias inducidas por el desprendimiento de estos vórtices verticales oscilarán entre 0,090 y 0,227 Hz, como se indica en la Tabla D-2:

| VIENTO CLASE III | | | |
|--------------------|--------|---------|--------|
| St/ f _s | D =5 m | D = 4 m | D =3 m |
| | [Hz] | [Hz] | [Hz] |
| 0,012 | 0,120 | 0,150 | 0,200 |
| 0,016 | 0,160 | 0,200 | 0,270 |
| VIENTO CLASE II | | | |
| St/ f _s | D =5 m | D = 4 m | D =3 m |
| | [Hz] | [Hz] | [Hz] |
| 0,012 | 0,102 | 0,127 | 0,170 |
| 0,016 | 0,136 | 0,170 | 0,227 |
| VIENTO CLASE I | | | |
| St/ f _s | D =4 m | D = 3 m | D =2 m |
| | [Hz] | [Hz] | [Hz] |
| 0,012 | 0,090 | 0,112 | 0,150 |
| 0,016 | 0,120 | 0,150 | 0,200 |

Tabla D.2: Frecuencia de desprendimiento de vórtices en el plano vertical para vientos extremos clase I, II y III y diámetro medio 2 m, 3 m y 4m.

Estas frecuencias son el inicio del rango de las frecuencias naturales de las torres tronco cónicas de las turbinas eólicas superiores a 3 MW de potencia. Pudiendo este tipo de vórtices inducir frecuencias de resonancia en dichas estructuras, por lo que puede ser un llamado de atención para el diseño de las futuras torres de aerogeneradores en el rango de más de 3 MW de potencia.