UNIVERSIDAD DE ZARAGOZA
PROYECTO FINAL

AUTOR: *Luis González Comendador*

Máster o Postgrado: *Máster Europeo en Energías Renovables*

Título:

ESTUDIO DE LA VARIABILIDAD DE LA GENERACIÓN EÓLICA EN DIFERENTES EMPLAZAMIENTOS.

TUTOR: *Joaquín Mur Amada*

Dpto./Área/Empresa

Año Académico: 2009-2010 **Fecha de entrega:** 20-12-2010

UNIVERSIDAD DE ZARAGOZA
PROYECTO FINAL

AUTOR: *Luis González Comendador*

Máster o Postgrado: *Máster Europeo en Energías Renovables*

Título:
Estudio de la variabilidad de la generación eólica en diferentes emplazamientos

TUTOR: *Joaquín Mur Amada*
Dpto./Área/Empresa

Año Académico: 2009-2010 **Fecha de entrega:** 20-12-2010

DECLARACIÓN del AUTOR

El abajo firmante declara que el contenido del resumen del presente Proyecto Final de Máster o Postgrado NO tiene carácter confidencial y autoriza su divulgación en cualquier medio y soporte.

El abajo firmante declara que el contenido completo del Proyecto Fin de Máster o Postgrado:

- ☐ **SÍ** tiene carácter confidencial
- ☐ **SÍ** autoriza su consulta a uso docente
- ☐ **SÍ** autoriza su divulgación a través de cualquier medio o soporte

- ☐ **NO** tiene carácter confidencial
- ☐ **NO** autoriza su consulta a uso docente
- ☐ **NO** autoriza su divulgación

En Madrid a 20 de Diciembre de 2010

Fdo. .....

Luis González Comendador

Variabilidad de la generación eólica en varios emplazamientos

González Comendador, Luis

Abstract: Se ha realizado un estudio de 8 campos de aerogeneradores, estudiados dos a dos y comparando su producción. Se ha mirado y detallado los factores que hacen que sus producciones sean dispares y ver las influencias en la variabilidad de la generación en cada uno por separado. No obstante, se ha creado una matriz de transición que nos da una idea de cómo será la producción tras un cierto tiempo.
Con todo esto se ha llegado a la conclusión que los factores orográficos y su distancia al mar son factores deterministas en la estabilidad del viento y en consecuencia de su producción.
También se ha visto que la influencia del mar se produce aun a varios cintos de kilómetros del mar.
Palabras clave: racha de viento, variabilidad, generación y turbulencia.

1. INTRODUCCIÓN

Se ha hecho un estudio sobre la variabilidad en la generación eólica en diferentes emplazamientos y hemos intentado identificar aquellos factores que intervienen en dicha variabilidad. Para ello, se ha usado un programa llamado Windfreedom[1] y una herramienta desarrollada en Matlab.
Aunque los valores para los vientos no corresponden exactamente con los de los emplazamientos, se han buscado estaciones meteorológicas cercanas a dichos emplazamientos y hemos escalado el viento hasta la altura de buje.
Antes de continuar con el artículo definiremos una serie de conceptos básicos para su entendimiento

1.1.- Turbulencia.

Llamamos turbulencia a las variaciones de la velocidad del viento a una escala temporal relativamente rápida. Dicha turbulencia es generada principalmente por el rozamiento que sufren las masas de aire con el terreno que depende de la topografía del terreno en su movimiento horizontal, y por razones térmicas que provocan variaciones en la densidad del aire y movimientos verticales. Normalmente estos dos efectos estas interconectados.
La turbulencia es un proceso complejo que no puede ser simplificado en términos de ecuaciones deterministas. Tan solo puede ser descrita mediante ecuaciones diferenciales y calculada por un proceso de aproximación y estadístico por unas condiciones de contorno.
Hay muchas formas de describir estos procesos de forma estadística. La más sencilla es caracterizar la turbulencia mediante la intensidad de turbulencia y el factor de racha.

1.1.1.- La intensidad de Turbulencia.

La intensidad de turbulencia es una medida del nivel general de turbulencia y se expresa como:

$$I = \frac{\sigma}{\overline{U}} \qquad (1)$$

donde σ es la desviación estándar de las variaciones en la velocidad del viento respecto al viento medio $\overline{U}$.

1.1.2.- Factor de racha

Una ráfaga de viento es un aumento momentáneo en la velocidad del viento en un tiempo determinado.
A menudo es útil conocer la máxima velocidad de ráfaga, ya que puede ocurrir en cualquier momento. Esto normalmente se representa mediante el factor de racha G, cuyo ratio es horario. G es naturalmente una función de intensidad de turbulencia y también depende del intervalo de tiempo.
Si bien es posible hallar expresiones para los factores de racha a partir de la turbulencia, es frecuente usar la expresión empírica dada por Weiringa Es mucho más simple y está bien de acuerdo con los resultados teóricos. Así el factor de racha viene dado por

$$G(t) = 1 + 0.42 I_u \ln\left(\frac{3600}{t}\right) \qquad (2)$$

donde I_u es la intensidad de turbulencia longitudinal.

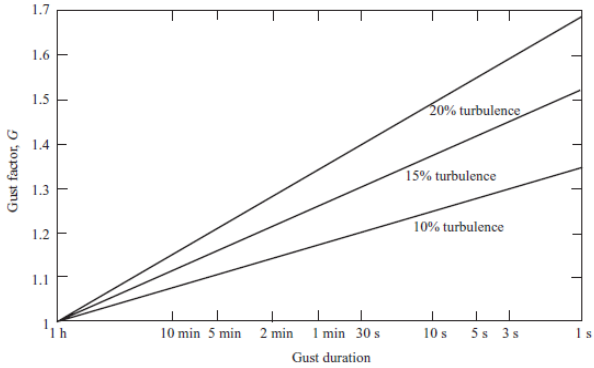


Fig. 1 "Factor de racha para diferentes Intensidades de Turbulencia."

1.2.- Variación del viento con la altura.

La velocidad del viento aumenta con la altura hasta alcanzar un máximo a una altura de cercana a los 1000 m sobre el suelo. Dicha variabilidad depende estrechamente de la estabilidad atmosférica y la podemos expresar de forma matemática.

$$U(z) = (u^*/k)[\ln(z/z_0) + \psi_s(z/L_s)] \qquad (3)$$

donde z (>> z_0) es la altura sobre el suelo, U(z) es la velocidad del viento con la altura por encima del suelo, U^* es la velocidad de rozamiento relacionada con la tensión superficial, k es la constante de Von Karman, z_0 es la longitud de la rugosidad de la superficie y Ψ_s es una función dependiente de la longitud de Monin-Obukhov (L_s).
Para facilitar los cálculos, consideramos una atmosfera neutra, quedando la ecuación de la forma:

$$U(z) = (u^*/k)\ln(z/z_0) \qquad (4)$$

[1] Programa desarrollado en la Tesis doctoral del profesor Joaquín Mur de la Universidad de Zaragoza.

No obstante, como la velocidad de rozamiento es muy difícil de evaluar, aproximamos a

$$U(z) = U(z_r)(z/z_r)^{\alpha} \qquad (5)$$

donde z_r es una altura de referencia y α es coeficiente de la ley potencial del viento. Dicho coeficiente depende de la orografía y los obstáculos. A mayor obstáculos, mayor perfil vertical.
Como la altura de buje nunca suele ser igual que la altura de la estación meteorológica de la que se cogen las medidas, se usa dicha ecuación para calcular el viento en el buje.

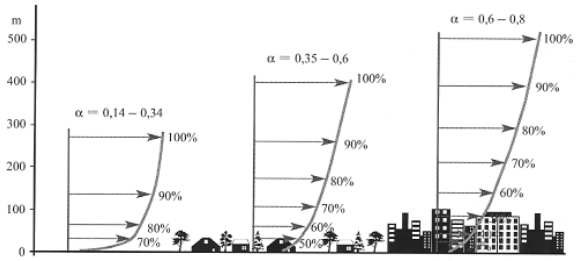


Fig. 2: "Perfiles de velocidad en función de la orografía del terreno."

1.3.- Influencia de la variabilidad del viento en la red.

A pesar de que la energía eólica sea una de las energías renovables más desarrolladas y con más futuro en gran parte del mundo, esta perjudicada por la variabilidad del viento y en consecuencia una producción que va variando con el tiempo. Esto hace que sea muy importante la acomodación de las turbinas a dicha variabilidad junto con la predicción del viento para evitar cambios y comprometer la red.
Las variaciones en un espacio corto de tiempo comprometen a la estabilidad de producción del parque. Normalmente los modelos de predicción no dan información de dichas rachas al predecir un viento medio en un intervalo de tiempo. El conocimiento de dichas rachas puede ser tan importante como la predicción del viento y aporta las siguientes características: mejora la calidad de la producción, disminuye el riesgo de comprometer a la red y posibilidad de nuevos emplazamientos u optimizar los ya existentes, al poder controlar la producción en los emplazamientos que dicha variabilidad lo haga imposible o disminuir las pérdidas producidas por dicha variabilidad.

2. METODOLOGÍA UTILIADA.

2.1.- Viento.

Viento es un programa que toma los datos de viento tomados del Windfreedom, los extrapola a una altura en la que el campo es rentable (6-8 m/s) y calcula su potencia, producción y factor de potencia según la curva de producción de un aerogenerador introducida.

Este programa está preparado para que los archivos de salida con los datos de viento puedan ser tratados y estudiados por otro programa llamado Leerficheros que explicaremos a continuación.

2.2.- Leerficheros.

Este programa, creado por Joaquín Mur, lo usamos comparar los ficheros de datos originados a partir de la ejecución de Viento.
Este programa se asemeja mucho a Windfreedom ya que los tipos de análisis disponibles son parecidos que explicaré con más detalle al ser expuesto en las figuras de más adelante.
Con este programa podemos tener, para cada variable, una evolución temporal, el histograma, el espectrograma y periodograma y la matriz de transición. También podemos comparar la coherencia entre dos variables.

3. PARQUES Y AEROGENERADORES DE ESTUDIADOS.

Tabla 1 "Parques eólicos y estaciones de estudio."

Parque eólico	Término Municipal	Potencia (MW)	Nº aeros	Potencia Unitaria (kW)	Modelo	Estación
Montouto 2000	A Cañiza, Arbo y As Neves	39,75	53	750	Multipower 52	LEVX
Padrón	Padrón	1,7	2	850	G-52	LEST
Raposeras	Pradejón y Calahorra	39	26	1500	GEWE 77	LELO
Badaia	Kuartango, Ribera Alta e Iruña Oka	49.5	30	1650	ECO80	LEVT
Alijar	Jerez de la Frontera	24	16	1500	AW 77/1500	LEJR
Sierra de Aguas	Casarabonela y Alora	13.6	16	850	G-52	LEMG

En la Tabla 1 se muestran los diferentes campos de aerogeneradores estudiados con sus respectivas estaciones de Windfreedom. Dichas estaciones han sido escogidas por su proximidad al campo y son de carácter público, lo que hace que los datos tengan que ser adaptados para su uso en eólica y tratados según el programa viento.
Como se saben las alturas de los aerogeneradores, se ha optado por poner en los pares de campos a compara alturas parecidas de los aerogeneradores siguiendo las especificaciones técnicas de.
Las estaciones utilizadas corresponden a aeropuertos próximos a los emplazamientos y suponiendo un perfil vertical con $\alpha = 0.5$.

4. ESTUDIO.

Estudiando los espectros se ha visto la influencia en el viento del mar mediante las brisas de Mar pese a que muchas estaciones meteorológicas estaban situadas a gran distancia de mar. También se ha observado la influencia de la orografía en el espectro del viento por las brisas de valle.

Ambas brisas provocan fluctuaciones en el viento del orden de 2 ciclos al día y 3 ciclos al día para las brisas de mar y valle respectivamente. Estos efectos los podemos ver en el espectrograma, Fig. 4. También se ha visto, pero de una forma más clara, en el detector de rachas, Fig. 4.

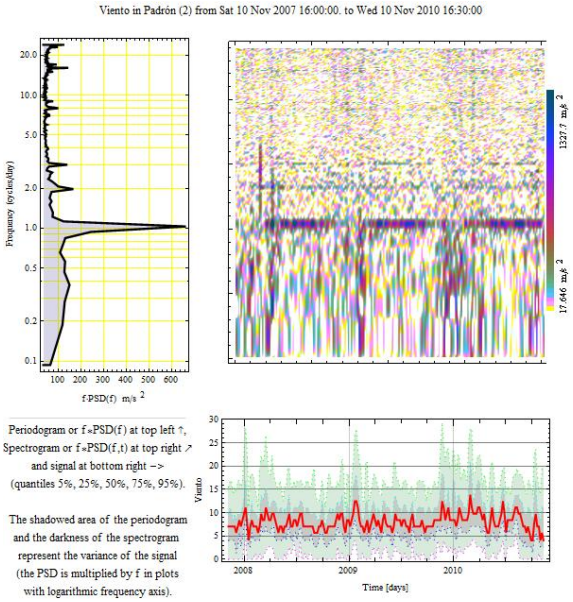


Fig. 3 "Espectrograma del viento para Padrón entre 10/11/2007-10/11/2010."

En el detector de rachas, Fig 4, se observa bien, ambos efectos con la alternancia de zonas naranjas y azules a pares. Tantos pares como ciclos diarios tenga la fluctuación viendo el 30 de Octubre rachas producidas por brisas de valle y más grandes las de mar. En él, no solo se puede ver esto, sino las brisas producidas por frentes u otros efectos a mayor escala.

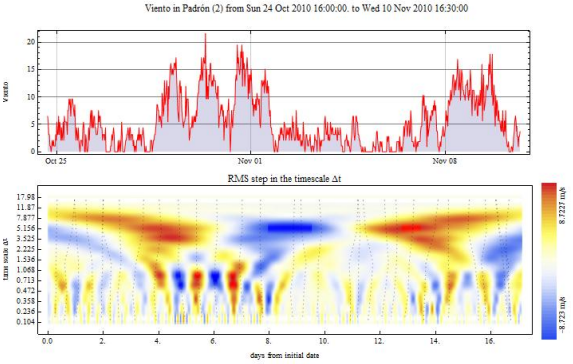


Fig. 4 "Detector de rachas de viento (m/s) de Padrón en un determinado tiempo (s) entre 24/10/2010-10/11/2009."

Aunque el estudio de rachas se ha realizado para Montouto también, se ha puesto el de Padrón al ser el más representativo. En Moutouto es semejante.
Si queremos ver la predictibilidad de la producción se ha calculado las matrices de transición para la producción normalizada. Esta producción se ha normalizado según la potencia nominal de cada turbina para facilitar las comparaciones. Estas matrices vienen descritas en la Fig. 5 y 6.
Si también comparamos las matrices de transición del viento vemos que aunque sean parecidas, el rango de predictibilidad es mayor en Montouto que en Padrón.
Con estos factores podemos decir que el viento es mucho más estable y predecible en Montouto que en Padrón, o lo que es lo mismo, el efecto de la orografía mete un factor de incertidumbre en el viento que hace que sea más variante e impredecible.
Si nos fijamos en la producción, tenemos una producción más predecible, según la matriz de transición, en Montouto, Fig. 6, que en Padrón, Fig. 5.

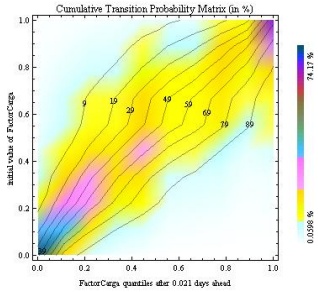


Fig. 5 "Matriz de Transición de la potencia normalizada en Padrón entre 10/11/2007 - 10/11/2010 correspondiente a 0.5 horas."

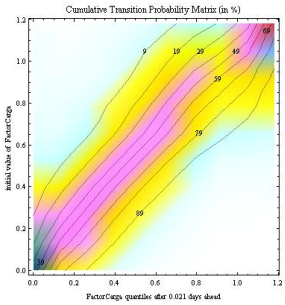


Fig. 6 "Matriz de Transición de la potencia normalizada en Montouto 2000 entre 10/11/2007 - 10/11/2010 correspondiente a 0.5 horas."

A la hora de comparar la producción, compararemos el factor de carga, potencia generada divido entre la potencia nominal del aerogenerador, de ambas turbinas mediante el análisis de coherencia, Coherence Analisys, que se puede hacer con el programa leerficheros.
Dicho análisis de coherencia se ha establecido para el 16 de Septiembre del 2010 y 30 días posteriores a esa fecha.
En la Fig.7, podemos ver que, en la gráfica inferior, las potencias obtenidas en Montouto 2000 son superiores a las de Padrón.
Las oscilaciones por debajo de la unidad o con colores claros indican que las oscilaciones tienen mayor magnitud en Montouto, mientras que las oscilaciones por encima de 1 o colores oscuros

indican que las oscilaciones han sido más acusadas en Padrón. En la Fig. 7 se puede observar que las oscilaciones muestran alternancias en sentido horizontal entre zonas claras y oscuras, indicando que el ratio entre la magnitud de las oscilaciones es relativamente variable.

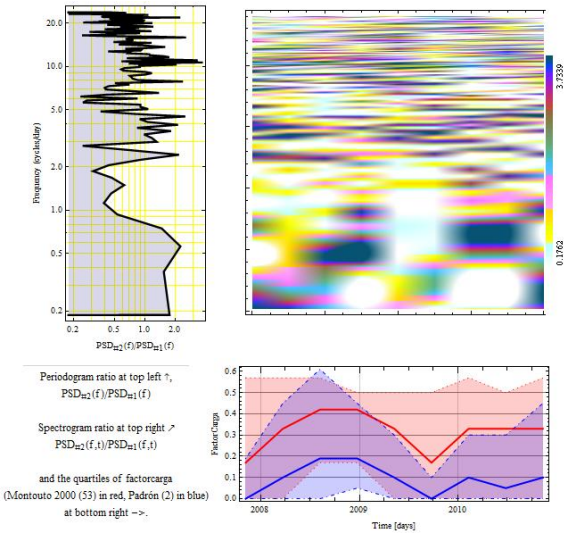


Fig. 7 "Spectrogram Module Ratio de Montouto 2000 y Padrón para 30 días tomando como día final el 16/09/2010."

El módulo de la coherencia es muy informativo. La coherencia a la frecuencia *f* de las señales no es constante en el tiempo. En la Fig. 8 se puede ver zonas oscuras, que indican que se ha observado en ambas estaciones fluctuaciones significativas en el instante y frecuencia correspondiente. Las zonas blancas indican que no se han observado fluctuaciones significativas de las características correspondientes en, al menos, uno de dos campos.

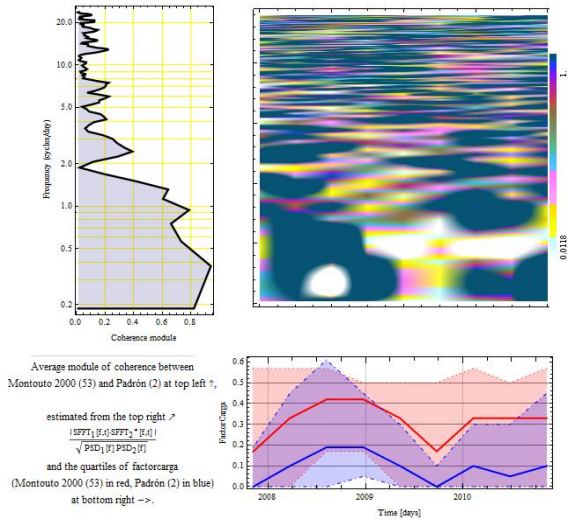


Fig. 8 "Coherence Module Montouto 2000 y Padrón para 30 días tomando como día final el 16/09/2010."

La gráfica muestra que las fluctuaciones lentas muestran una fuerte correlación (coherencia cerca de la unidad) e incluso una frecuencia cerca de 0.4 ciclos/día la alcanza. A partir de 1 ciclos/día la coherencia disminuye y nunca alcanza valores superiores a 0.5. Hay que decir que para frecuencias de 2 ciclos/día la coherencia es 0.

Las fluctuaciones diarias tienen una gran coherencia debido a que la dinámica atmosférica y el calentamiento debido a la radiación solar relaciona las oscilaciones diarias entre emplazamientos cercanos.

Para las oscilaciones intradiarias tenemos poca coherencia. Esto se puede deber a que las oscilaciones rápidas tienen una extensión geográfica significativamente menor que la distancia entre los campos.

Estas oscilaciones según la Fig.9. podemos ver que tiene valor casi 0 para frecuencias muy bajas, negativo para frecuencias medias y positivo para las altas. Este valor negativo implica que se han observado primero en Padrón y luego han sucedido en Montouto y viceversa para cuando es positivo. Así podemos decir que prácticamente todas las oscilaciones o fluctuaciones se han observado primero en Padrón y luego en Montouto A partir de los 10 ciclos/día se ve que observa alternancia entre las estaciones.

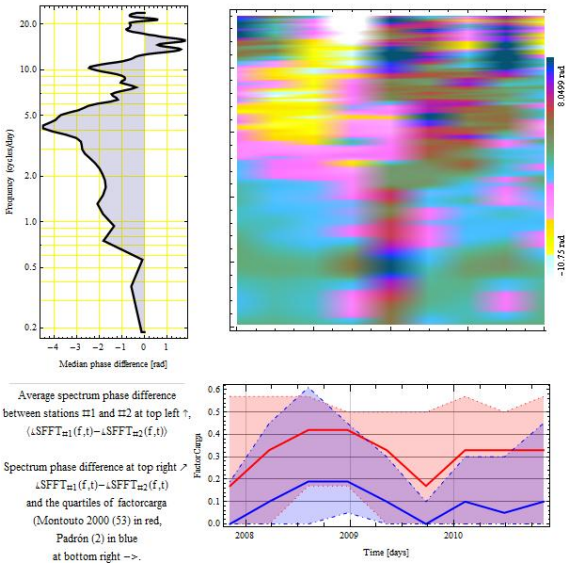


Fig. 9 "Coherence Phase de Montouto 2000 y Padrón para 30 días tomando como día final el 16/09/2010."

Pese a que en articulo se ha detallafo el estudio realizado para Montouto 2000 y Padrón, en el proyecto se han realizado el estudio de otros 4 campos como en la Tabla 1. No obstante cabe decir que el estudio de estos 4 campos es de menor intensidad que el de Montouto 2000 y Padrón.

5. CONCLUSIONES.

Desde las estaciones se ha extrapolado el viento hasta una altura, o lo que es lo mismo, de forma vertical. La extrapolación horizontal no se ha realizado por motivos de simplicidad. Si se quisiese extrapolar de forma horizontal al lugar exacto, habría que calcular un mapa eólico con las rugosidades y orografías del terreno. No obstante podemos ver las características principales del terreno y ver como éstas quedan reflejadas en el viento.

Se puede ver la gran influencia del mar sobre los emplazamientos dando un pico a frecuencia 2 ciclos/día. Estando situados

A la hora de la predictibilidad, podemos decir se tiene una producción mucho más predecible y homogénea, cuando más se acerque al histograma a la normal, aunque el viento sea más predecible en el caso contrario.

Cuanto más bajo sean los vientos, más fácil es su predictibilidad pero, como se encuentran en zonas muy inestables de la curva de potencia, un leve cambio hace que cambie mucho la potencia generada. Esto hace que sean más fáciles predecir, cuanto más se acerque la potencia generada a la potencia nominal, ya que variaciones de viento, no hacen que varíe mucho la potencia generada.

6. AGRADECIMIENTOS.

Agradezco este trabajo a Joaquín Mur, por la gran paciencia que ha tenido al explicarme los programas que ha desarrollado y los conceptos a los que era ajeno. También por su paciencia al ser mi tutor en la distancia.

7. BIBLIOGRAFÍA.

[1] Morán Samaniego, Francisco, *Apuntes de Termodinámica de la atmosfera*. Servivio Meteorológico Nacional, 1944.

[2] Mur Amada, Joaquín, *Wind Energy Variability*. Tesis Doctoral.

[3] James R. Holton, *An introduction to Dynamic Meteorology*. Elservier, 2004.

[4] Dennis L. Hartmann, *Global Physical Climatology*. Academic Press, 1994.

[5] Tony Burton, David Sharpe, Nick Jenkins y Ervin Bossanyi, *Wind Energy Handbook*. Wiley, 2001.

ÍNDICE.

LISTADO DE TABLAS ..... **III**

LISTADO DE GRÁFICAS ..... **IV**

PALABRAS CLAVE. ..... **VIII**

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN. **1**

1.- SITUACIÓN DE LA ENERGÍA EÓLICA EN ESPAÑA. 1
2.- EL VIENTO. 1
2.1.- Turbulencia. *2*
2.1.1.- Capa límite. 3
2.1.2.- Intensidad de turbulencia. 5
2.2.- Variación del viento con la altura. *6*
2.3.- Espectro del viento. *7*
2.4.- Rachas de viento. *8*
3.- INFLUENCIA DE LA VARIABILIDAD DEL VIENTO EN LA RED. 8

CAPÍTULO 2. OBJETIVOS. **9**

CAPÍTULO 3. HERRAMIENTAS Y METODOLOGÍAS UTILIZADAS. **10**

1.- INTRODUCCIÓN 10
2.- HERRAMIENTAS UTILIZADAS. 10
2.1.- Windfreedom. *10*
2.2.- Matlab. *11*
2.2.1.- Viento. 11
2.3.- Leerficheros. *12*
2.3.1.- Time series Plot. 12
2.3.2.- Histogram. 12
2.3.3.- Spectrogram. 12
2.3.4.- Transition Matrix. 12
3.- PARQUES Y AEROGENERADORES DE ESTUDIO. 12

CAPÍTULO 4. ESTUDIO **14**

1.- INTRODUCCIÓN 14
2.- COMPARACIÓN ENTRE MONTOUTO 2000 Y PADRÓN. 14
2.1.- Montouto 2000. ..... *14*
2.1.1.- Viento. 14
2.1.2.- Generación. 26
2.2.- Padrón. *29*
2.2.1.- Viento. 29
2.2.2.- Generación. 40
2.3.- Comparación en la producción entre Montouto 2000 y Padrón. *42*
3.- COMPARACIÓN ENTRE RAPOSERAS Y BADAIA. 45
3.1.- Raposeras *45*
3.1.1.- Viento 45
3.1.2.- Generación 46
3.2.- Badaia *48*
3.2.1.- Viento 48
3.2.2.- Generación 49
3.3.- Comparación de la producción entre Raposeras y Badaia. *51*
4.- COMPARACIÓN ENTRE ALIJAR Y SIERRA DE AGUAS 53
4.1.- Alijar *53*
4.1.1.- Viento 53
4.1.2.- Generación 55
4.2.- Sierra de Aguas *56*

Índice.

4.2.1.- Viento 56
4.2.2.- Generación 58
4.3.- Comparación de la producción entre Alijar y Sierra de Aguas. 59

CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES. 62

1.- INTRODUCCIÓN 62
2.- MONTOUTO 2000 Y PADRÓN. 62
3.- OTROS CAMPOS. 63

BIBLIOGRAFÍA 64

ANEXO I. CÓDIGO DEL PROGRAMA DE MATLAB 65

ANEXO II. MANUAL DE USUARIO DE VIENTO. 69

ANEXO III. MANUAL DE USUARIO DE LEERFICHEROS. 73

ANEXO IV. MULTI-POWER 52. 86

ANEXO V. G52. 88

ANEXO VI. DATOS SALIENTES DEL MATLAB. 90

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1.1 “Longitudes de rugosidad superficial típicas” 4
Tabla 3.1 "Parques eólicos y estaciones de estudio" 13

LISTADO DE GRÁFICAS

Imagen 1.1 “Capacidad eólica por país de la UE.” 1
Imagen 1.2 “Espectro del campo eólico de Brookhaven realizado por Van der Hoven (1957).”..... 2
Imagen 1.3 “Cálculo de la intensidad de turbulencia mediante diferentes normas.” 6
Imagen 1.4: “Perfiles de velocidad en función de la orografía del terreno.” 7
Imagen 1.5 “Factor de racha calculado con la ecuación 1.13.”..... 8
Imagen 3.1 “Mapa de estaciones y emplazamientos.” 13
Imagen 4.1 “Time Series Plot del viento (m/s) en Montouto 2000 entre 10/11/2007-10/11/2010.” 14
Imagen 4.2 “Histograma del viento (m/s) en Montouto 2000 entre 10/11/2007-10/11/2010.” 15
Imagen 4.3 “Matriz de Transición del viento (m/s) en Montouto 2000 entre 10/11/2007-10/11/2010 correspondiente a 0.5 horas.” 15
Imagen 4.4 “Evolución de la matriz de transición del viento (m/s) en Montouto 2000 correspondiente a 0.5, 2.5, 5 y 7.5 horas entre 10/11/2007-10/11/2010.”..... 16
Imagen 4.5 “Espectrograma del viento (m/s) de Montouto 2000 entre 10/11/2007-10/11/2010.” 17
Imagen 4.6 “Efecto brisa de mar. Las líneas corresponden a líneas de igual densidad del aire.” 19
Imagen 4.7 “Detector de rachas de viento (m/s) de Montouto 2000 en un determinado tiempo (s) entre 10/10/2010-10/11/2010.” 19
Imagen 4.8 “Detector de rachas de viento (m/s) de Montouto 2000 en un determinado tiempo (s) entre 10/09/2010-10/10/2010.” 20
Imagen 4.9 “Detector de rachas de viento (m/s) de Montouto 2000 en un determinado tiempo (s) entre 10/08/2010-10/09/2010.” 21
Imagen 4.10 “Detector de rachas de viento (m/s) de Montouto 2000 en un determinado tiempo (s) entre 10/07/2010-10/08/2010.” 21
Imagen 4.11 “Detector de rachas de viento (m/s) de Montouto 2000 en un determinado tiempo (s) entre 10/06/2010-10/07/2010.” 22
Imagen 4.12 “Detector de rachas de viento (m/s) de Montouto 2000 en un determinado tiempo (s) entre 10/05/2010-10/06/2010.” 22
Imagen 4.13 “Detector de rachas de viento (m/s) de Montouto 2000 en un determinado tiempo (s) entre 10/04/2010-10/05/2010.” 23
Imagen 4.14 “Detector de rachas de viento (m/s) de Montouto 2000 en un determinado tiempo (s) entre 10/03/2010-10/04/2010.” 23
Imagen 4.15 “Detector de rachas de viento (m/s) de Montouto 2000 en un determinado tiempo (s) entre 10/02/2010-10/03/2010.” 24
Imagen 4.16 “Detector de rachas de viento (m/s) de Montouto 2000 en un determinado tiempo (s) entre 10/01/2010-10/02/2010.” 24
Imagen 4.17 “Detector de rachas de viento (m/s) de Montouto 2000 en un determinado tiempo (s) entre 10/12/2009-10/01/2010.” 25
Imagen 4.18 “Detector de rachas de viento (m/s) de Montouto 2000 en un determinado tiempo (s) entre 10/11/2009-10/12/2009.” 25
Imagen 4.19 “Detector de rachas de viento (m/s) de Montouto 2000 en un determinado tiempo (s) entre 30/08/2009-16/09/2009.” 26

Listado de gráficas

Imagen 4.20 “Histograma de la potencia normalizada para Montouto200 entre 10/11/2007-10/11/2010.” 26
Imagen 4.21 “Espectrograma de la potencia normalizada para Montouto200 entre 10/11/2007-10/11/2010.” 27
Imagen 4.22 “Matriz de Transición de la potencia normalizada en Montouto 2000 entre 10/11/2007-10/11/2010 correspondiente a 0.5 horas.”..... 28
Imagen 4.23 “Evolución de la matriz de transición de la potencia normalizada en Montouto 2000 correspondiente a 0.5, 2.5, 5 y 7.5 horas entre 10/11/2007-10/11/2010.” 28
Imagen 4.24 “Time Series Plot del viento (m/s) en Padrón entre 10/11/2007-10/11/2010.” 29
Imagen 4.25 “Histograma del viento (m/s) en Padrón entre 10/11/2007-10/11/2010.”. 30
Imagen 4.26 “Matriz de Transición del viento en Padrón entre 10/11/2007-10/11/2010 correspondiente a 0.5 horas.” 30
Imagen 4.27 “Evolución de la matriz de transición del viento en Padrón correspondiente a 0.5, 2.5, 5 y 7.5 horas entre 10/11/2007-10/11/2010.” 31
Imagen 4.28 “Espectrograma del viento para Padrón entre 10/11/2007-10/11/2010.”.. 32
Imagen 4.29 “Efecto brisa de Valle.” 33
Imagen 4.30 “Detector de rachas de viento (m/s) de Padrón en un determinado tiempo (s) entre 10/10/2010-10/11/2010.” 34
Imagen 4.31 “Detector de rachas de viento (m/s) de Padrón en un determinado tiempo (s) entre 10/09/2010-10/10/2010.” 34
Imagen 4.32 “Detector de rachas de viento (m/s) de Padrón en un determinado tiempo (s) entre 10/08/2010-10/09/2010.” 35
Imagen 4.33 “Detector de rachas de viento (m/s) de Padrón en un determinado tiempo (s) entre 10/07/2010-10/08/2010.” 35
Imagen 4.34 “Detector de rachas de viento (m/s) de Padrón en un determinado tiempo (s) entre 10/06/2010-10/07/2010.” 36
Imagen 4.35 “Detector de rachas de viento (m/s) de Padrón en un determinado tiempo (s) entre 10/05/2010-10/06/2010.” 36
Imagen 4.36 “Detector de rachas de viento (m/s) de Padrón en un determinado tiempo (s) entre 10/04/2010-10/05/2010.” 37
Imagen 4.37 “Detector de rachas de viento (m/s) de Padrón en un determinado tiempo (s) entre 10/03/2010-10/04/2010.” 37
Imagen 4.38 “Detector de rachas de viento (m/s) de Padrón en un determinado tiempo (s) entre 10/02/2010-10/03/2010.” 38
Imagen 4.39 “Detector de rachas de viento (m/s) de Padrón en un determinado tiempo (s) entre 10/01/2010-10/02/2010.” 38
Imagen 4.40 “Detector de rachas de viento (m/s) de Padrón en un determinado tiempo (s) entre 10/12/2009-10/01/2010.” 39
Imagen 4.41 “Detector de rachas de viento (m/s) de Padrón en un determinado tiempo (s) entre 10/11/2009-10/12/2009.” 39
Imagen 4.42“Detector de rachas de viento (m/s) de Padrón en un determinado tiempo (s) entre 24/10/2010-10/11/2009.” 40
Imagen 4.43 “Histograma de la potencia normalizada para Padrón entre 10/11/2007-10/11/2010.” 40
Imagen 4.44 “Espectrograma de la potencia normalizada para Padrón entre 10/11/2007-10/11/2010.” 41

Listado de gráficas

Imagen 4.45 “Matriz de Transición de la potencia normalizada en Padrón entre 10/11/2007-10/11/2010 correspondiente a 0.5 horas.”..... 41
Imagen 4.46 “Evolución de la matriz de transición de la potencia normalizada en Padrón correspondiente a 0.5, 2.5, 5 y 7.5 horas entre 10/11/2007-10/11/2010.”..... 42
Imagen 4.47 “Spectrogram Module Ratio de Montouto 2000 y Padrón para 30 días tomando como día final el 16/09/2010.” 43
Imagen 4.48 “Coherence Module Montouto 2000 y Padrón para 30 días tomando como día final el 16/09/2010.” 43
Imagen 4.49 “Coherence Phase de Montouto 2000 y Padrón para 30 días tomando como día final el 16/09/2010.” 44
Imagen 4.50 “Histograma del viento (m/s) en Raposeras entre 10/11/2007-10/11/2010.” 45
Imagen 4.51 “Matriz de Transición del viento (m/s) en Raposeras entre 10/11/2007-10/11/2010 correspondiente a 0.5 horas.” 45
Imagen 4.52 “Espectrograma viento (m/s) para Raposeras entre 10/11/2007-10/11/2010.” 46
Imagen 4.53 “Matriz de Transición de la potencia normalizada en Raposeras entre 10/11/2007-10/11/2010 correspondiente a 0.5 horas.”..... 46
Imagen 4.54 “Espectrograma de la potencia normalizada para Raposeras entre 10/11/2007-10/11/2010.” 47
Imagen 4.55 “Histograma del viento (m/s) en Badaia entre 10/11/2007-10/11/2010.” . 48
Imagen 4.56 “Matriz de Transición del viento (m/s) en Badaia entre 10/11/2007-10/11/2010 correspondiente a 0.5 horas.” 48
Imagen 4.57 “Espectrograma viento (m/s) para Badaia entre 10/11/2007-10/11/2010.” 49
Imagen 4.58 “Matriz de Transición de la potencia normalizada en Badaia entre 10/11/2007-10/11/2010 correspondiente a 0.5 horas.”..... 49
Imagen 4.59 “Espectrograma de la potencia normalizada para Padrón entre 10/11/2007-10/11/2010.” 50
Imagen 4.60 “Spectrogram Module Ratio de Raposeras y Badaia para 30 días tomando como día final el 16/09/2010.” 51
Imagen 4.61 “Coherence Module Raposeras y Badaia para 30 días tomando como día final el 16/09/2010.”..... 52
Imagen 4.62 “Coherence Phase de Raposeras y Badaia para 30 días tomando como día final el 16/09/2010.”..... 53
Imagen 4.63 “Histograma del viento (m/s) en Alijar entre 10/11/2007-10/11/2010.”... 53
Imagen 4.64 “Matriz de Transición del viento (m/s) en Alijar entre 10/11/2007-10/11/2010 correspondiente a 0.5 horas.” 54
Imagen 4.65 “Espectrograma viento (m/s) para Alijar entre 10/11/2007-10/11/2010.” 54
Imagen 4.66 “Matriz de Transición de la potencia normalizada en Alijar entre 10/11/2007-10/11/2010 correspondiente a 0.5 horas.”..... 55
Imagen 4.67 “Espectrograma de la potencia normalizada para Alijar entre 10/11/2007-10/11/2010.” 56
Imagen 4.68 “Histograma del viento (m/s) en Sierra de Aguas entre 10/11/2007-10/11/2010.” 56
Imagen 4.69 “Matriz de Transición del viento (m/s) en Sierra de Aguas entre 10/11/2007-10/11/2010 correspondiente a 0.5 horas.”..... 57
Imagen 4.70 “Espectrograma viento (m/s) para Sierra de Aguas entre 10/11/2007-10/11/2010.” 57

Listado de gráficas

Imagen 4.71 “Matriz de Transición de la potencia normalizada en Sierra de Aguas entre 10/11/2007-10/11/2010 correspondiente a 0.5 horas.”..... 58
Imagen 4.72 “Espectrograma de la potencia normalizada para Sierra de Aguas entre 10/11/2007-10/11/2010.” 59
Imagen 4.73 “Spectrogram Module Ratio de Alijar y Sierra de Aguas para 30 días tomando como día final el 16/09/2010.” 60
Imagen 4.74 “Coherence Module Alijar y Sierra de Aguas para 30 días tomando como día final el 16/09/2010.” 60
Imagen 4.75 “Coherence Phase de Alijar y Sierra de Aguas para 30 días tomando como día final el 16/09/2010.” 61

PALABRAS CLAVE.

Alijar, 13, 53, 54, 55, 56, 59, 60, 61, 63
Badaia, 13, 45, 47, 48, 49, 50, 51, 52, 53, 63
brisa de mar, 18, 19, 25, 33, 40, 46, 47, 49, 55, 62
Capa límite, 3
Espectro del viento, 7, 17, 32, 46, 48, 54, 57
Generación, 26, 40, 46, 49, 55, 58
Histograma, 11, 14, 15, 26, 29, 30, 40, 45, 48, 53, 56, 78
Intensidad de turbulencia, 5
Leerficheros, 12, 15, 30, 73, 74, 75, 76
LEJR, 13
LELO, 13
LEMG, 13
LEST, 13, 62
LEVT, 13
LEVX, 13, 62
Matriz de transición, 15, 30, 45, 48, 54, 56, 78
Montouto, 13, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 28, 30, 33, 42, 43, 44, 62
Padrón, 13, 14, 29, 30, 31, 32, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 50, 51, 62
rachas, 2, 3, 8, 14, 18, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 55, 62, 79, 80
Rachas de viento, 8
Raposeras, 13, 45
Sierra de Aguas, 13, 53, 56, 57, 58, 59, 60, 61, 63
Windfreedom, 1, 9, 10, 11, 12, 14, 69

CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN.

En este proyecto vamos a hacer un estudio sobre la variabilidad en la generación eólica en diferentes emplazamientos y vamos a intentar identificar aquellos factores que intervienen en dicha variabilidad. Para ello, usaremos un programa llamado Windfreedom[1]. Con este programa sacaremos los datos de viento y con una herramienta desarrollada en Matlab calcularemos las producciones para las diferentes localizaciones.

Aunque los valores para los vientos no corresponden exactamente con los de los emplazamientos, buscaremos estaciones meteorológicas cercanas a dichos emplazamientos y escalaremos el viento hasta la atura de los bujes. Si no se conociese la altura exacta de las estaciones, la supondremos a 10 metros ya que, según normativa meteorológica, las estaciones deben situarse a dicha altura.

1.- Situación de la Energía Eólica en España.

España es el segundo país en potencia instalada y las empresas del sector son reconocidas en Europa e internacionalmente. Actualmente, pese al momento de incertidumbre en el que vive el sector, estamos a la cabeza.

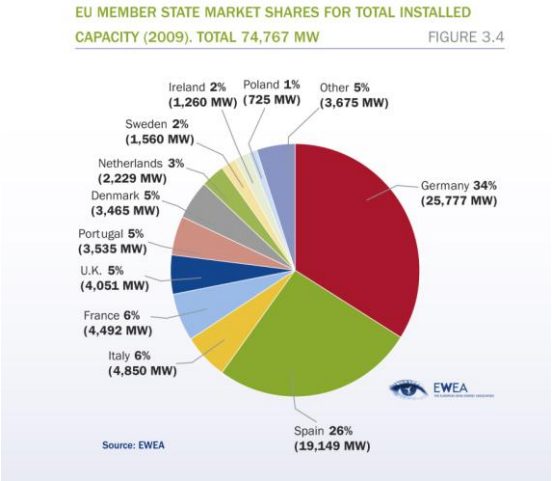


Imagen 1.1 "Capacidad eólica por país de la UE."

2.- El viento.

El viento, como vector energético, corresponde al trasporte de energía, producido por variaciones de presión o temperatura, de un sitio a otro. La energía que aprovechable del viento es proporcional al cubo de si velocidad. Esto hace que este recurso se caracterice por su variabilidad, tanto temporal como espacial. Una pequeña variación en el viento hace que la energía aprovechable crezca o disminuya considerablemente.

En función de la escala en que miramos, las variaciones corresponden a un efecto u otro. Si tenemos una gran escala espacial, tenemos diferentes regiones climáticas por razones diversas como por la latitud o distancia al mar. Si tomamos una escala espacial más pequeña, dicha variación puede deberse a los obstáculos que se encuentra el viento, la topografía y vegetación del terreno.

En escalas temporales se puede apreciar el paso de las estaciones a escala anual o de los sistemas meteorológico como frentes en escala sinóptica. A escala más pequeña,

[1] Programa desarrollado en la Tesis doctoral del profesor Joaquín Mur de la Universidad de Zaragoza.

microescala, dichas variaciones se conocen como turbulencias. Las turbulencias son muy importantes, ya que tienen un efecto muy significativo en la calidad de la producción en consecuencia pueden repercutir al consumidor y a la red.

Aunque las variaciones diarias son fácilmente predecibles por los modelos meteorológicos, estas últimas son más complicadas de conocer. Nosotros nos centraremos en el estudio de rachas de viento y en el efecto en la producción.

En 1957 Van der Hoven determinó el espectro de la velocidad del viento en Brookhaven y halló claros picos correspondientes a la escala sinóptica, diurna y turbulenta. Resalto que la diferencia entre los efectos diurnos y de turbulencia es bastante grande y pueden ser tratados de forma diferente. También vio que hay muy poca energía en el espectro en la región entre 2 h y 10 min.

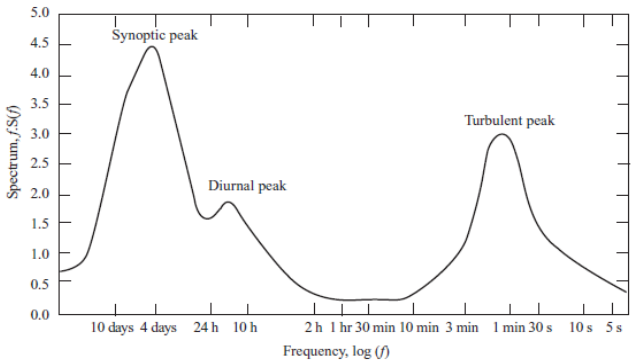


Imagen 1.2 "Espectro del campo eólico de Brookhaven realizado por Van der Hoven (1957)."

2.1.- Turbulencia.

Llamamos turbulencia a las variaciones de la velocidad del viento a una escala temporal relativamente rápida, ver Imagen 1.2. Dicha turbulencia es generada principalmente por el rozamiento que sufren las masas de aire con el terreno que depende de la topografía del terreno en su movimiento horizontal, y por razones térmicas que provocan variaciones en la densidad del aire y movimientos verticales. Normalmente estos dos efectos estas interconectados.

La turbulencia es un proceso complejo que no puede ser simplificado en términos de ecuaciones deterministas. A pesar de que se pueda explica mediante leyes físicas como las leyes de conservación de la energía, masa y momento, hay que tener en cuenta otros factores como la temperatura, la densidad y la humedad e incluso el movimiento de las masas. Por tanto, la turbulencia puede ser descrita mediante ecuaciones diferenciales y su predicción ser obtenida de la integración de las mismas. A pesar de esto, son ecuaciones imposibles de resolver salvo por un proceso de aproximación y estadístico por unas condiciones de contorno.

Hay muchas formas de describir estos procesos de forma estadística. La más sencilla es caracterizar la turbulencia mediante la intensidad de turbulencia y el factor de racha., modelos más complejos detallan la forma en que las tres componentes de la turbulencia varían con el tiempo y el espacio.

La intensidad de turbulencia es una medida del nivel general de turbulencia y se expresa como:

$$I = \frac{\sigma}{\overline{U}} \qquad (1.1)$$

donde σ es la desviación estándar de las variaciones en la velocidad del viento respecto al viento medio $\overline{U}$. Las variaciones del viento de forma turbulenta pueden ser descritas mediante una aproximación de Gauss, lo que significa que las variaciones en la velocidad tienen una distribución normal. No obstante, la cola de la distribución puede ser significativamente no gaussiana, lo que hace que esta aproximación no sea fiable para determinar la probabilidad de una racha grande de viento en un tiempo determinado.

Como ya hemos dicho anteriormente, la turbulencia depende del terreno, siendo esta influenciada por la topografía del terreno y características locales. Es evidente que la altura sobre el suelo hace que los efectos de todos estos procesos en la superficie de la tierra se vuelven más débiles. Por encima de cierta altura, el flujo de aire se puede considerar en gran parte libre de las influencias de la superficie. A este aire, que se puede considerar resultado de las diferencias de presión a escala sinóptica y la rotación de la tierra, se le conoce como el viento geostrófico. En altitudes más bajas, el efecto de la superficie de la tierra se puede sentir. Esta parte de la atmósfera se conoce como la capa límite. Las propiedades de la capa límite son importantes para entender las turbulencias experimentadas por los aerogeneradores.

2.1.1.- Capa límite.

En la capa límite gobiernan el viento geostrófico, la rugosidad del terreno, Coriolis y factores térmicos. Esto hace que la capa límite se clasifique en estatificación estable, inestable o neutra en función de su gradiente térmico vertical y en consecuencia la posibilidad del ascenso de masas de aire. Aunque veamos el efecto de dicha estratificación en el viento, esta estratificación la explicaremos físicamente en el punto siguiente.

La estratificación inestable sucede al calentarse una masa de aire en superficie. Al ascender, esta masa de aire aumenta su tamaño al disminuir la presión y se enfría adiabáticamente. Este ascenso es continuo hasta alcanzar el equilibrio. En el caso que no se logre este equilibrio, la masa dando lugar a grandes células de convección. El resultado es una capa de límite gruesa con grandes eddies turbulentos. Todo esto hace que haya una gran mezcla vertical e intercambio de momento, lo que provoca un cambio relativamente pequeño de la velocidad del viento medio con la altura.

Si este enfriamiento adiabático hace que la masa de aire que se eleva esté rodeada de otras más frías, hace que el aire no ascienda. Esto es lo que se conoce como estratificación estable. Esta situación es provocada por el rozamiento de las masas de aire con la superficie y el viento aumenta de forma considerable con la altura

En la atmósfera neutra, el enfriamiento adiabático de la masa aire al elevarse es tal que queda en equilibrio térmico con su entorno. Esto es a menudo el caso en vientos fuertes, cuando la turbulencia causada por la rugosidad de la tierra provoca la mezcla necesaria en la capa de límite. Energéticamente hablando, la estabilidad neutral es generalmente la situación más importante a considerar, particularmente cuando el viento turbulento carga sobre una turbina. Sin embargo, las condiciones inestables pueden ser importantes al poder dar lugar a rachas repentinas de bajo nivel y las condiciones estables pueden dar lugar a cargas asimétricas significativas debido a gran viento de rozamiento, es decir, variaciones muy acusadas del viento con la altura. Puede también haber cambios bruscos en la dirección del viento con altura en esta situación.

En la atmósfera neutra, las propiedades de la capa límite dependen principalmente de la rugosidad de la superficie del terreno y del efecto de Coriolis. La rugosidad superficial es caracterizada por la longitud de la rugosidad z_0 de la superficie. Valores típicos de z_0 se demuestran en la Tabla 1.1. El parámetro de Coriolis f se define como

$$f = 2\Omega \sin(|\lambda|) \qquad (1.2)$$

donde Ω es la velocidad angular de la rotación de la tierra, λ es la latitud. Coriolis es cero en el ecuador, así que la descripción siguiente se aplica solamente a las latitudes templadas done la altura de la capa de límite se escribe por

$$h = u^*/(6f) \quad (1.3)$$

donde u^* se conoce como la velocidad de la rozamiento, dada por:

$$u^*/\overline{U}(z) = k/[ln(z/z_0) + \psi] \quad (1.4)$$

donde k es la constante de von Karman (aproximadamente 0.4), z es la altura sobre la tierra y z_0 es la longitud de la rugosidad superficial. Ψ es una función que depende de estabilidad. Es negativa para las condiciones inestables, dando lugar a bajo viento de rozamiento, y positiva para las condiciones estables, dando vientos fuertes de rozamiento. Para las condiciones neutrales, ESDU[1] (1985) da $\psi = 34.5fz/u^*$, que es pequeño comparado con $\ln(z/z_o)$ para las situaciones en del interés aquí. Si despreciamos ψ, el viento de rozamiento viene dado entonces por un perfil de viento logarítmico:

$$\overline{U}(z) \propto ln(z/z_0) \quad (1.5)$$

Tabla 1.1 "Longitudes de rugosidad superficial típicas."

Tipo de terreno	Longitud de rugosidad superficial z_0 (m)
Ciudades, Bosques.	0.7
Suburbio, Campo arbolado.	0.3
Pueblos, Campo con árboles y arbustos.	0.1
Terrenos abiertos con pocos árboles y edificios.	0.01
Explanadas cubiertas de césped.	0.03
Explanada desértica, mar agitado.	0.001

Una aproximación de la ley de la energía es,

$$\overline{U}(z) \propto z^{\alpha} \quad (1.6)$$

que es frecuentemente usada, donde el valor de α está alrededor de 0.14 pero varía con el tipo de terreno. No obstante, el valor de α también depende del intervalo de altura sobre el cual se aplica dicha expresión. Que esta aproximación sea menos útil que el perfil logarítmico.

Si la rugosidad superficial cambia, el perfil del viento de rozamiento cambia gradualmente bajo la transición del original al nuevo perfil. Principalmente, una nueva capa de límite comienza y el límite entre la capa nueva y la vieja capa límite aumenta desde cero en el punto de transición hasta que la nueva capa límite se estabiliza completamente.

Combinando las ecuaciones (1.3) y (1.4), obtenemos la velocidad del viento en la borde de la capa de límite

[1] ESDU (acrónimo de "Engineering Sciences Data Unit") es una organización de asesoramiento de ingeniería con sede en el Reino Unido.

$$\overline{U}(h) = \frac{u^*}{k}\left(ln\left(\frac{u^*}{fz_0}\right) - \ln A + 5.75\right) \quad (1.7)$$

Esto es similar a la llamada velocidad del viento geostrófico, G, que es la velocidad del viento teórica en capa de límite calculada a partir de un campo de presiones. La velocidad del viento geostrófico es dada por

$$G = \frac{u^*}{k}\sqrt{\left(ln\left(\frac{u^*}{fz_0}\right) - \ln A\right)^2 + B^2} \quad (1.8)$$

donde, en condiciones neutras, A = ln(6) y B = 4.5. Esta relación a menudo es llamada como la ley de arrastre geostrófico.

El efecto de la rugosidad de la superficie no sólo a provoca que la velocidad del viento disminuya cerca del suelo. También hay un cambio en la dirección entre el viento geostrófico "libre" y el viento cerca del suelo. Aunque el viento geostrófico es generado por los gradientes de presión en la atmósfera, las fuerzas de Coriolis perpendicularmente al gradiente de presión, causando un patrón característico de circulación. Así, en el hemisferio norte, el viento que fluye de alta presión en el sur a la baja presión en el norte, se ve obligado, por el efecto de Coriolis, a desviarse hacia el este para conservar el momento angular de la rotación de la Tierra. El resultado es que el viento circula en sentido contrario alrededor de las áreas de baja presión y en sentido horario alrededor de las áreas de alta presión, o al revés en el hemisferio sur. Cerca del Parque, estas direcciones de flujo se modifican por el efecto de la fricción de la superficie. El cambio total de dirección, α, del viento geostrófico en la superficie viene dada por

$$\sin\alpha = \frac{-B}{\sqrt{\left(ln\left(\frac{u^*}{fz_0}\right)\right)^2 + B^2}} \quad (1.9)$$

2.1.2.- Intensidad de turbulencia.

La intensidad de turbulencia en una atmosfera neutra, depende claramente de la rugosidad del terreno. Para la componente longitudinal, la desviación estándar σ_u es aproximadamente constante con la altura lo que hace que la intensidad de turbulencia decrezca con la altura. Una aproximación es decir que $\sigma_u \approx 2.5u^*$ donde u^* corresponde al viento de rozamiento. Trabajos más recientes (ESDU, 1985) sugieren que dicha variación viene dada por la expresión:

$$\sigma_u = \frac{7.5\eta(0.538+0.09\ln(z/z_0))^p u^*}{1+0.156\ln(u^*/fz_0)} \quad (1.10)$$

donde

$$\eta = 1 - 6fz/u^*$$

$$p = \eta^{16}$$

La aproximación $\sigma_u = 2.5u^*$ la tomamos cerca del suelo ya que da valores muy elevados para alturas elevadas. La intensidad de turbulencia horizontal queda entonces como:

$$I_u = \frac{\sigma_u}{\overline{U}} \quad (1.11)$$

Para la intensidad lateral y vertical tenemos:

$$I_v = \frac{\sigma_v}{\overline{U}} = I_u\left(1 - 0.22\cos^4\left(\frac{\pi z}{2h}\right)\right) \quad (1.12)$$

$$I_w = \frac{\sigma_w}{\overline{U}} = I_u\left(1 - 0.45\cos^4\left(\frac{\pi z}{2h}\right)\right) \quad (1.13)$$

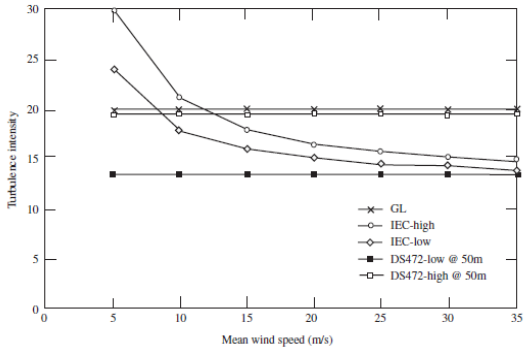


Imagen 1.3 "Cálculo de la intensidad de turbulencia mediante diferentes normas."

Hay que decir que para el cálculo de las turbulencias, aunque la más general es la descrita anteriormente, no siempre se hace de esta forma para el cálculo de diseño de turbinas eólicas. Existen otros normas como la norma danesa (DS472, 1992), la norma IEC (IEC, 1999) y demás. Véase Imagen 1.3.

2.2.- Variación del viento con la altura.

La velocidad del viento aumenta con la altura hasta alcanzar un máximo a una altura de cercana a los 1000 m sobre el suelo. Dicha variabilidad depende estrechamente de la estabilidad atmosférica y la podemos expresar de forma matemática.

$$U(z) = (u^*/k)[\ln(z/z_0) + \psi_s(z/L_s)] \text{ con } z >> z_0 \quad (1.14)$$

donde

z es la altura sobre el suelo.
U(z) es la velocidad del viento con la altura por encima del suelo.
U^* es la velocidad de rozamiento relacionada con la tensión superficial.
k es la constante de Von Karman.
z_0 es la longitud de la rugosidad de la superficie.
Ψ_s es una función dependiente de la longitud de Monin-Obukhov (L_s).

Para facilitar los cálculos, consideramos una atmosfera neutra, quedando la ecuación de la forma:

$$U(z) = (u^*/k)\ln(z/z_0) \quad (1.15)$$

No obstante, como la velocidad de rozamiento es muy difícil de evaluar, aproximamos a

$$U(z) = U(z_r)(z/z_r)^{\alpha} \quad (1.16)$$

donde z_r es una altura de referencia y α es coeficiente de la ley potencial del viento. Dicho coeficiente depende de la orografía y los obstáculos. A mayor obstáculos, mayor perfil vertical.

Como la altura de buje nunca suele ser igual que la altura de la estación meteorológica de la que se cogen las medidas, se usa dicha ecuación para calcular el viento en el buje.

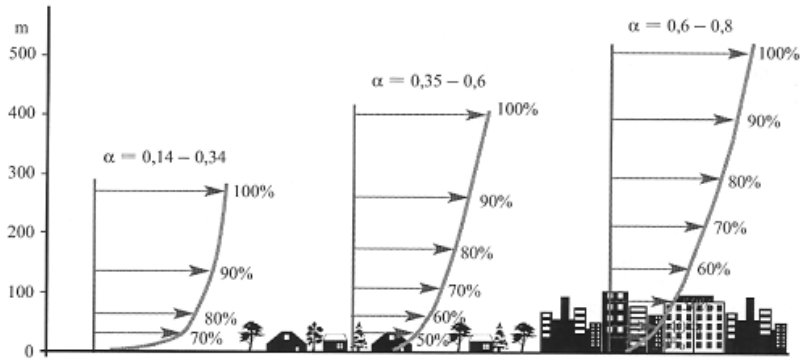


Imagen 1.4: "Perfiles de velocidad en función de la orografía del terreno."

2.3.- Espectro del viento.

Las fluctuaciones en el viento pueden entenderse como el resultado de superponer vientos que varían sinusoidalmente sobre el viento medio estacionario. Estas variaciones sinusoidales tendrán una variedad de frecuencias y amplitudes. El término "espectro" se utiliza para describir dependencias frecuenciales. Por tanto, la función que caracteriza la turbulencia en función de la frecuencia es conocida como una función de densidad espectral. Dado que el valor medio del seno y el coseno es cero, las amplitudes se caracterizan en términos de su valor medio cuadrado. Este análisis se originó en aplicaciones eléctricas, donde el cuadrado de la tensión o de la corriente es proporcional a la potencia (cuando se aplica a una resistencia). El nombre completo de la función que describe la relación entre la frecuencia y la amplitud de ondas que varían sinusoidalmente haciendo fluctuar la velocidad instantánea del viento se conoce como densidad espectral de potencia o *PSD* ('power spectral density').

No obstante, en este trabajo *PSD(f)* se denominará en castellano densidad espectral de variancia para evitar confusiones entre la nomenclatura matemática y su significado físico (la mayoría de las señales analizadas en este trabajo no son tensiones y además, dichas tensiones tampoco aplican a resistencias puras de valor constante).

Hay tres puntos de particular importancia respecto el *PSD(f).*

La varianza debido a un rango de frecuencias es la integral de $PSD^+(f)$ entre las dos frecuencias.

La integral de $PSD^+(f)$ a lo largo de todas las frecuencias es igual a la varianza.

Si se utilizan la densidad de varianza bilateral *PSD(f)* en vez de la unilateral $PSD^+(f)$, se debe multiplicar por dos el resultado obtenido anteriormente o alternativamente, sumar la integral correspondiente a las frecuencias positivas.

Las densidades espectrales de varianza se utilizan habitualmente en análisis dinámicos. Las variaciones de viento en la dirección de la corriente del flujo normalmente se caracterizan a través del *PSD* de la componente longitudinal de la velocidad instantánea.

Las fórmulas matemáticas para modelar la densidad espectral de la varianza $PSD^+(f)$ de la velocidad longitudinal, en la dirección de la corriente, utilizadas en las principales normas y programas de cálculo son debidas a Von Karman, Kaimal y Davenport. Cuando no

se disponen de medidas representativas del espectro en un emplazamiento, se puede utilizar alguno de estos modelos de densidad espectral del viento.

2.4.- Rachas de viento.

Una ráfaga de viento es un aumento momentáneo en la velocidad del viento en un tiempo determinado.

A menudo es útil conocer la máxima velocidad de ráfaga, ya que puede ocurrir en cualquier momento. Esto normalmente se representa mediante el factor de racha G, cuyo ratio es horario. G es naturalmente una función de intensidad de turbulencia y también depende del intervalo de tiempo.

Si bien es posible hallar expresiones para los factores de racha a partir de la turbulencia, es frecuente usar la expresión empírica dada por Weiringa Es mucho más simple y está bien de acuerdo con los resultados teóricos. Así el factor de racha viene dado por

$$G(t) = 1 + 0.42 I_u \ln\left(\frac{3600}{t}\right) \qquad (1.17)$$

donde I_u es la intensidad de turbulencia longitudinal. La Imagen 1.5 muestra este factor para diferentes intensidades de turbulencia y duración de las rachas, calculado con esta expresión.

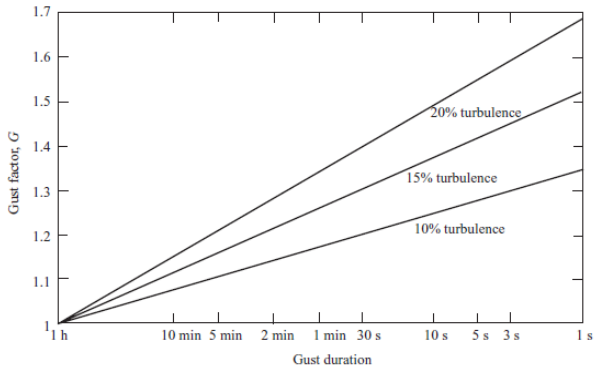


Imagen 1.5 "Factor de racha calculado con la ecuación 1.13."

3.- Influencia de la variabilidad del viento en la red.

A pesar de que la energía eólica sea una de las energías renovables más desarrolladas y con más futuro en gran parte del mundo, esta perjudicada por la variabilidad del viento y en consecuencia una producción que va variando con el tiempo. Esto hace que sea muy importante la acomodación de las turbinas a dicha variabilidad junto con la predicción del viento para evitar cambios y comprometer la red.

Las variaciones en un espacio corto de tiempo comprometen a la estabilidad de producción del parque. Normalmente los modelos de predicción no dan información de dichas rachas al predecir un viento medio en un intervalo de tiempo. El conocimiento de dichas rachas puede ser tan importante como la predicción del viento y aporta las siguientes características:

- Mejora la calidad de la producción.
- Disminuye el riesgo de comprometer a la red.
- Posibilidad de nuevos emplazamientos u optimizar los ya existentes, al poder controlar la producción en los emplazamientos que dicha variabilidad lo haga imposible o disminuir las pérdidas producidas por dicha variabilidad.

CAPÍTULO 2. OBJETIVOS.

Los objetivos de este trabajo es realizar un estudio sobre la producción de diferentes campos de aerogeneradores y comparar los próximos. Para ello seremos los primeros en realizar dicho estudio con un programa que todavía se está desarrollando, el Windfreedom y una versión, leerficheros, que nos permite introducir ficheros y hacer el mismo estudio que con Windfreedom.

Para ello antes de marcar los objetivos hay que aclarar una serie de aspectos previos a ver el estudio. Los datos meteorológicos han sido tomados por el programa Windfreedom de estaciones públicas que no coinciden exactamente con los datos del emplazamiento. Por ese motivo se han tenido que hacer una serie de suposiciones y extrapolaciones para adaptar, lo máximo posible, el viento de dicha estación a la del emplazamiento. Estas suposiciones son extrapolar el viento en altura hasta una altura de buje o, en su defecto, hasta una altura que haga que el campo de aerogeneradores sea rentable.

No se ha tenido en cuenta las modificaciones que ha podido sufrir el viento por orografía y otros aspectos al desplazarnos al emplazamiento del parque. Se ha considerado que el viento es constante en su componente horizontal y no sufre ni perdida de energía ni variación en el módulo de la velocidad en su camino hasta llegar al campo.

Con este viento, estudiaremos las características principales campo y la potencia normalizada que genera. Dicha potencia se ha normalizado con el fin de facilitar la comparación en la generación de los campos próximos y así evitar que sea alterado por la utilización de diferentes turbinas con diferentes potencias nominales.

Como ya he explicado antes, estudiaremos la generación producida por el viento, de la misma forma que hemos estudiado el viento e intentaremos ver qué factores influyen en dicha generación.

Una vez que tengamos los factores que influyen en la generación, se procederá a la comparación de los campos próximos y explicaremos que aspectos hacen que sean diferentes. No obstante, también explicaremos algún aspecto que hace que las producciones sean diferentes en los demás campos.

CAPÍTULO 3. HERRAMIENTAS Y METODOLOGÍAS UTILIZADAS.

1.- Introducción.

Una vez estudiado el mapa eólico y visto los emplazamientos que se encuentran en España vamos a analizar el viento de estaciones meteorológicas próximas a dicho campo de aerogeneradores. Caracterizaremos un emplazamiento a una estación.

Cogeremos entonces pares de emplazamientos que estén próximos entre sí y estudiaremos el viento mediante el programa Windfreedom. Con una herramienta desarrollada en Matlab, calcularemos la producción de dicho parque y extrapolaremos el viento hasta la altura de buje o en su defecto una altura que haga rentable en campo. Hay una serie de factores que no conocemos de la estación como la altura y efectos geográficos que iremos suponiendo y exponiendo más adelante.

Con un programa llamado leerficheros, que detallaremos más adelante, sacaremos una serie de gráficas y podremos estudiar el viento de dicha estación próxima.

El fin de este estudio es la detención de ráfagas en series temporales de viento, analizar y modelar la variabilidad del viento medio en varias estaciones meteorológicas en el dominio temporal y frecuencial e identificar los factores que influyen en la variabilidad eólica en emplazamientos próximos.

2.- Herramientas utilizadas.

2.1.- Windfreedom.

El programa que se presenta a continuación está diseñado para estudiar la evolución del viento en emplazamientos cercanos y es parte de una tesis doctoral de Joaquín Mur. Para ello, el programa descarga automáticamente datos de las estaciones meteorológicas seleccionadas a través de Internet. Por ello, el ordenador en el que se utiliza debe estar conectado a Internet. Los datos utilizados se toman de organizaciones meteorológicas gubernamentales a través de los servidores de1 Wolfram Research.

Los datos de estas estaciones deben ser tomados con precaución, ya que no se dispone de información precisa de su emplazamiento y puede presentar fallos de mantenimiento y técnicos. Además, las series de datos pueden presentar huecos y datos perdidos. El programa, en la versión actual, no incluye ningún filtro para compensar errores en las medidas ni realiza ninguna comprobación adicional excepto interpolar los datos no disponibles. Esto puede dificultar en análisis automático.

La variable a estudiar se selecciona en la lista desplegable "*Select a variable*". Las variables que se pueden demandar a la base de datos son:

- Velocidad del viento en km/h (*WindSpeed*).
- Dirección del viento en grados sexagesimales (*WindDirection*).
- Racha de viento máxima en km/h (*WindGusts*).
- Temperatura en grados Celsius (*Temperature*)
- Presión milibárica, corregida a la altura del mar (*Pressure*).
- Presión milibárica sin corregir por la altura (*StationPressure*).
- Humedad relativa, de 0 a 1 (*Humidity*).

- Tasa de precipitación en cm/hora (*PrecipitationRate*).
- Temperatura del punto de rocío en grados Celsius (*DewPoint*).
- Fracción de cielo cubierto por nubes, de 0 a 1 (*CloudCoverFraction*).
- Altura en metros de las nubes estimada en 5/8 del oscurecimiento de la nube (*CloudHeight*).
- Visibilidad en kilómetros (*Visibility*).
- Sensación térmica de temperatura (*WindChill*).

Muchas de estas variables no están disponibles en las estaciones meteorológicas. En general, cuando el programa no tiene más de 10 datos válidos, informa al usuario de este problema.

Los tipos de análisis disponibles son:

- Gráfico de la evolución de la variable en el tiempo (*Time series plot*).
- Histograma (*Histogram*) con la frecuencia de observación de la variable meteorológica, comparado con la distribución estadística normal y Weibull ajustada a partir de la media y varianza de los datos.
- Rosa de vientos (*Wind rose*), mostrada como un histograma bidimensional del vector de viento. La velocidad se descompone en componentes Norte-Sur y Este-Oeste y la frecuencia de observación es dibujada en una cuadrícula.
- Espectrograma (*Spectrogram*), que muestra la evolución del contenido frecuencial de la señal con el tiempo.
- La matriz de transición (*Transition Matrix*), que muestra la probabilidad de tener una velocidad de viento futuro en función de la que se tiene en ese instante.

Se ha hecho una descripción general del programa ya que únicamente se usa para sacar los datos de viento. En el caso en el que se quiera saber más en detalle el programa remítanse al manual de usuario.

2.2.- Matlab.

Matlab es un programa de para hacer análisis y simulaciones matemáticas. Con este programa haremos los cálculos para calcular las Producciones y potencias generadas.

La versión utilizada es la 7.1 y para más información sobre el Matlab, diríjanse a www.mathworks.es.

2.2.1.- Viento.

"*Viento*" es el nombre al que se ha dado dicho programa cuyo código viene escrito en el Anexo I. Código del Programa de Matlab que, en resumen, toma los datos de viento tomados del Windfreedom[1], los extrapola a una altura en la que el campo es rentable (6-8 m/s) y calcula su potencia, producción y factor de potencia según la curva de producción de un aerogenerador introducida[2].

Más en detalle, el programa nos va a pedir una serie de datos, algunos son de carácter informativo y otros son para procesar el cálculo.

Lo que el programa nos pide primero es, aparte del archivo a introducir, es el nombre y ruta del archivo, nos va a pedir el nombre del campo, estación meteorológica de origen de datos y nombre del término municipal donde se ubica el campo. A partir de este momento, los datos que se nos solicitan son para los cálculos. La curva de potencia, la potencia nomina y la

[1] Véase exportar archivos en el manual del usuario del Windfreedom.
[2] Vea *Anexo I. Código del Programa de Matlab* para conocer el programa en detalle.

altura del aerogenerador junto con la altura de la estación meteorológica de origen de los datos de viento y el perfil de viento que consideremos en la estación son los datos necesarios para hacer sus cálculos.

Este programa está preparado para que los archivos con los datos de viento puedan ser tratados y estudiados por otro programa llamado Leerficheros que explicaremos a continuación.

2.3.- Leerficheros[1].

Este programa, creado por Joaquín Mur, tiene la finalidad estudiar y comparar con ficheros de datos originados a partir de la ejecución de Viento.

Este programa se asemeja mucho a Windfreedom ya que los tipos de análisis disponibles son parecidos que, aunque se incluye el manual de usuario en el anexo, explicaré con más detalle al ser expuesto en las gráficas del capítulo siguiente.

2.3.1.- Time series Plot.

Es una representación de la evolución de una variable seleccionada con respecto al tiempo. Podemos variar tanto la variable seleccionada como la fecha a que queremos que termine dicha representación o la duración de dicha representación.

2.3.2.- Histogram.

En estadística, un histograma es una representación gráfica de una variable en forma de barras, donde la superficie de cada barra es proporcional a la frecuencia de los valores representados. En el eje vertical se representan las frecuencias, y en el eje horizontal los valores de las variables, normalmente señalando las marcas de clase, es decir, la mitad del intervalo en el que están agrupados los datos.

En este caso se nos mostrará un histograma con la frecuencia de observación de la variable seleccionada, comparado con la distribución estadística normal y Weibull ajustada a partir de la media y varianza de los datos.

2.3.3.- Spectrogram.

El espectrograma consiste en una representación del contenido frecuencial de la señal en función del tiempo. Se suele estimar aplicando la transformada de Fourier a pequeñas porciones de la serie temporal. Esto permite estudiar señales en el dominio del tiempo y de la frecuencia conjuntamente. El espectrograma muestra las oscilaciones que contiene una señal a lo largo del tiempo. El promedio del espectrograma, es decir, el promedio de las oscilaciones de la señal es el periodograma.

Este programa muestra tanto el espectrograma como en periodograma

2.3.4.- Transition Matrix.

La matriz de transición muestra la probabilidad de tener una magnitud futuro en función de la que se tiene en ese instante. Es decir, es una forma estadística de predecir dicha magnitud al cabo de un cierto tiempo elegido.

3.- Parques y aerogeneradores de estudio.

En la Tabla 3.1 se muestran los diferentes campos de aerogeneradores escogidos con sus respectivas estaciones de Windfreedom. Dichas estaciones han sido escogidas por su

[1] Vea *Anexo III. Manual de Usuario de Leerficheros* para conocer el funcionamiento del programa en detalle.

proximidad al campo y estaciones son de carácter público, lo que hace que los datos tengan que ser adaptados para su uso en eólica y tratados según el programa viento.

Tabla 3.1 "Parques eólicos y estaciones de estudio."

Parque eólico	Sociedad promotora	Término Municipal	Provincia	Potencia (MW)	Nº aeros	Potencia Unitaria (kW)	Marca del aerogenerador	Modelo	Estación
Montouto 2000	Montouto 2000 (HGP)	A Cañiza, Arbo y As Neves	Pontevedra	39,75	53	750	VESTAS	Multipower 52	LEVX
Padrón	FERSA (Fomento de Energías Renovables)	Padrón	La Coruña	1,7	2	850	GAMESA	G-52	LEST
Raposeras	EyRA	Pradejón y Calahorra	Logroño	39	26	1500	GE	GEWE 77	LELO
Badaia	EÓLICAS DE EUSKADI	Kuartango, Ribera Alta e Iruña Oka	Álava	49.5	30	1650	Alstom-Ecotècnia	ECO80	LEVT
Alijar	ALDESA ENERGÍAS RENOVABLES	Jerez de la Frontera	Cádiz	24	16	1500	ACCIONA WIND POWER	AW 77/1500	LEJR
Sierra de Aguas	ARESA	Casarabonela y Alora	Málaga	13.6	16	850	GAMESA	G-52	LEMG

Como se saben las alturas de los aerogeneradores, se ha optado por poner en los pares de campos a compara alturas parecidas de los aerogeneradores siguiendo las especificaciones técnicas de estos (ver Anexos.). Para Padrón hemos elegido una altura de buje de unos 44 m. Esto es debido a que como para el aerogenerador G 52 hay varias alturas de torre, se ha escogido una que se asemeje a la altura de torre de Multipower 52 (Montouto200) y facilitar las comparaciones entre emplazamientos y así con todos.

El estudio realizado para Padrón y Montouto 2000 es más detallado, mientras que para los demás pares nos centraremos en los puntos más importantes de la producción.

Las estaciones utilizadas corresponden a aeropuertos próximos a los emplazamientos y suponiendo un perfil vertical con $\alpha = 0.5$.

Imagen 3.1 "Mapa de estaciones y emplazamientos."

CAPÍTULO 4. ESTUDIO

1.- Introducción.

Hemos seleccionado una serie de parques y estaciones próximas a dichos campos con las que vamos a realizar los estudios (ver Tabla 3.1 "Parques eólicos y estaciones de estudio.). Los campos que están próximos entre sí los agruparemos y los estudiaremos de dos en dos.

Los datos de viento han sido sacados con el programa Windfreedom y tratados con un programa creado en Matlab cuyo código se expone en el "Anexo I. Código del Programa de Matlab". Estos datos han sido extrapolados con dicho programa de Matlab a la altura o a una altura con una velocidad de viento media de 6-8 m/s, que hace que el campo eólico sea rentable. Los datos expuestos son los datos de dicha extrapolación y estudiados con otro programa parecido al *Windfreedom* y creado también por Joaquín Mur, en el metemos como ficheros de entrada los ficheros salidos directamente del programa *Viento*.

2.- Comparación entre Montouto 2000 y Padrón.

2.1.- Montouto 2000.

2.1.1.- Viento.

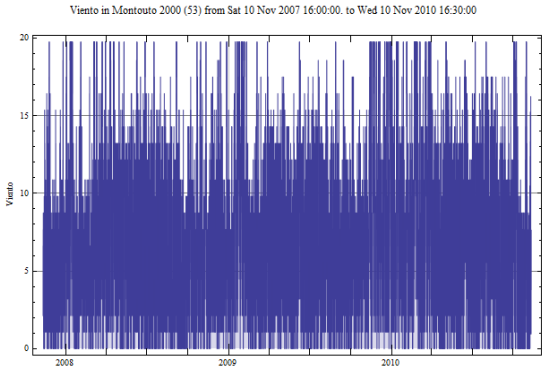


Imagen 4.1 "Time Series Plot del viento (m/s) en Montouto 2000 entre 10/11/2007-10/11/2010."

En la Imagen 4.1 podemos ver la evolución del viento con el tiempo, tomando un tiempo de tres años. Podemos comprobar que la velocidad del viento está comprendida entre 0-20 m/s. También podemos ver cierta periocidad anual teniendo un máximo sobre los meses de verano. Este máximo, como veremos más adelante, a un mayor ascenso de aire por convección.

Más adelante nos centraremos en el último año, del que veremos su evolución más en detalle al estudiar las rachas de viento.

- ***Histograma.***

Para ver la distribución estadística de la velocidad del viento, representaremos su histograma, Imagen 4.2. Con el veremos la probabilidad de tener un viento en dicho emplazamiento y además en la misma figura se representa un ajuste a una distribución de Weibull (trazo continuo) y a una distribución normal (Trazo discontinuo). Más adelante, en la Imagen 4.3 veremos la probabilidad de obtener un viento sabiendo el viento actual.

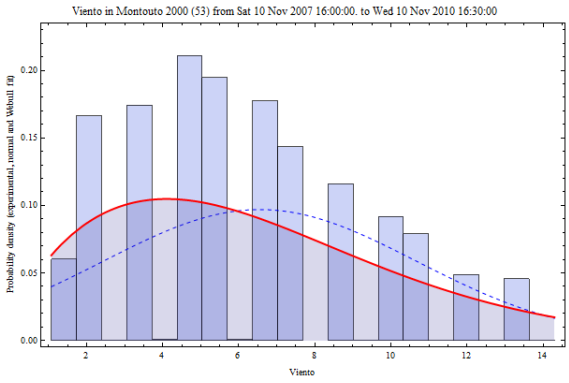


Imagen 4.2 "Histograma del viento (m/s) en Montouto 2000 entre 10/11/2007-10/11/2010."

Según la curva normal mostrada en la Imagen 4.2, podemos observar que la media se encuentra en unos 7 m/s. Esto está bien planteado ya que, según comentamos más atrás, se han ajustado dichos datos para que la media se encuentre entre 6 y 8 m/s y sea un campo eólico rentable. En una distribución normal, la media, la mediana y el pico de probabilidad de la distribución coincide.

Supuestamente, el histograma debe de asemejarse a la distribución de probabilidad de Weibull, pero en este caso vemos que hay puntos que doblan la altura que deberían tener. Esto se debe a un error provocado por el ajuste y redondeo de datos al formar los bines. Aunque podría haber duda entre si la distribución normal o la de Weibull se asemeja más a la realidad, considero que, en este caso, es la de Weibull la que más se asemeja a la distribución.

- ***Matriz de transición.***

La matriz de transición representa la probabilidad de tener un viento después de un intervalo de tiempo, considerando únicamente la información del viento medido.

En la Imagen 4.3, la escala vertical es el último valor medido del viento y la escala horizontal es la velocidad del viento que se podría obtener después de un intervalo de tiempo. Es decir, cada punto en la figura corresponde a un cambio desde una velocidad actual a otra posible velocidad un tiempo después.

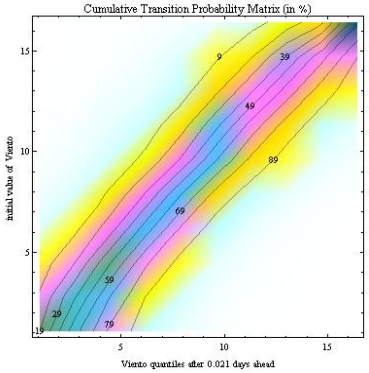


Imagen 4.3 "Matriz de Transición del viento (m/s) en Montouto 2000 entre 10/11/2007-10/11/2010 correspondiente a 0.5 horas."

Por conveniencia, la densidad de probabilidad de cada cambio de velocidad se ha sombreado con colores en el programa *Leerficheros*. Por tanto, el sombreado es más oscuro en los cambios que se ha producido un mayor número de veces.

Sobreimpuesto al sombreado se representa la matriz de probabilidad acumulada mediante líneas que unen los cuantiles de probabilidad. Por ejemplo, entre las líneas 9% y 89% tenemos el 80% de las transiciones de viento observadas. La distancia entre las líneas

cuantiles en un corte horizontal correspondiente a la velocidad actual, nos da la información del rango de velocidades que esperamos después de un intervalo de tiempo.

Cada línea de los cuantiles incremente el 10% las transiciones observadas. Así cuanto más juntas estén las líneas de los cuantiles, mayor es el número de transiciones observadas en un rango de viento menor, incrementando la densidad de probabilidad y en consecuentica teniendo un color más oscuro.

Como nuestros datos están medidos con un periodo de 30 minutos, la Imagen 4.3 representa la matriz de probabilidad de tener una velocidad de viento 30 minutos después, sabiendo la actual. Nuestro paso corresponde a 30 minutos que son 0.021 días.

Podemos observar en la Imagen 4.3 que para velocidades bajas, la probabilidad de tener velocidades bajas es alta y tiene una gran densidad de probabilidad, indicada por el color azul. Esta densidad nos indica que este cambio se ha producido una gran cantidad de veces.

La línea cuantil de 9 corta en eje vertical a unos 3 m/s. Esto indica que se ha observado que mínimo 9% de las transiciones de un viento actual de 3 m/s dan 30 minutos después una velocidad de 1 m/s y aumenta casi hasta un 19% a medida que lo disminuimos.

Para vientos bajos la distancia entre líneas cuantiles de 19 y 79 es equidistante, tiene un color oscuro prácticamente constante. Con esto podemos decir que es muy difícil su predictibilidad y tenemos un rango amplio de velocidades posibles para vientos bajos actuales tras 30 minutos.

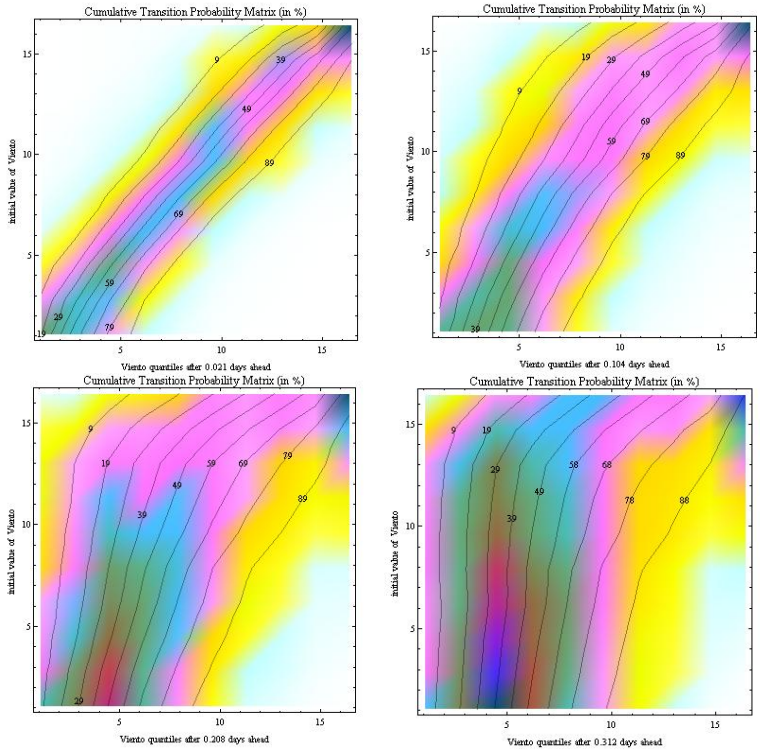


Imagen 4.4 "Evolución de la matriz de transición del viento (m/s) en Montouto 2000 correspondiente a 0.5, 2.5, 5 y 7.5 horas entre 10/11/2007-10/11/2010."

A medida que el viento que medios aumenta la pendiente de las líneas de los cuantiles es alrededor de 0.5 y dichas líneas se estrechan a medida de nos acercamos a la línea de 49. Esto muestra que tenemos un gran número de transiciones constantes o con poca variación. Es decir, que el viento 30 minutos después se muy parecido al viento medido.

Por ejemplo, para un viento actual de unos 6 m/s tenemos un 9%, línea cuantil 9, de las transiciones entre 0 y 3 m/s, y un 80%, líneas 9 y 89, de las transiciones entre 0 y 9 m/s.

Podemos también que el punto donde mayor probabilidad hay es un viento de entorno a 6 m/s tras 30 minutos.

Podemos también ver la evolución de esta probabilidad en función del paso. A medida que aumentamos el paso, las isolíneas van siendo más verticales y los tonos oscuros van cubriendo toda la gráfica. Hay una mayor dispersión en los datos, danto un gran número de veces diferentes posibilidades.

Viendo esto podeos ver que a medida que aumentamos el paso, el sentido de predictibilidad de la matriz se pierde dando como resultado que sea cual sea el viento la probabilidad de que dentro de unos pasos haga un viento tiene un gran rango. Es decir, al ser las líneas cuantiles muy verticales y al ocupar los colores oscuros una amplia zona, hace que haya una gran probabilidad de que haga un intervalo amplio de viento. Véase Imagen 4.4.

Volviendo a fijarnos en un viento medido de 6 m/s vemos que a medida que aumentamos el paso, ya no se tiene tan claro que sea 6 m/s sino que hay un rango amplio de velocidades posible y este rango aumenta a medida que aumentamos el paso.

- ***Espectro del viento.***

El espectrograma consiste en una representación del contenido frecuencial de la señal en función del tiempo. Se suele estimar aplicando la transformada de Fourier a pequeñas porciones de la serie temporal. Esto permite estudiar señales en el dominio del tiempo y de la frecuencia conjuntamente. El espectrograma muestra las oscilaciones que contiene una señal a lo largo del tiempo. El promedio del espectrograma, es decir, el promedio de las oscilaciones de la señal es el periodograma.

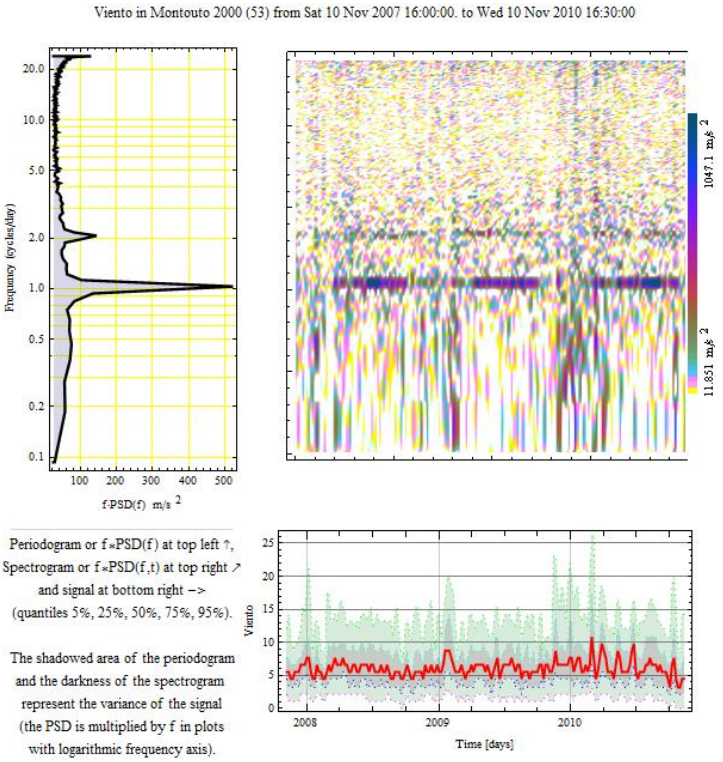


Imagen 4.5 "Espectrograma del viento (m/s) de Montouto 2000 entre 10/11/2007-10/11/2010."

En la Imagen 4.5, el periodograma nos muestra el pico normal diario y un pico a una frecuencia de 2.0 ciclos/día que es característico de zonas cercanas al mar. Esto corresponde con las franjas oscuras horizontales que se observa en el espectrograma, mucha variación, constante a lo largo del tiempo, con una frecuencia constante.

Las zonas claras u oscuras que se van alternando fuera de diurnas/nocturnas son normales y representan la variación normal de viento. Durante algunos periodos se observa fluctuaciones de una determinada frecuencia pero un tiempo después esas fluctuaciones tienen otras frecuencias, sin seguir un patrón determinado.

Si una franja vertical es más oscura para la mayoría de frecuencias, indica que el viento ha sido más variable, en valor absoluto, durante el periodo correspondiente a la escala horizontal. Si la franja vertical es más clara, es porque el viento ha tenido menos variación en valor absoluto. En general, la variabilidad suele ser proporcional a la velocidad del viento. Las franjas verticales más claras suelen corresponder a periodos en donde la velocidad del viento ha sido muy pequeña. Las franjas verticales más oscuras suelen corresponder a periodos con mayor velocidad del viento.

Las zonas con mayor modulación semidiurna suelen corresponder a periodos de verano, donde la diferente velocidad de calentamiento del mar hace que haya brisa marina al amanecer/anochecer. A este fenómeno se le conoce como brisa marina dicho efecto lo explicaremos más adelante, en donde se verá mejor con el detector de rachas.

En la Imagen 4.5, en el Espectrograma, el eje horizontal corresponde a la fecha, comenzando el primer día de estudio y terminando en el último, y el eje vertical corresponde a la frecuencia (ciclos/día) en una escala logarítmica, semejante al periodograma.

- ***Estudio de rachas.***

Con el programa leerfichero, podemos ver la evolución temporal del viento junto con un detector de duración y amplitud de dicho cambio (RSM Step). La duración de dicho cambio corresponde con el eje vertical mientras que la amplitud del cambio se muestra en la tonalidad (véase de la Imagen 4.7 a la Imagen 4.18).

La señal se filtra con un determinado tiempo de respuesta correspondiente a la escala temporal vertical y se obtiene la diferencia de viento entre puntos separados por el intervalo correspondiente a la escala temporal. De esta forma se obtiene el valor de la variación del viento en una escala temporal sin que le afecte las oscilaciones más rápidas y más lentas.

Como ya vimos más atrás, una característica de este emplazamiento es la brisa marina con un periodo de 2 ciclos al día (f = 2 ciclos/día). La brisa marina es la consecuencia de que el mar tenga una mayor inercia térmica que la tierra. Esto produce un gradiente térmico del mar a la tierra que se invierte que durante la noche. Durante el día el mar absorbe calor por radiación solar y durante la noche la pierda progresivamente. En cambio la tierra se calienta rápidamente durante las horas de luz solar y se enfría igual de rápido durante la noche. Una consecuencia de este efecto es lo que denominamos gota fría, que se da sobretodo en las costas mediterráneas.

En la tierra, durante el día, se produce un ascenso de masas de aire por convección térmica, lo que provoca que la aparición de una corriente proveniente del mar más fría. Este efecto se invierte durante la noche. En el equinoccio de primavera, 20 o 21 de marzo, se puede ver muy bien ya que las horas de luz y oscuridad son prácticamente iguales y el mar está frio del invierno (vea Imagen 4.14). En el equinoccio de otoño, el mar está más cálido y este efecto es menor.

De la Imagen 4.7 a la Imagen 4.18 mostramos dichas rachas de viento. No encontramos ninguna periocidad en dichas rachas salvo las producidas por el efecto brisa de mar y las normales de periocidad diarias. Las demás son de forma caótica o producidas por frentes.

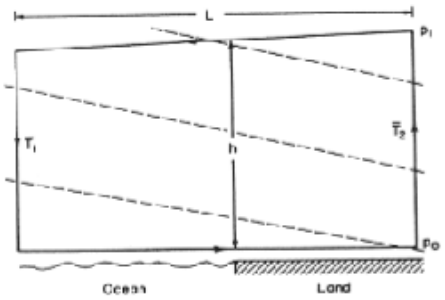


Imagen 4.6 "Efecto brisa de mar. Las líneas corresponden a líneas de igual densidad del aire."

En meteorología, un frente es una franja de separación entre dos masas de aire de diferentes temperaturas, y se les clasifica como fríos, calientes, estacionarios y ocluidos según sus características. La palabra frente tiene origen en el lenguaje militar, como frente de batalla, y se asemeja a una batalla porque el choque entre las dos masas produce una actividad muy dinámica de tormentas eléctricas, ráfagas de viento y fuertes aguaceros.

Los frentes meteorológicos son frecuentemente asociados con sistemas de presión atmosféricos. Son generalmente guiados por corrientes de aire y viajan de oeste a este en el hemisferio norte, e inversamente en el sur. Este movimiento se debe a la fuerza de Coriolis, causado por el movimiento de la Tierra en su eje. Los frentes también pueden ser afectados por formaciones geográficas tales como montañas y grandes volúmenes de agua.

Las intensidades y frecuencias de dichos frentes son variables. Podemos ver en la Imagen 4.7 un frente entre el 28 y 31 de octubre y en la Imagen 4.17 podemos ver frentes de mayor intensidad. Fijándonos en las estaciones y en las fechas de las gráficas vemos que dichos frentes son mas a menudos en invierno y a medida que nos acercamos a él, pero más explosivos, es decir, de mayor intensidad, en verano y a medida que nos acercamos al verano.

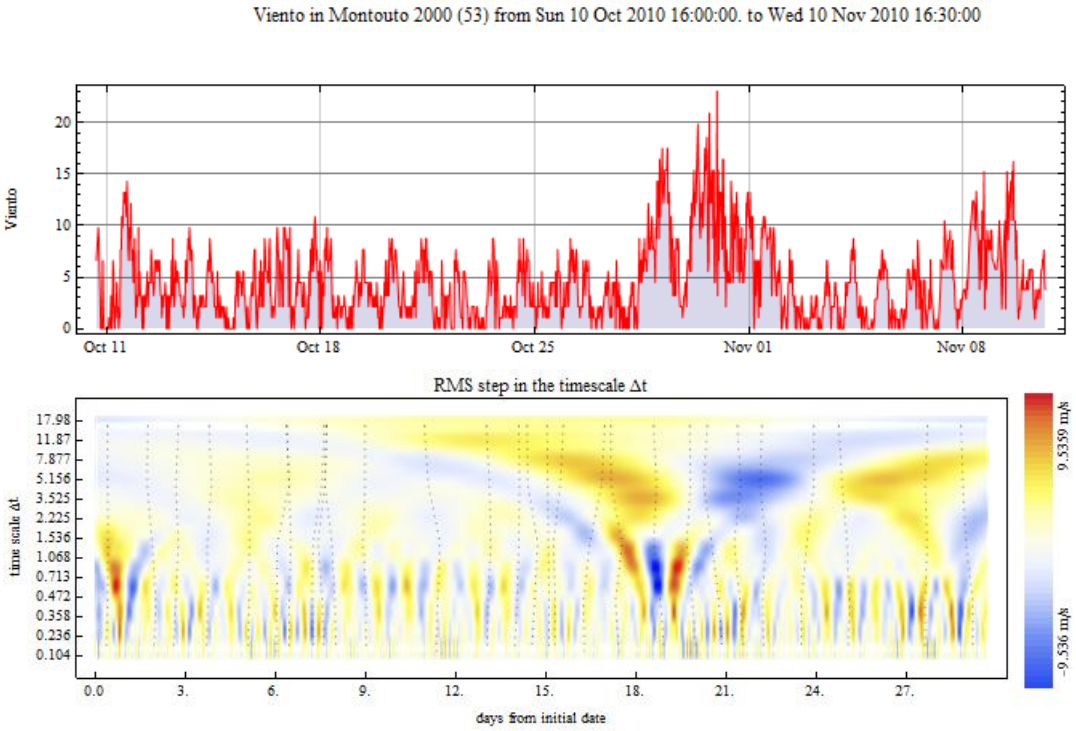


Imagen 4.7 "Detector de rachas de viento (m/s) de Montouto 2000 en un determinado tiempo (s) entre 10/10/2010-10/11/2010."

Según la leyenda de RMS Step podemos ver las rampas de bajad y de subida de las rachas, siendo las zonas más rojas las rampas de subida y las azules las rampas de bajada. Cuanto más intenso sea el color, mayor es el salto en valor absoluto.

Anteriormente hemos indicado que en la Imagen 4.6 se puede observar un frente entre el 28 y 31 de octubre. Podemos decir que es un frente ya que no cumple ninguna periocidad, es un fenómeno aislado, pero es de gran calaje. Produce fuertes variaciones en la velocidad del viento, que más por el valor de dicha variación, es importante por la prolongación en el tiempo de dicha variación. Ese aumento o disminución, en tonos oscuros, es más prolongada en ya que la extensión de los colores. El paso de un frente también se puede ver en la Imagen 4.15, Imagen 4.16 e incluso Imagen 4.17. En estas imágenes dichos frentes pueden ser más prolongados o más comunes en el periodo de estudios, pero marcan una diferencia grande con las respectivas variaciones que se producen en el mes.

Fijándonos en las imágenes (de la Imagen 4.7 a la Imagen 4.18), podemos ver que como tenemos una escala temporal alta, las variaciones resaltadas suelen ser diarias, quedando las de periocidad más baja tapadas por esta, o lo que es lo mismo, la escala no nos lo permite ver.

Si hacemos hincapié en el periodo de estudio de cada imagen, vemos que las correspondientes a los meses de verano tienen colores más oscuros que las correspondientes a las de invierno. En verano hay muchas más horas de insolación, provocando una gran diferencia entre el día y la noche y favoreciendo el ascenso de masas de aire por convección. Durante el invierno la atmósfera es más estable.

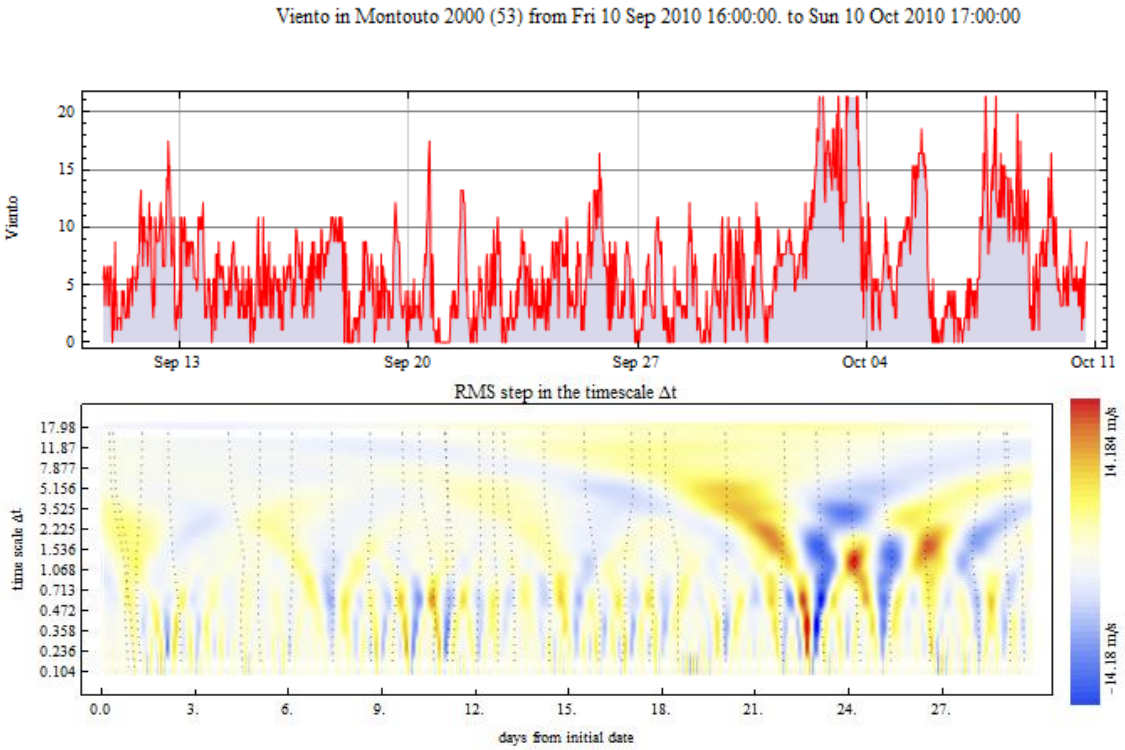


Imagen 4.8 "Detector de rachas de viento (m/s) de Montouto 2000 en un determinado tiempo (s) entre 10/09/2010-10/10/2010."

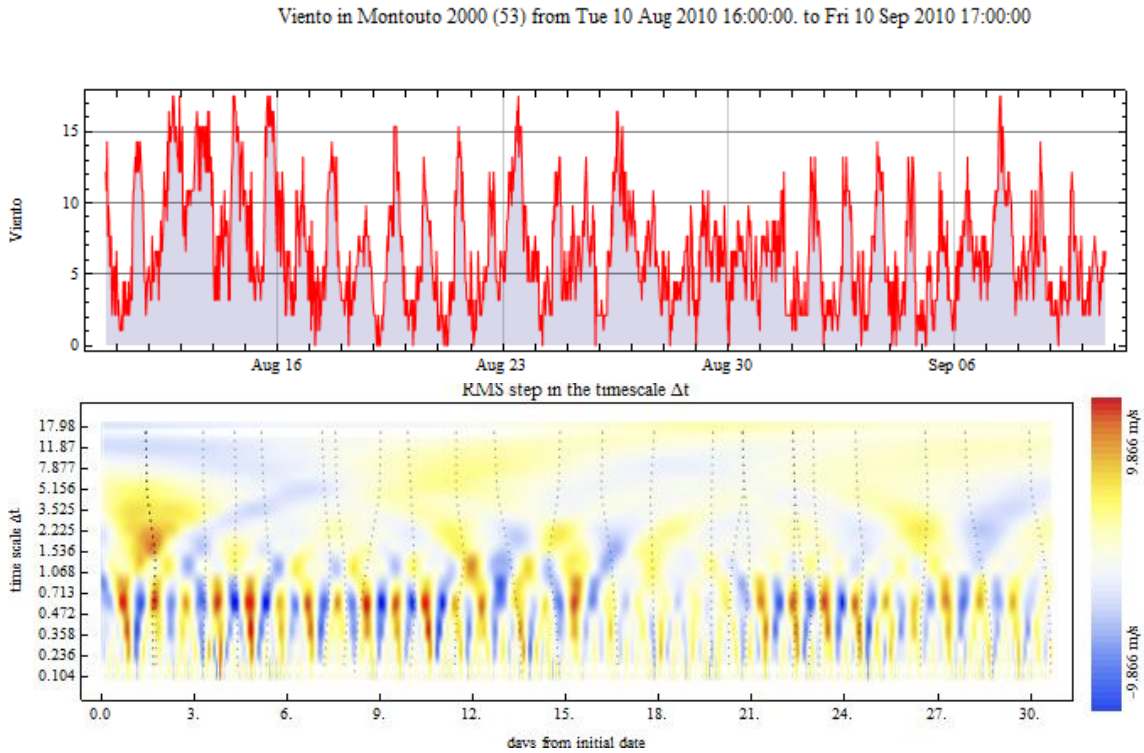


Imagen 4.9 "Detector de rachas de viento (m/s) de Montouto 2000 en un determinado tiempo (s) entre 10/08/2010-10/09/2010."

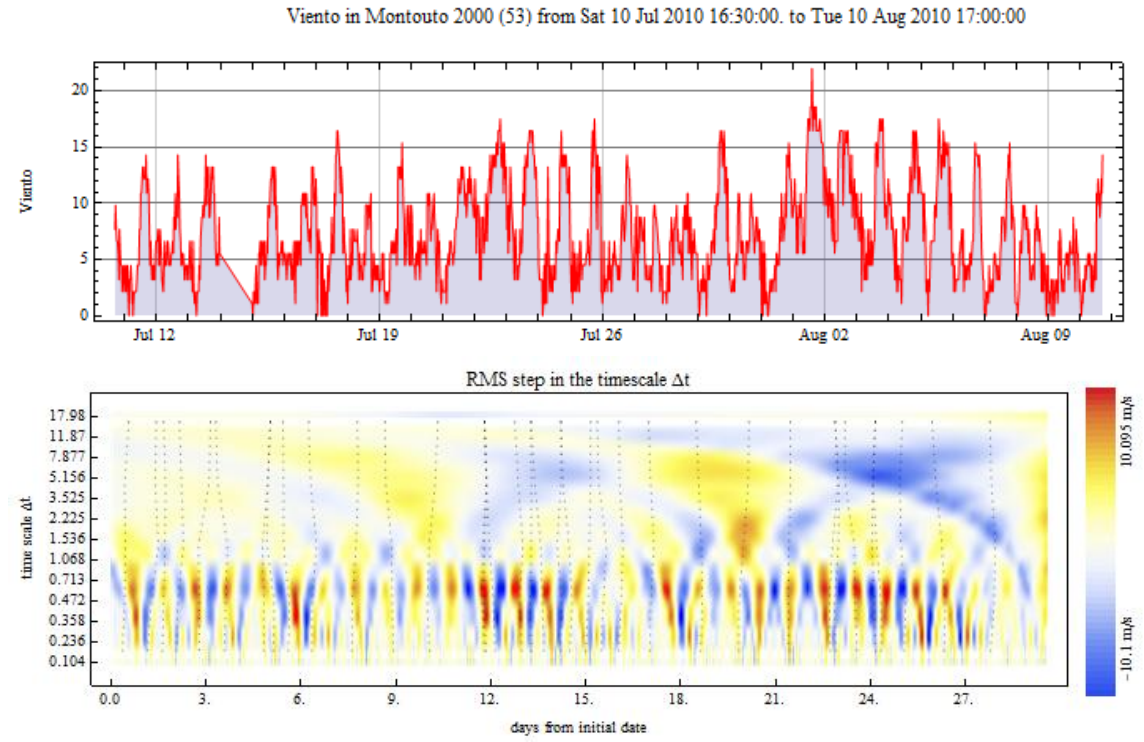


Imagen 4.10 "Detector de rachas de viento (m/s) de Montouto 2000 en un determinado tiempo (s) entre 10/07/2010-10/08/2010."

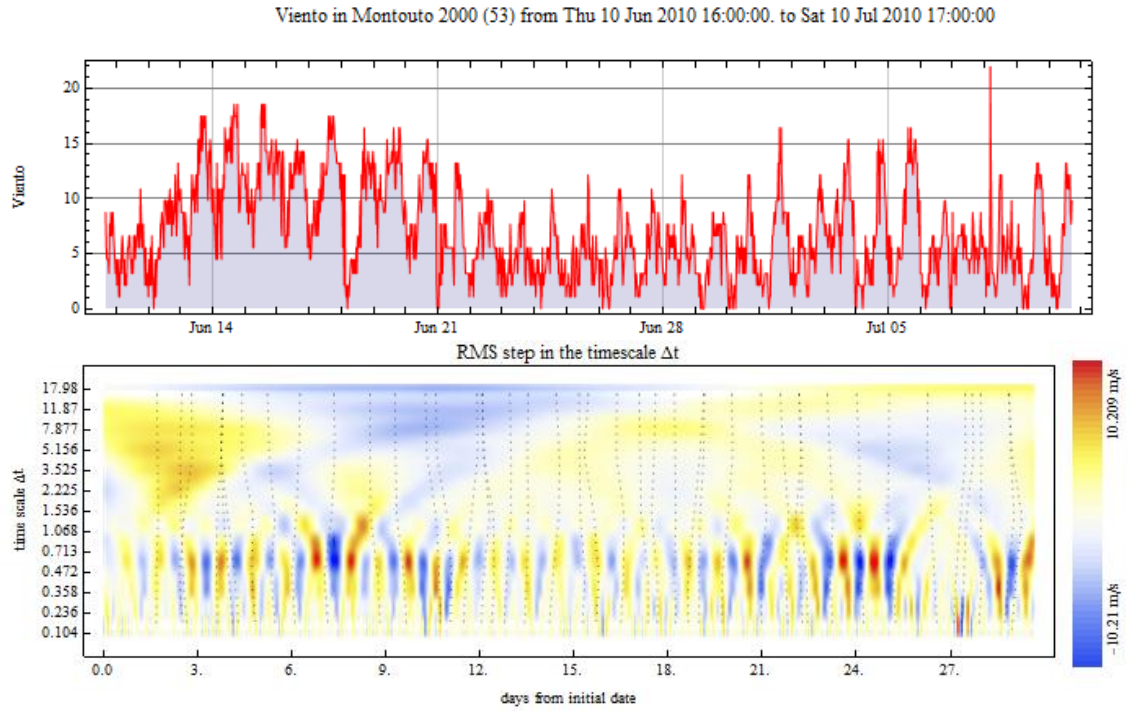


Imagen 4.11 "Detector de rachas de viento (m/s) de Montouto 2000 en un determinado tiempo (s) entre 10/06/2010-10/07/2010."

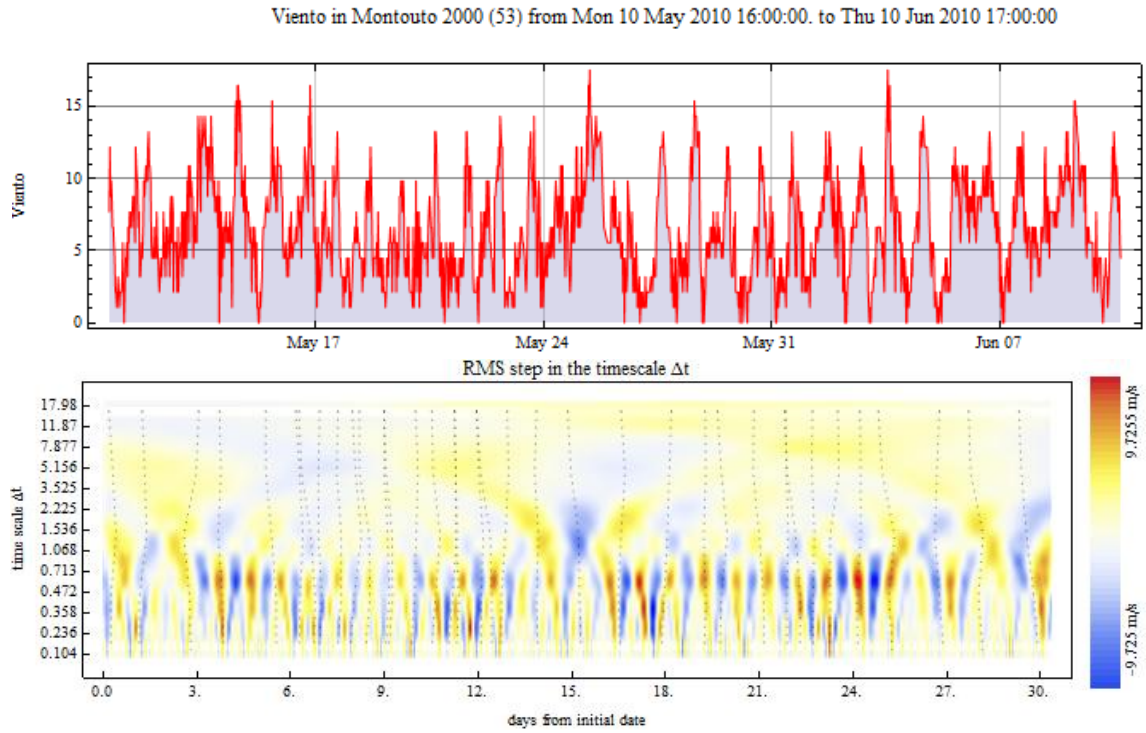


Imagen 4.12 "Detector de rachas de viento (m/s) de Montouto 2000 en un determinado tiempo (s) entre 10/05/2010-10/06/2010."

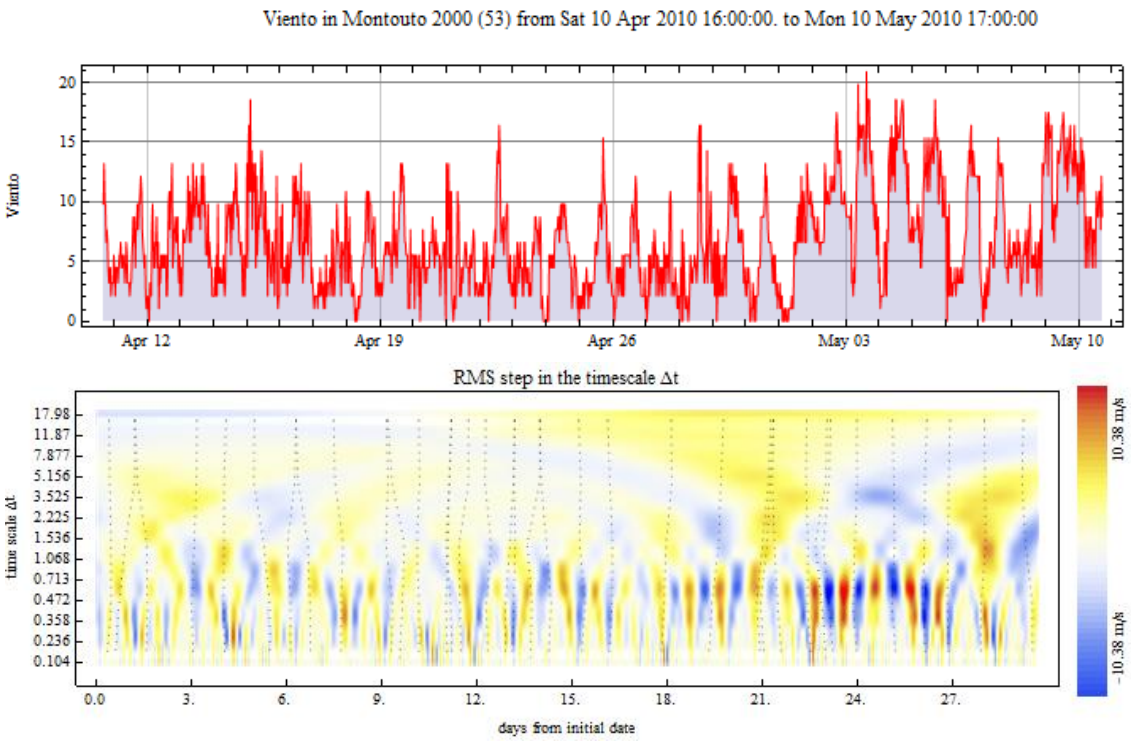


Imagen 4.13 "Detector de rachas de viento (m/s) de Montouto 2000 en un determinado tiempo (s) entre 10/04/2010-10/05/2010."

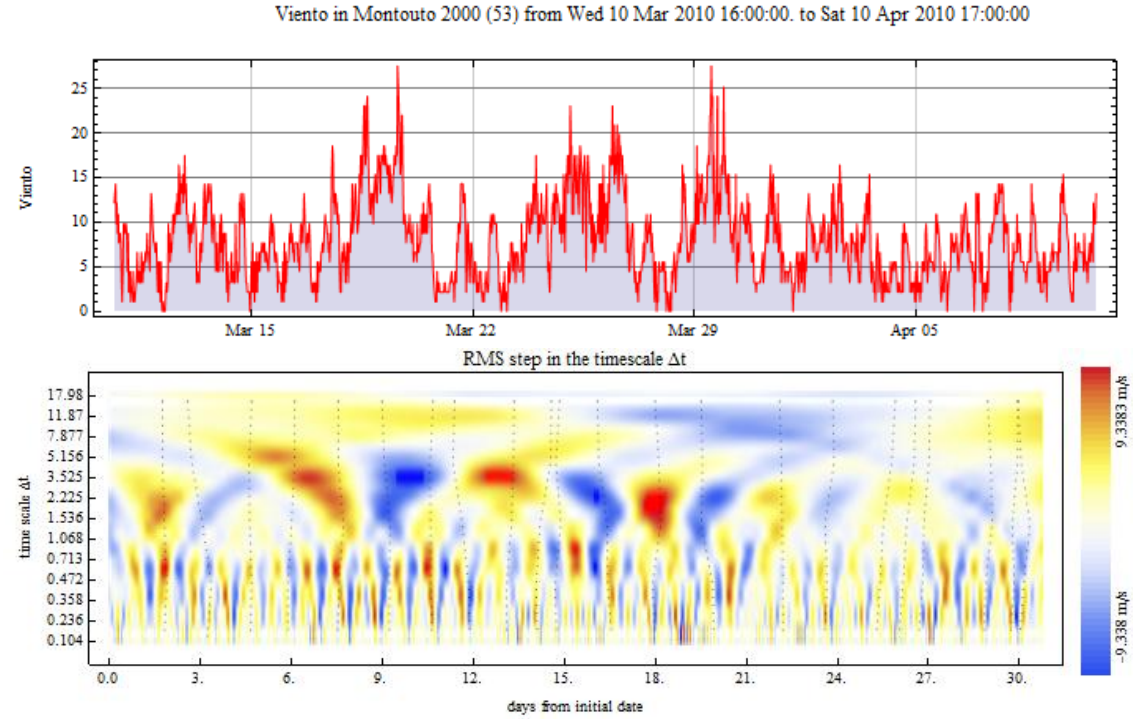


Imagen 4.14 "Detector de rachas de viento (m/s) de Montouto 2000 en un determinado tiempo (s) entre 10/03/2010-10/04/2010."

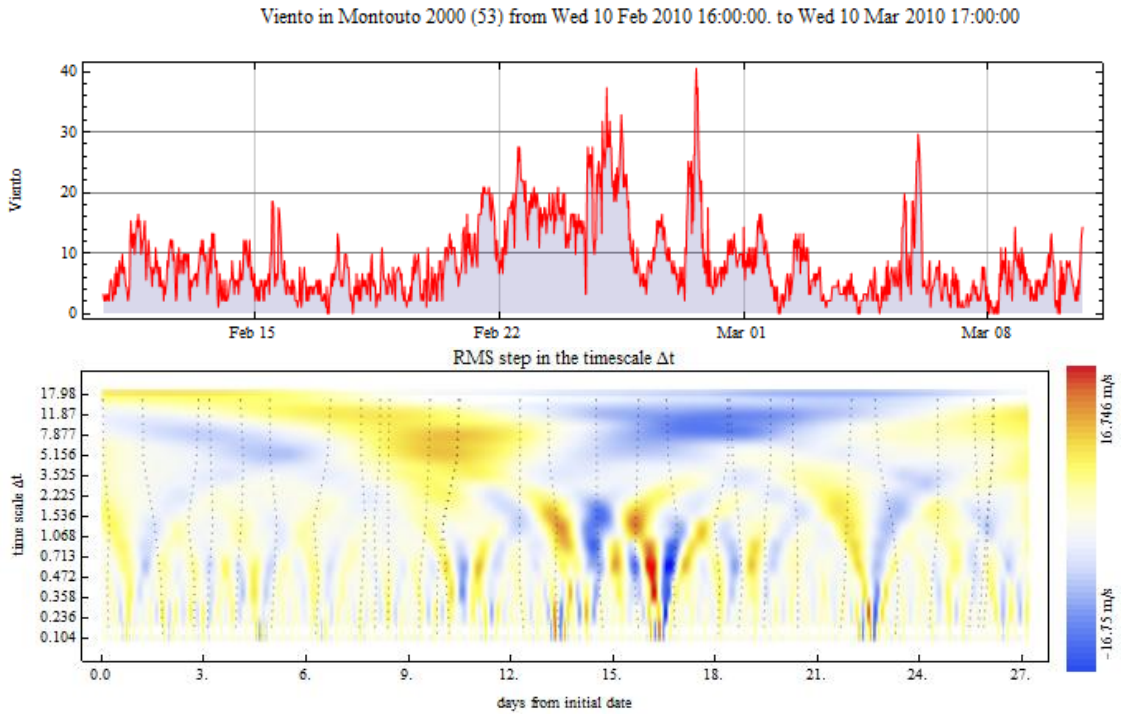


Imagen 4.15 "Detector de rachas de viento (m/s) de Montouto 2000 en un determinado tiempo (s) entre 10/02/2010-10/03/2010."

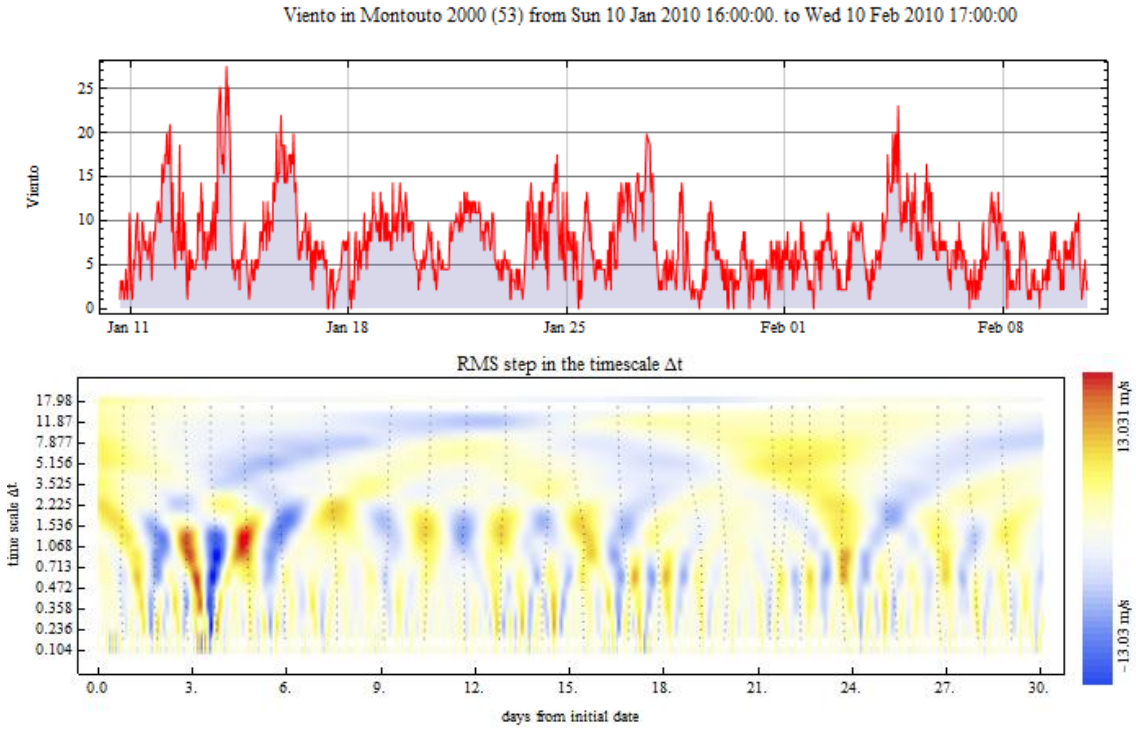


Imagen 4.16 "Detector de rachas de viento (m/s) de Montouto 2000 en un determinado tiempo (s) entre 10/01/2010-10/02/2010."

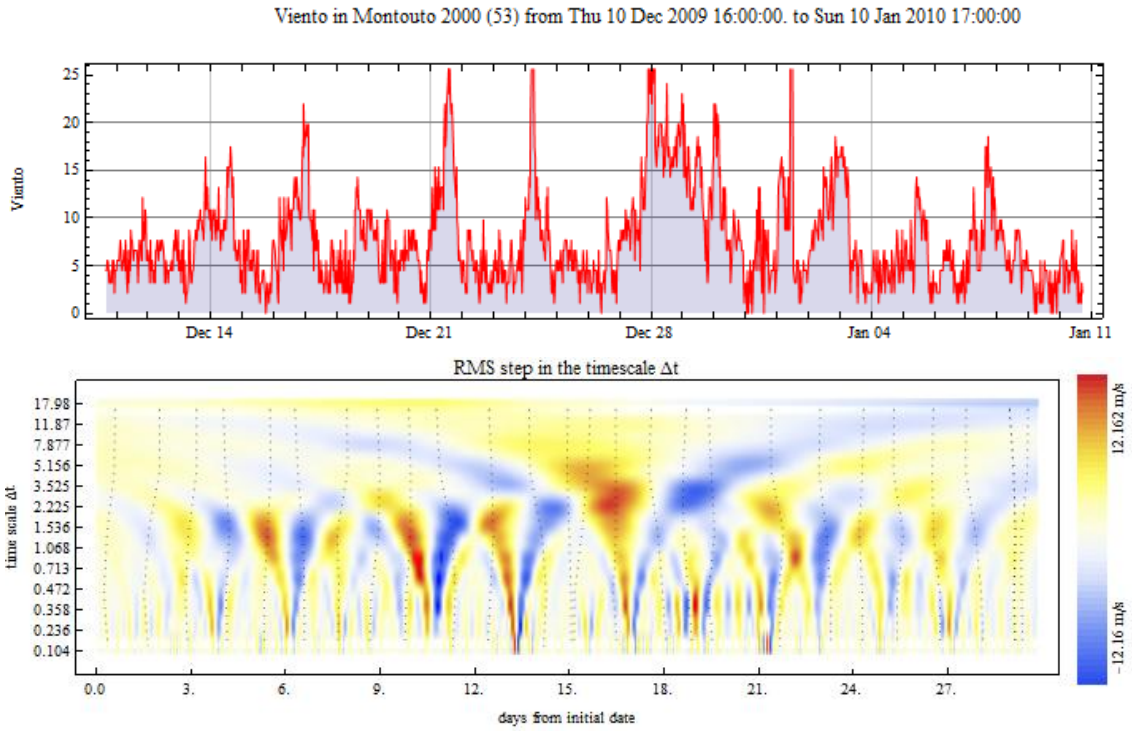


Imagen 4.17 "Detector de rachas de viento (m/s) de Montouto 2000 en un determinado tiempo (s) entre 10/12/2009-10/01/2010."

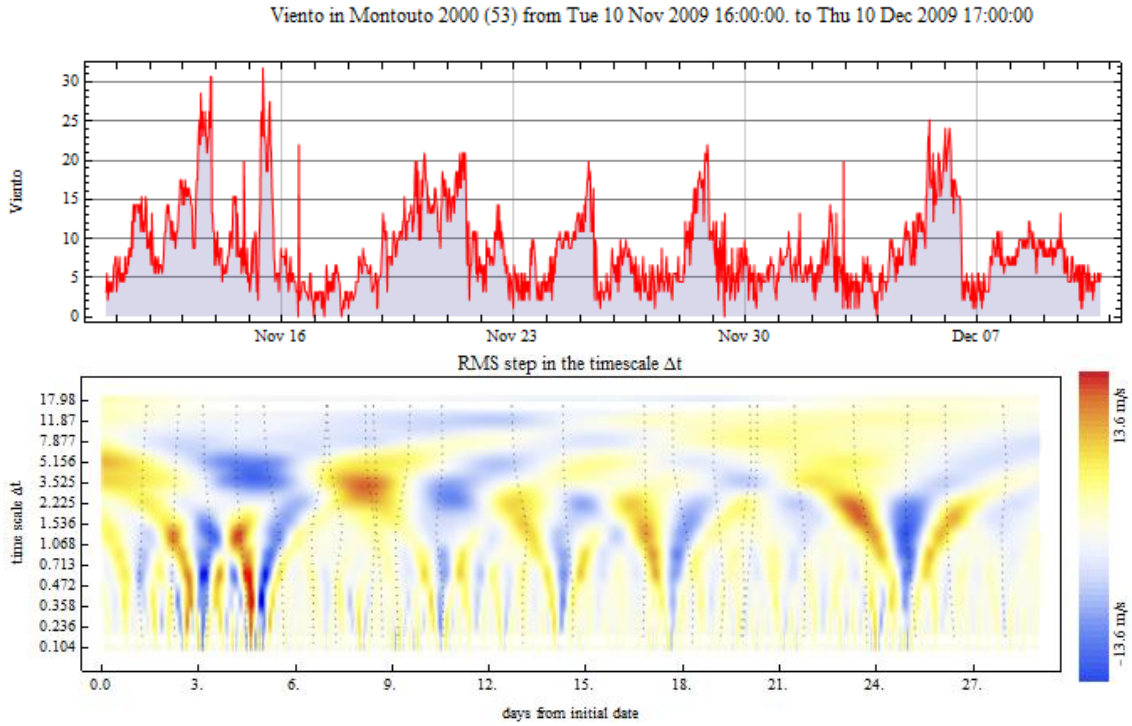


Imagen 4.18 "Detector de rachas de viento (m/s) de Montouto 2000 en un determinado tiempo (s) entre 10/11/2009-10/12/2009."

Para fijarnos en las variaciones con frecuencias más pequeñas hemos realizado el estudio con un rango de días más pequeño de 17 días, la mínima permitida, en vez de un mes para las imágenes anteriores. Con esta imagen, podemos apreciar mejor las variaciones producidas por el efecto brisa de mar, que en mayor o menor medida, al ser dejadas en

segundo plano por fenómenos más globales e importantes, se produce con una periocidad de 2 ciclos al día.

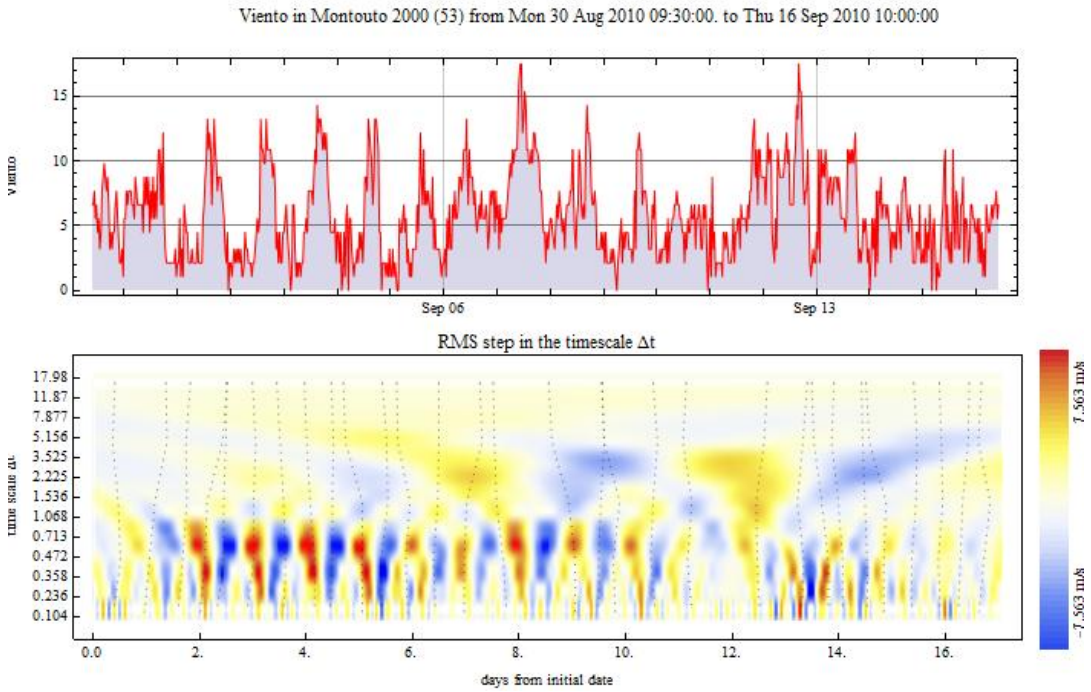


Imagen 4.19 "Detector de rachas de viento (m/s) de Montouto 2000 en un determinado tiempo (s) entre 30/08/2009-16/09/2009."

En la Imagen 4.19 podemos ver que la existencia de dos rampas de subida y dos rampas de bajada cada dos días, correspondiendo a una rampa diaria. La razón de que se vea aquí es que al bajar el tiempo de estudio, también se ha disminuido el rango de de valores en la variación en la velocidad del viento. Es más detallista y se ven mejor las pequeñas variaciones.

2.1.2.- Generación.

En este campo tenemos 53 aerogeneradores del tipo multi-power 52 (ver Anexo IV. MULTI-POWER 52.). Para una mayor comodidad y facilitarnos el estudio y comparación con otros aerogeneradores, dicha potencia generada se ha normalizado frente a la potencia nominal.

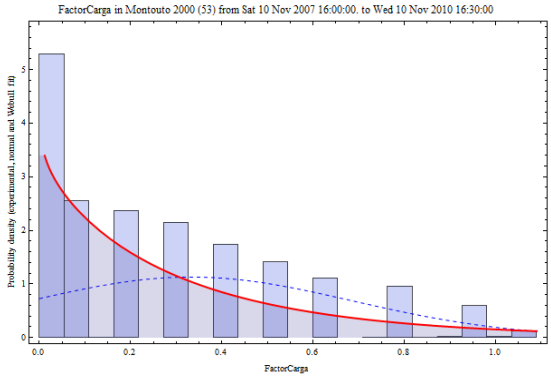


Imagen 4.20 "Histograma de la potencia normalizada para Montouto200 entre 10/11/2007-10/11/2010."

La potencia nominal no es la potencia máxima, sino la de mayor rendimiento. Por eso, en este caso en el que la curva de potencia da valores superiores a las especificadas por el fabricante como potencia nominal, tenemos valores normalizados superiores a 1.

Viendo el histograma, Imagen 4.20, podemos ver la potencia normalizada generada y la probabilidad de que aparezca junto con una distribución normal que es la línea discontinua. También en la gráfica podemos ver la distribución de Weibull en forma de línea continua, pero no es importante en este caso.

Si nos fijamos en la Imagen 4.1 podemos destacar que no hay vientos superiores a 20 m/s y que pocas veces se supera los 14 m/s. Si miramos también la Imagen 4.2 podemos ver el máximo de la curva normal está en torno a 7 m/s, haciéndonos ver que el 50% de viento es igual o inferior a éste y que las probabilidades de que este viento sea superior va descendiendo a medida que aumenta el valor absoluto del viento.

Si esto lo comparamos con la curva de potencia del aerogenerador, en el Anexo IV. MULTI-POWER 52., tenemos potencias bajas en comparación con la potencia nominal del aerogenerador. Esto hace que el espectro de potencia normalizada sea semejante al del viento y que tengamos una matriz de transición con colores claros.

En lógico que tengamos una gran cantidad de veces el aerogenerador parado, pero podemos ver que, en proporción, una mayor cantidad de veces obtiene potencia. También cabe destacar que muchas veces se obtiene una potencia próxima al valor nominal.

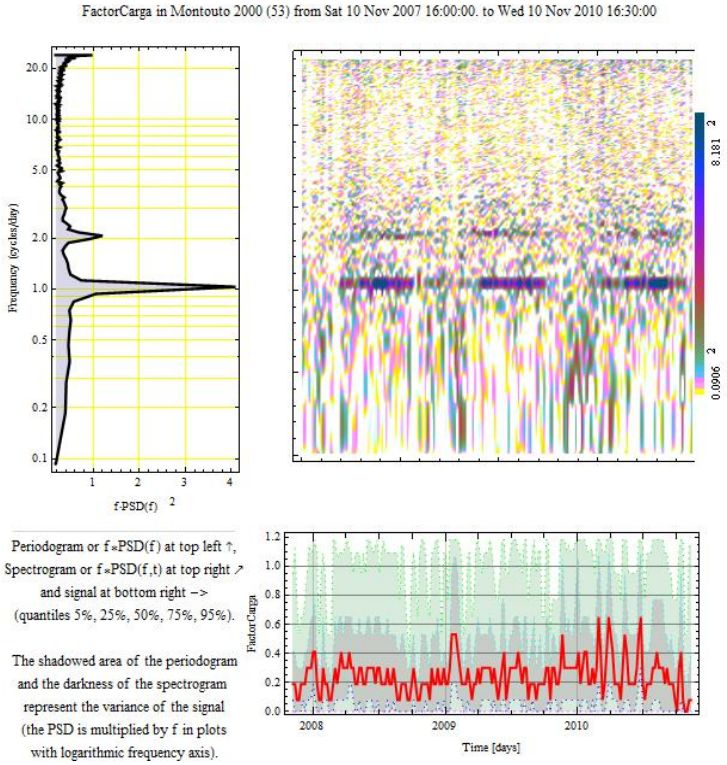


Imagen 4.21 "Espectrograma de la potencia normalizada para Montouto200 entre 10/11/2007-10/11/2010."

Comparando la Imagen 4.5 y la Imagen 4.21 podemos ver que el espectro es básicamente el mismo. Además en la Imagen 4.21 vemos que dicho factor de carga supera raras veces los 0.4. Si vamos más allá, al igual que hemos explicado antes con el viento, lo podemos corroborar fijándonos en la Imagen 4.20, en donde la curva normal tiene su máximo entorno al 0.4.

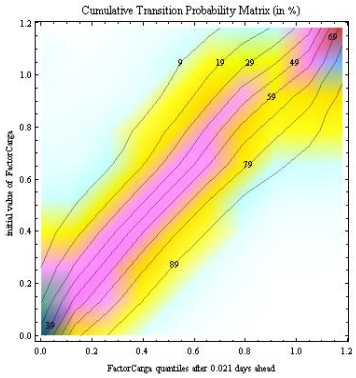


Imagen 4.22 "Matriz de Transición de la potencia normalizada en Montouto 2000 entre 10/11/2007-10/11/2010 correspondiente a 0.5 horas."

Si queremos predecir de una forma estadística la potencia generada un tiempo después, debemos fijarnos en la matriz de transición. Como ya hemos explicado antes, las potencias que más salen deben ser bajas y vemos en la Imagen 4.22 que los colores más intensos corresponden a factores de carga pequeños porque son las transiciones que han aparecido un mayor número de veces. Podemos ver un cúmulo de transiciones inferiores al valor 0.4 del factor de carga en las transiciones, para factores de carga actuales y futuros. También vemos que los colores son menos intensos en el resto si los comparamos con la Imagen 4.3. Transiciones superiores a 0.4 ocurren poco.

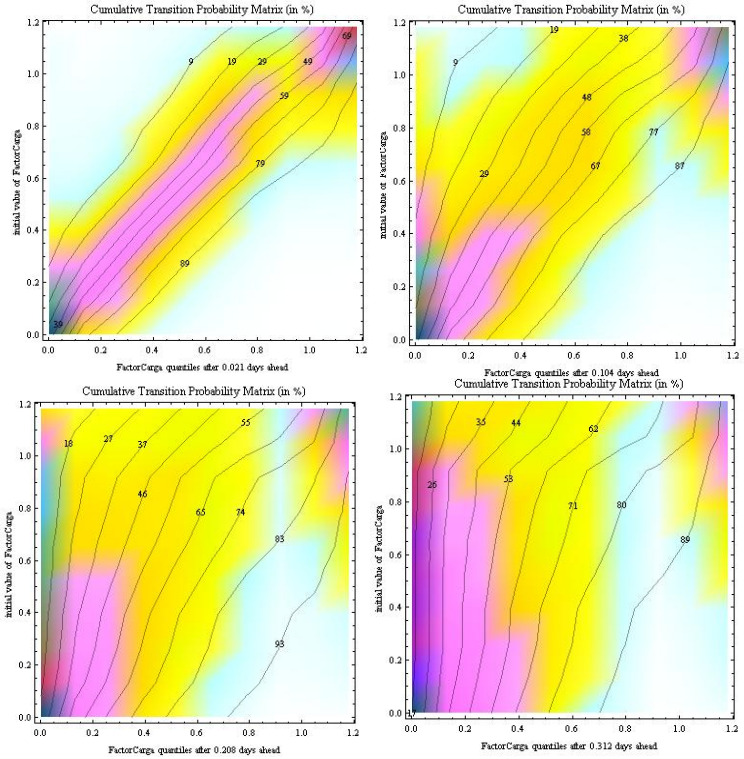


Imagen 4.23 "Evolución de la matriz de transición de la potencia normalizada en Montouto 2000 correspondiente a 0.5, 2.5, 5 y 7.5 horas entre 10/11/2007-10/11/2010."

Si comparamos la Imagen 4.3 con la evolución de la matriz de transición para factores de carga, Imagen 4.23, vemos también que los colores son menos intensos y que estos se concentran en torno a un valor de 0.4 de factor de carga futuro. Los tonos más oscuros, tras el paso de varias horas concentrándose en factores futuros superiores a 0.4, puede explicarse ya

que, en la zona de la curva en donde trabajamos, un aumento o disminución del viento implica un aumento o diminución drástica de la potencia generada. Hay una mayor dispersión en los valores de factor de carga.

También vemos que la pérdida de predictibilidad se acentúa en este caso por el mismo motivo y se ve al aumentar el ritmo en el que las líneas de los cuantiles se hacen verticales.

La explicación de que un cambio mínimo en el viento implica un cambio brusco en la potencia viene dado por forma de generar dicha potencia. La potencia se genera por el empuje que produce el viento sobre las palas y es proporcional al cubo del viento. Más exactamente, la expresión detallada es

$$P = \frac{1}{2} C_P \rho_0 A U^3 \qquad (4.1)$$

donde P es la potencia generada, ρ_0 es la densidad del aire A es el área barrida por las palas, U es la velocidad del viento y C_P es el coeficiente de potencia del aerogenerador. Se define como el cociente entre la potencia generada y la disponible, por lo que es un coeficiente que se asocia con el rendimiento del aerogenerador.

La potencia generada por el aerogenerador. De ahí a que dichas potencias sean vertidas a la red, depende del rendimiento de los demás sistemas del parque, como pérdidas eléctricas, disponibilidades del parque, de ensuciamiento de palas, de la histéresis provocada por el alto viento y demás.

2.2.- Padrón.

2.2.1.- Viento.

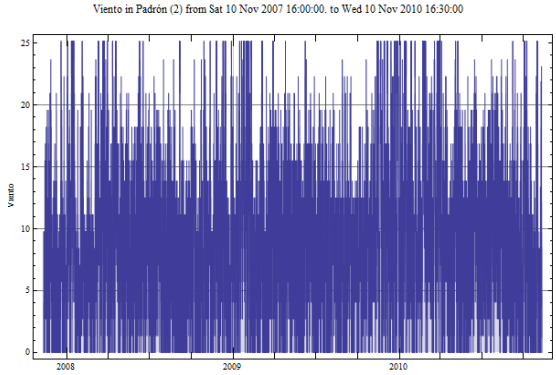


Imagen 4.24 "Time Series Plot del viento (m/s) en Padrón entre 10/11/2007-10/11/2010."

La Imagen 4.24 nos muestra la evolución temporal del viento durante tres años. De esta imagen podemos sacar que el viento alcanza velocidades de unos 25 m/s y una cierta periocidad anual.

- ***Histograma.***

Una mejor forma de estudiar el viento es fijándonos en el histograma (Imagen 4.25). Con él podemos ver de una forma clara y estadística la probabilidad de tener un viento según la muestra tomada. En dicha gráfica también aparecen descritas la curva de la distribución normal y la de Weibul.

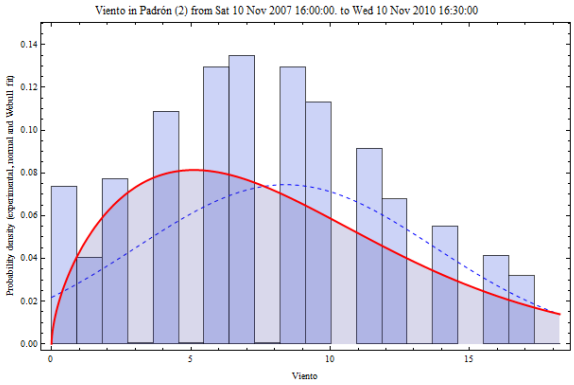


Imagen 4.25 "Histograma del viento (m/s) en Padrón entre 10/11/2007-10/11/2010."

Con la distribución normal, podemos ver que el máximo se encuentra en torno a 8 m/s. Este máximo nos dice que hay un 50% de probabilidades de tener un viento inferior y un 50% de tenerlo superior.

La distribución de Weibull indica una distribución de probabilidad. Con ella vemos que los vientos más probables se encuentran en torno a 5 m/s. Que la distribución de Weibull no coincida con el histograma es probablemente a los ajustes al calcular los bines.

- ***Matriz de transición.***

Como ya hemos explicado antes, la matriz de transición representa la probabilidad de tener un viento después de un intervalo de tiempo, considerando únicamente la información del viento medido.

En la Imagen 4.26, cada punto en la figura corresponde a un cambio desde una velocidad actual a otra posible velocidad un tiempo después y la densidad de probabilidad de cada cambio de velocidad se ha sombreado con colores (Anexo III. Manual de Usuario de Leerficheros.).

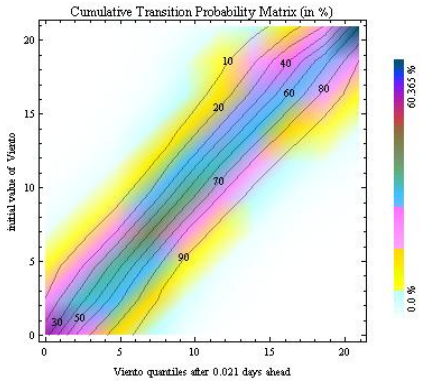


Imagen 4.26 "Matriz de Transición del viento en Padrón entre 10/11/2007-10/11/2010 correspondiente a 0.5 horas."

Sobreimpuesto al sombreado se representa la matriz de probabilidad acumulada mediante líneas que unen los cuantiles de probabilidad, representando las líneas cada 10 valores. La distancia entre las líneas cuantiles en un corte horizontal nos da la información del rango de velocidades que esperamos después de un intervalo de tiempo.

Al igual que pasa en Montouto, nuestro paso corresponde a 30 minutos que son 0.021 días.

La línea cuantil de 10 corta en eje vertical a unos 3 - 4 m/s. Esto indica que se ha observado que mínimo 10% de las transiciones de un viento actual de 3-4 m/s dan 30 minutos después una velocidad de 1 m/s y aumenta casi hasta un 30% a medida que lo disminuimos.

Para vientos bajos la distancia entre líneas cuantiles de 19 y 79 es equidistante, tiene un color oscuro prácticamente constante. Con esto podemos decir que es muy difícil su predictibilidad y tenemos un rango amplio de velocidades posibles para vientos bajos actuales tras 30 minutos.

Para un paso de 30 minutos las líneas de los cuantiles es alrededor de 0.5 y dichas líneas se estrechan a medida de nos acercamos a la línea de 50. Esto muestra que tenemos un gran número de transiciones constantes o con poca variación. Es decir, que el viento 30 minutos después se muy parecido al viento medido.

Para un viento medido de 10 m/s tenemos probabilidad de que el viento este entre 8 m/s y 14 m/s en mayor o menor medida al tener todos colores. Entre este rango se encuentran el 80% de las transiciones vistas. También podemos ver que el tono más oscuro se encuentra entre las líneas de los cuantiles 60 y 50, siento este el punto de mayor probabilidad que corresponde a un viento en torno a 9 m/s y 10 m/s.

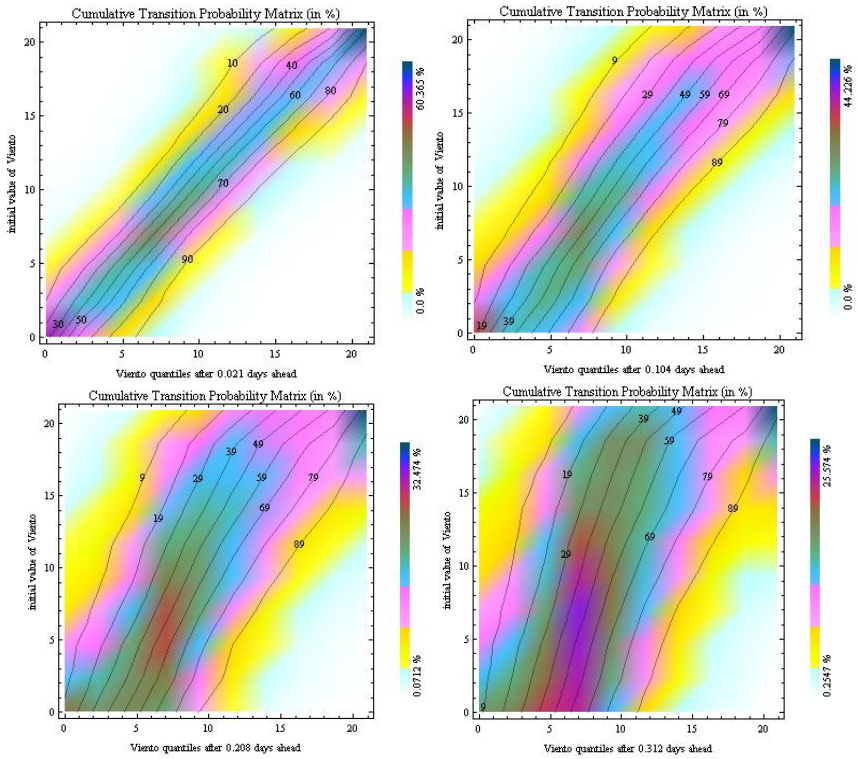


Imagen 4.27 "Evolución de la matriz de transición del viento en Padrón correspondiente a 0.5, 2.5, 5 y 7.5 horas entre 10/11/2007-10/11/2010."

Podemos también ver la evolución de esta probabilidad en función del paso. A medida que aumentamos el paso, las isolíneas van siendo más verticales y los tonos oscuros van cubriendo toda la gráfica. Hay una mayor dispersión en los datos, danto un gran número de veces diferentes posibilidades.

En meteorología, es sabido que cuando se intenta aumentar el la vista de la predicción, disminuye su probabilidad de acierto. Eso se ve en la evolución de la matriz de transición. Las líneas cuantiles se van haciendo más verticales y, al ser las líneas cuantiles muy verticales y al ocupar los colores oscuros una amplia zona, hace que haya una gran probabilidad de que haga un rango amplio de viento. Véase Imagen 4.27.

Volviendo a fijarnos en un viento medido de 10 m/s vemos que a medida que aumentamos el paso, hay un rango mucho más amplio de velocidades posibles e incluso de velocidades muy probables. Este rango aumenta a medida que aumentamos el paso.

- ***Espectro del viento.***

Como ya memos indicado antes el espectrograma muestra las oscilaciones que contiene una señal a lo largo del tiempo y el promedio de las oscilaciones de la señal es el periodograma.

La Imagen 4.28 muestra el pico normal diario, un pico a una frecuencia de 2.0 ciclos/día que, al igual que sucede en Montouto200, es característico de zonas cercanas al mar y otro pico en 3.0, característico de las zonas montañosas. Las zonas claras u oscuras que se van alternando fuera de diurnas/nocturnas son normales y representan la variación normal de viento. Durante algunos periodos se observa fluctuaciones de una determinada frecuencia pero un tiempo después esas fluctuaciones tienen otras frecuencias, sin seguir un patrón determinado.

Las líneas verticales más oscuras en el espectrograma, indica que el viento ha sido más variable, en valor absoluto, durante el periodo correspondiente a la escala horizontal. De forma análoga pero inversa, sucede para las franjas verticales más claras.

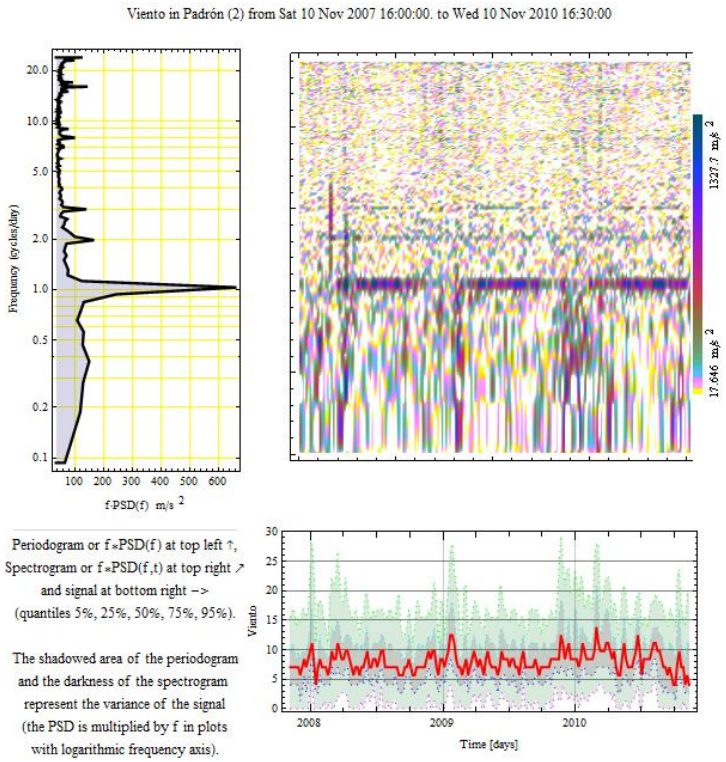


Imagen 4.28 "Espectrograma del viento para Padrón entre 10/11/2007-10/11/2010."

Las zonas con mayor modulación diaria (f = 1 ciclos/día) suelen corresponder a periodos de verano, donde la diferente velocidad de calentamiento diario y nocturno es mucho más exagerado.

El pico de f = 2 ciclos/día, comentado antes, viene por la brisa marina, explicado más atrás. En cambio, las zonas con 3 ciclos diarios corresponden, como ya he indicado antes, a zonas de montaña y son producto de las brisas valle. La frecuencia de orden 3 ciclos /día es porque se ha observado una tendencia al aumento durante 4 horas y una disminución durante las 4 horas siguientes. Esta variación no tiene que producirse siempre, con que suceda algunas veces es suficiente. El tiempo que tardan en igualarse las temperaturas en el valle y las montañas es del orden de 4 h (3 ciclos/día) en vez de 6 h (2 ciclos/día) correspondiente a las

brisas marinas. más adelante veremos de forma más detallada los efectos que producen las brisas de montaña.

Los picos de 8 ciclos/día y casi 20 ciclos/día son muy complicados de estudio ya que se producen cada 1.5 horas y cada, más o menos, 0.6 horas respectivamente. Contando que nuestro tiempo entre medidas corresponde a 0.5 horas, no se tiene la suficiente precisión de estudio y, lo que es más, probablemente sean ruido producido al calcular el periodograma.

- ***Estudio de rachas.***

Del programa leerfichero, podemos sacar la evolución temporal del viento junto con un detector de duración y amplitud de dicho cambio (RSM Step). La duración de dicho cambio corresponde con el eje vertical mientras que la amplitud del cambio se muestra en la tonalidad (véase de la Imagen 4.30 a la Imagen 4.41).

La señal se filtra con un determinado tiempo de respuesta correspondiente a la escala temporal vertical y se obtiene la diferencia de viento entre puntos separados por el intervalo correspondiente a la escala temporal. De esta forma se obtiene el valor de la variación del viento en una escala temporal sin que le afecte las oscilaciones más rápidas y más lentas.

La brisa de mar, que ha sido explicada más atrás, no es la única caracteristica de este emplazameinto. En este emplazamiento tenemos una frecuencia de viento f = 3 ciclos/día correspondiente a la orografía del terreno y son las denominadas brisas de valle.

Las brisas de valle, similares a las de montaña, se producen por la diferencia de insolación y las diferencias de calentamiento del aire en las zonas de cumbres, cabeceras de los valles y fondos de los mismos. Esto da lugar a que durante el día se produzca una fuerte convección sobre las laderas expuestas al sol, así como descenso en la parte central del valle. A última hora del día ocurre lo contrario, es decir, desde las laderas, que ya no son calentadas por el sol, el aire desciende por enfriamiento hacia el fondo del valle levantando el aire aún cálido que se mantiene en estos.

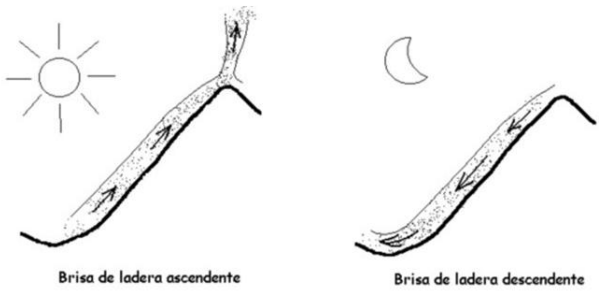


Imagen 4.29 “Efecto brisa de Valle.”

Al igual que para Montouto, mostramos dichas rachas de viento de la Imagen 4.30 a la Imagen 4.41. Tampoco encontramos ninguna periocidad en dichas rachas salvo las ya mencionadas anteriormente, el efecto brisa de mar y valle, y las normales de periocidad diarias. Las demás son de forma caótica o producidas por frentes. Dichos frentes se pueden ver en intensidad por el salto que hay y la rampa que tienen.

Según la leyenda de RMS Step podemos ver las rampas de bajad y de subida de las rachas, siendo las zonas más rojas las rampas de subida y las azules las rampas de bajada. Cuanto más intenso sea el color, mayor es el salto en valor absoluto.

Al tener una escala temporal alta, las variaciones resaltadas suelen ser diarias, quedando las de periocidad más baja tapadas por esta, o lo que es lo mismo, la escala no nos lo permite ver. En la Imagen 4.42, rebajamos esta escala temporal y se ven más nítidamente otras variaciones.

Si hacemos hincapié en el periodo de estudio de cada imagen, vemos que las correspondientes a los meses de verano tienen colores más oscuros que las correspondientes a las de invierno. En verano hay muchas más horas de insolación, provocando una gran diferencia entre el día y la noche y favoreciendo el ascenso de masas de aire por convección. Durante el invierno la atmósfera es más estable.

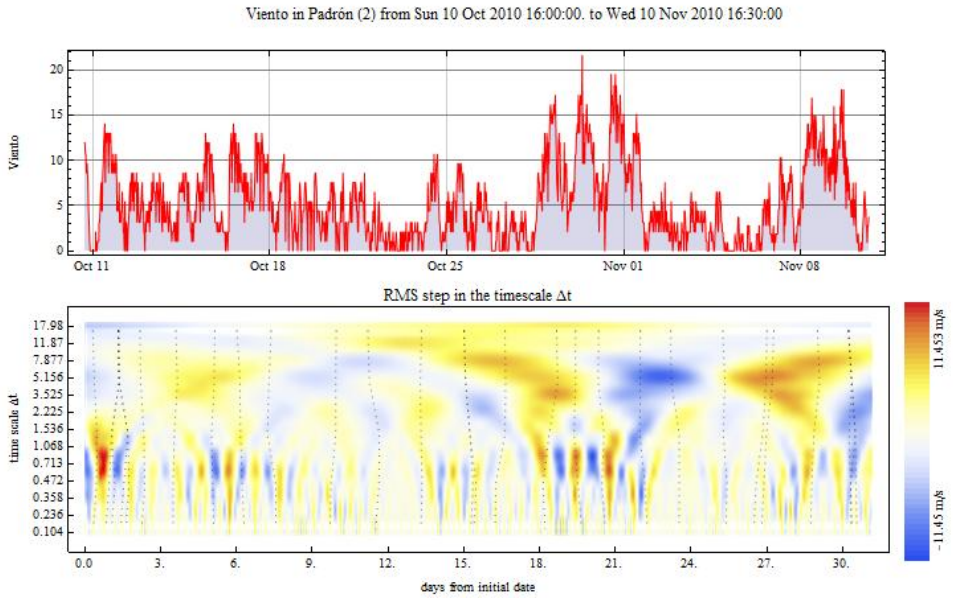


Imagen 4.30 "Detector de rachas de viento (m/s) de Padrón en un determinado tiempo (s) entre 10/10/2010-10/11/2010."

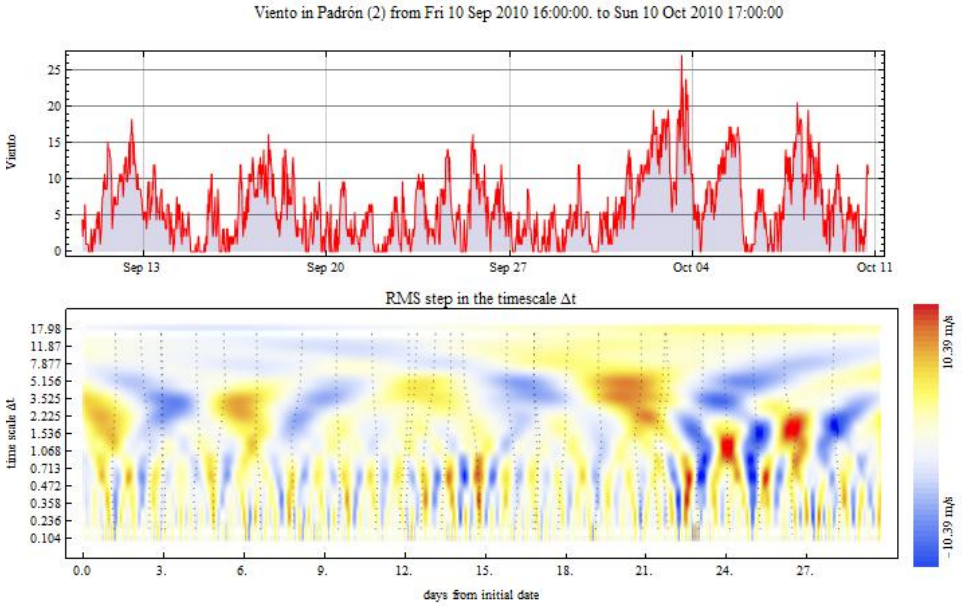


Imagen 4.31 "Detector de rachas de viento (m/s) de Padrón en un determinado tiempo (s) entre 10/09/2010-10/10/2010."

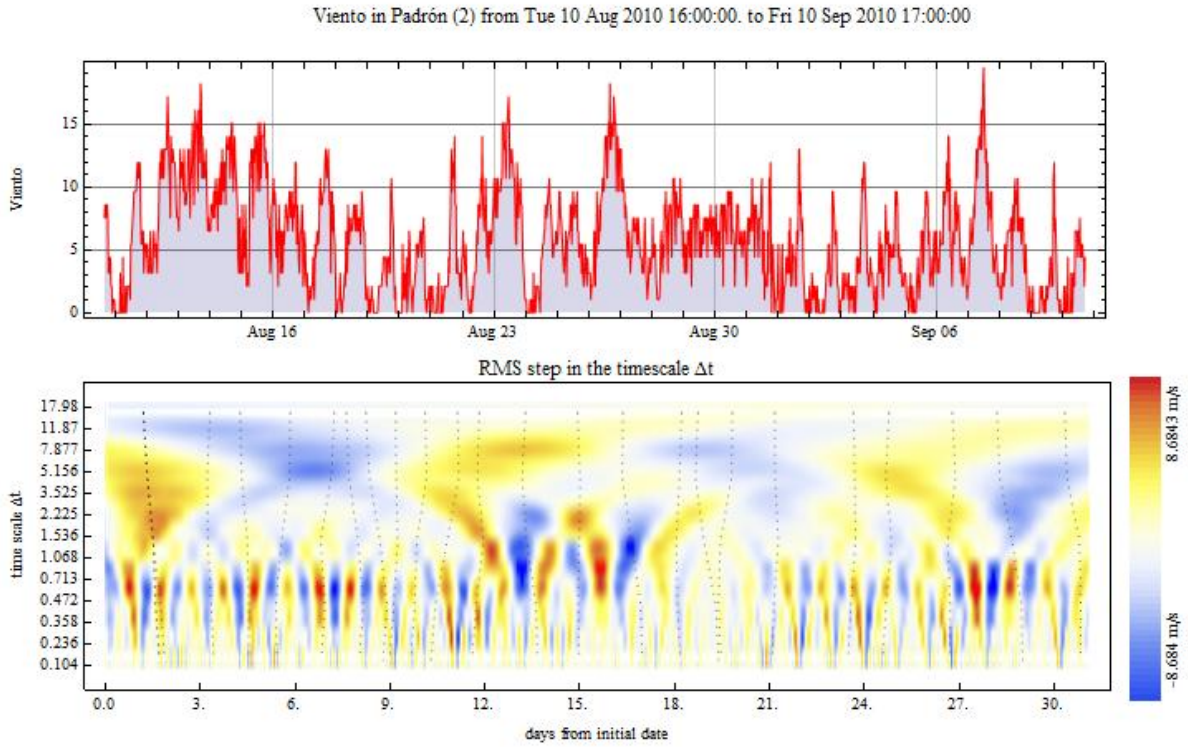


Imagen 4.32 "Detector de rachas de viento (m/s) de Padrón en un determinado tiempo (s) entre 10/08/2010-10/09/2010."

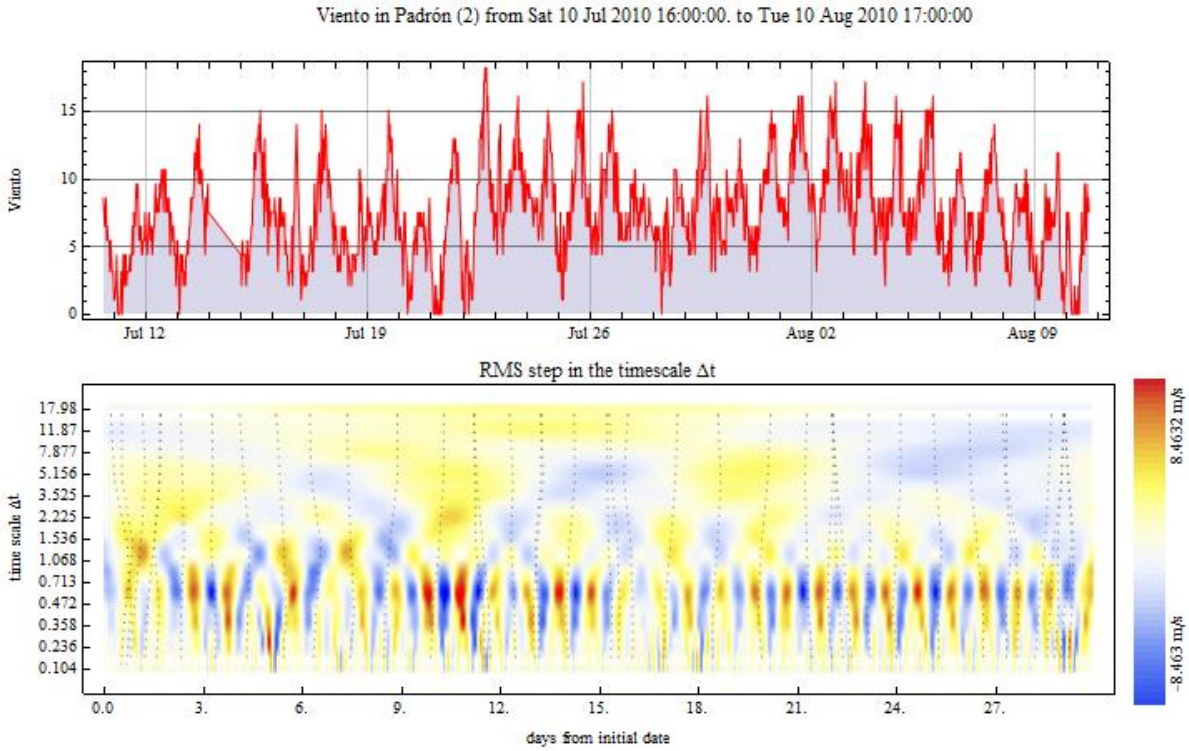


Imagen 4.33 "Detector de rachas de viento (m/s) de Padrón en un determinado tiempo (s) entre 10/07/2010-10/08/2010."

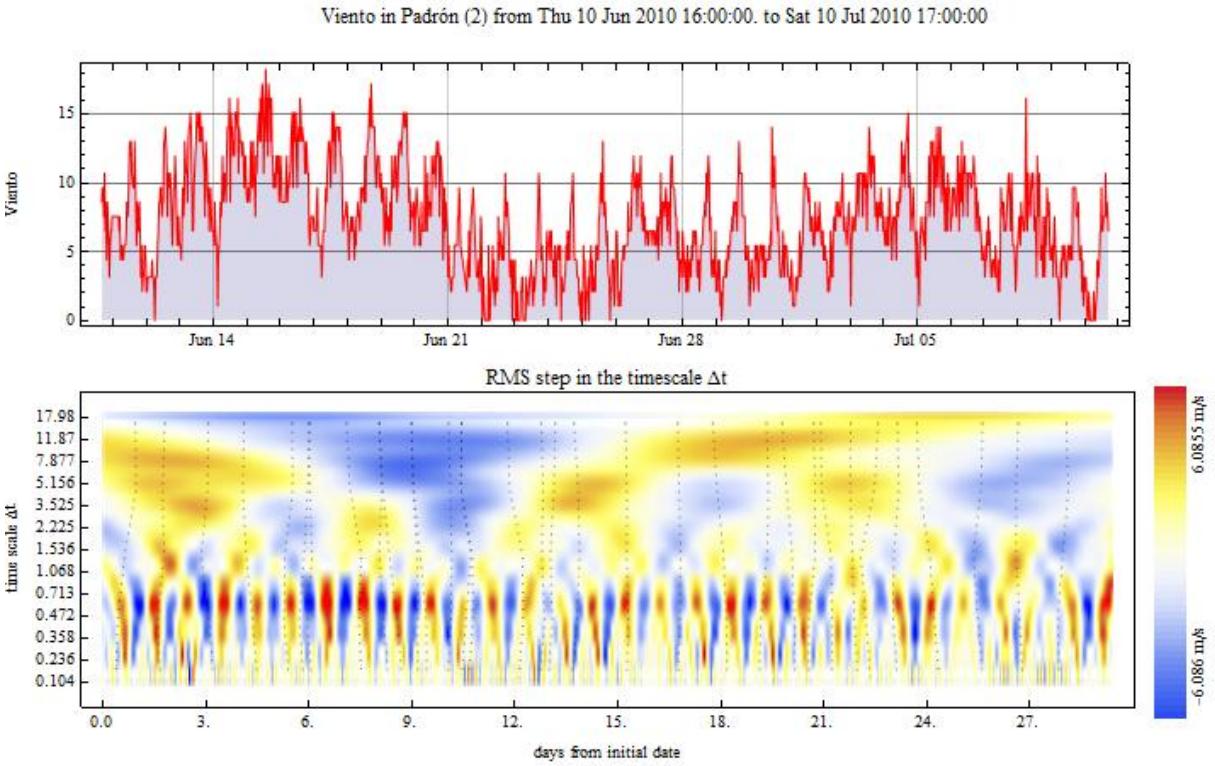


Imagen 4.34 "Detector de rachas de viento (m/s) de Padrón en un determinado tiempo (s) entre 10/06/2010-10/07/2010."

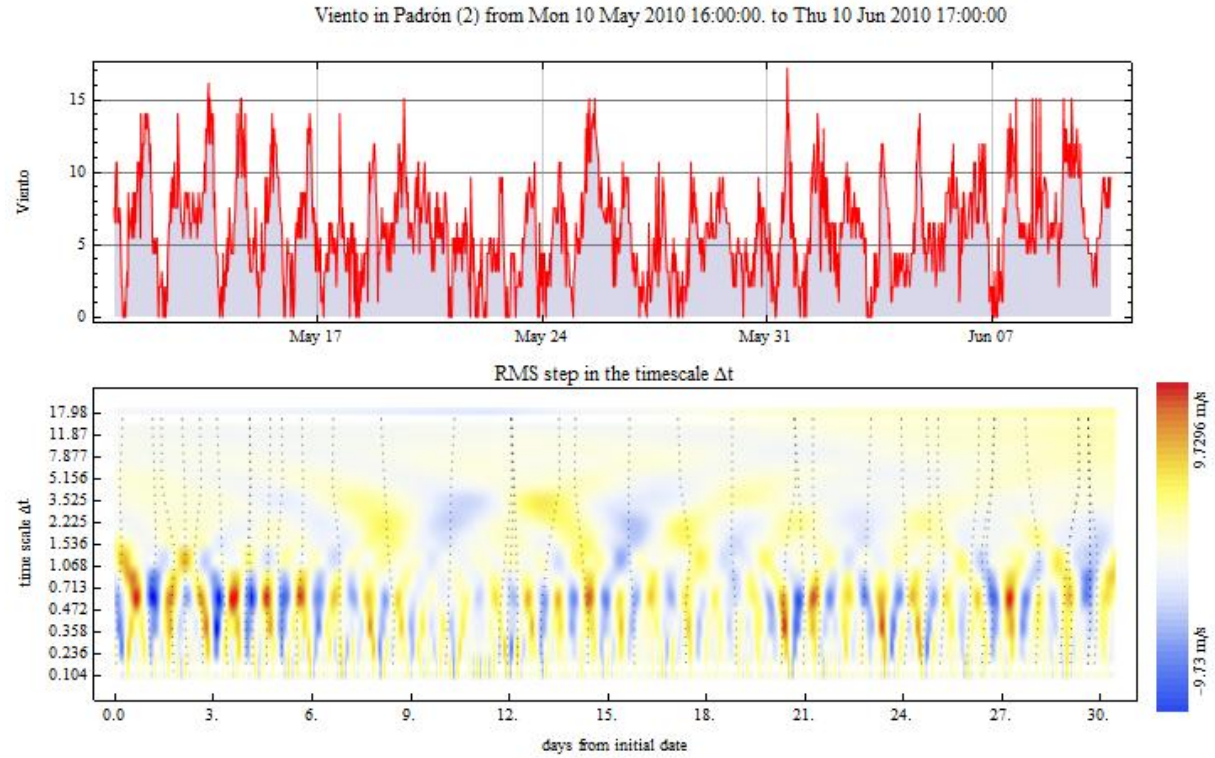


Imagen 4.35 "Detector de rachas de viento (m/s) de Padrón en un determinado tiempo (s) entre 10/05/2010-10/06/2010."

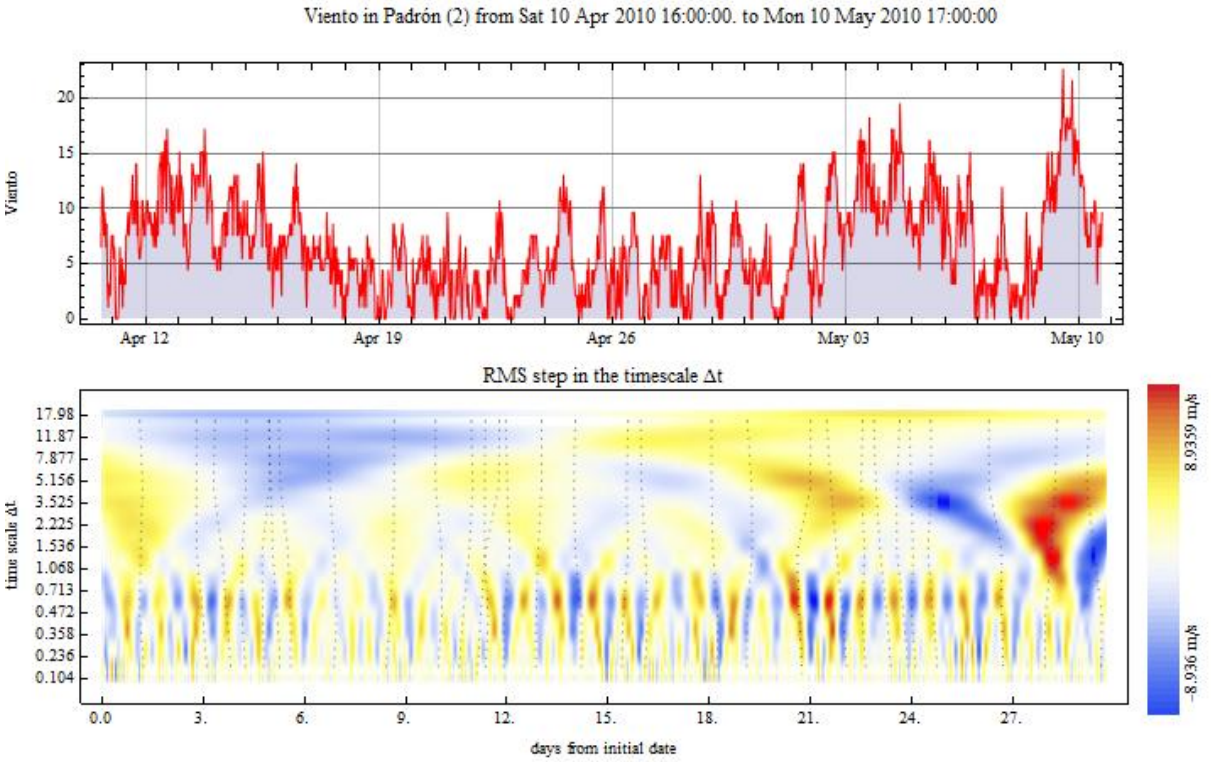


Imagen 4.36 "Detector de rachas de viento (m/s) de Padrón en un determinado tiempo (s) entre 10/04/2010-10/05/2010."

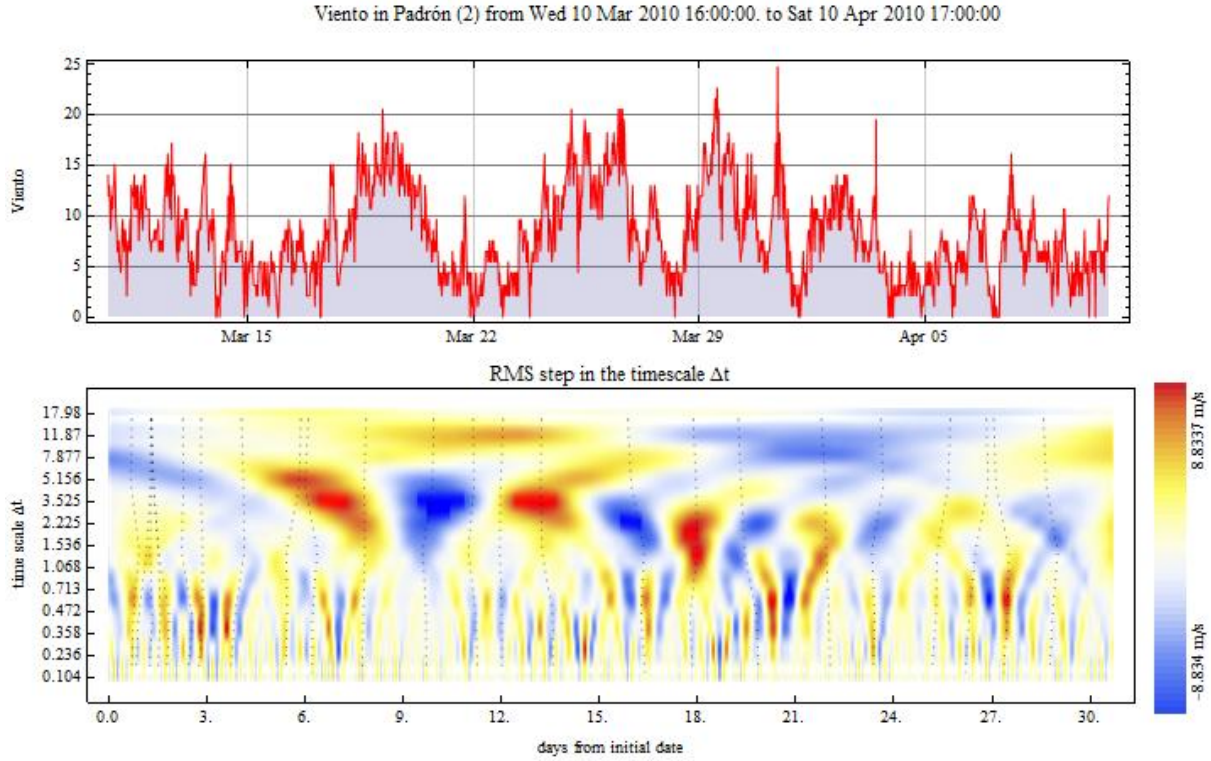


Imagen 4.37 "Detector de rachas de viento (m/s) de Padrón en un determinado tiempo (s) entre 10/03/2010-10/04/2010."

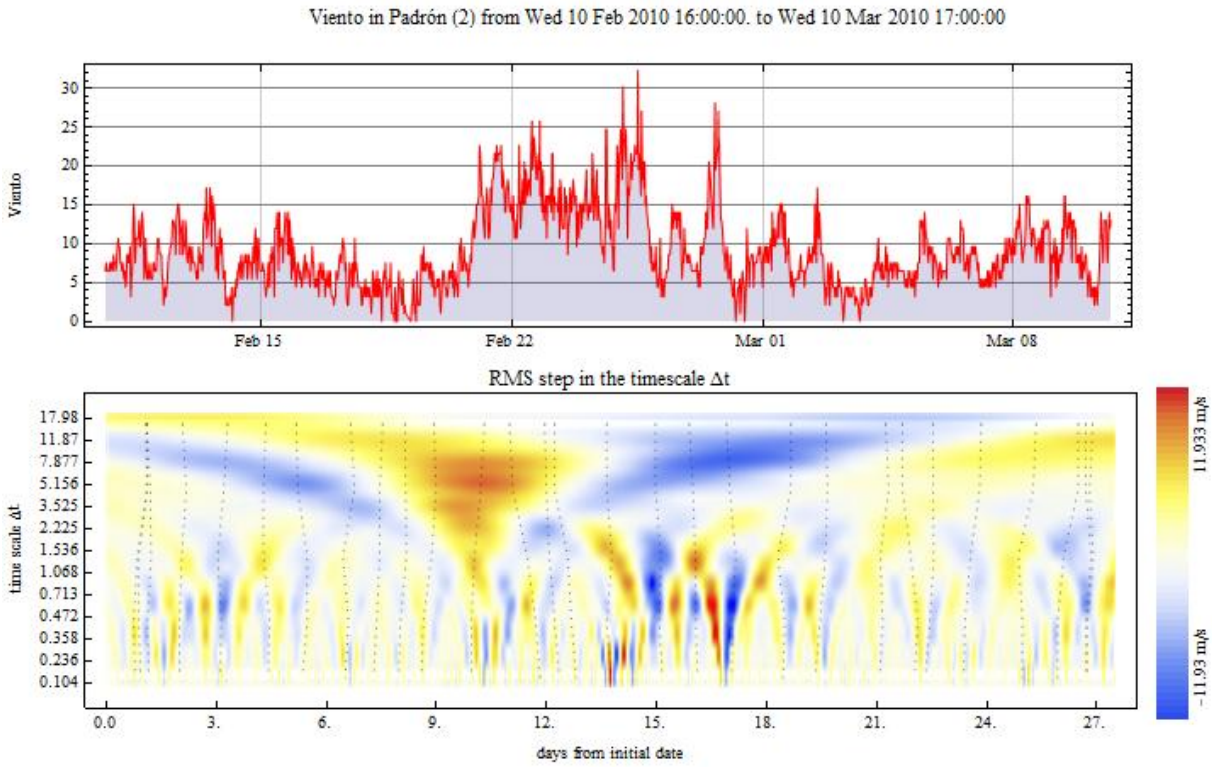


Imagen 4.38 "Detector de rachas de viento (m/s) de Padrón en un determinado tiempo (s) entre 10/02/2010-10/03/2010."

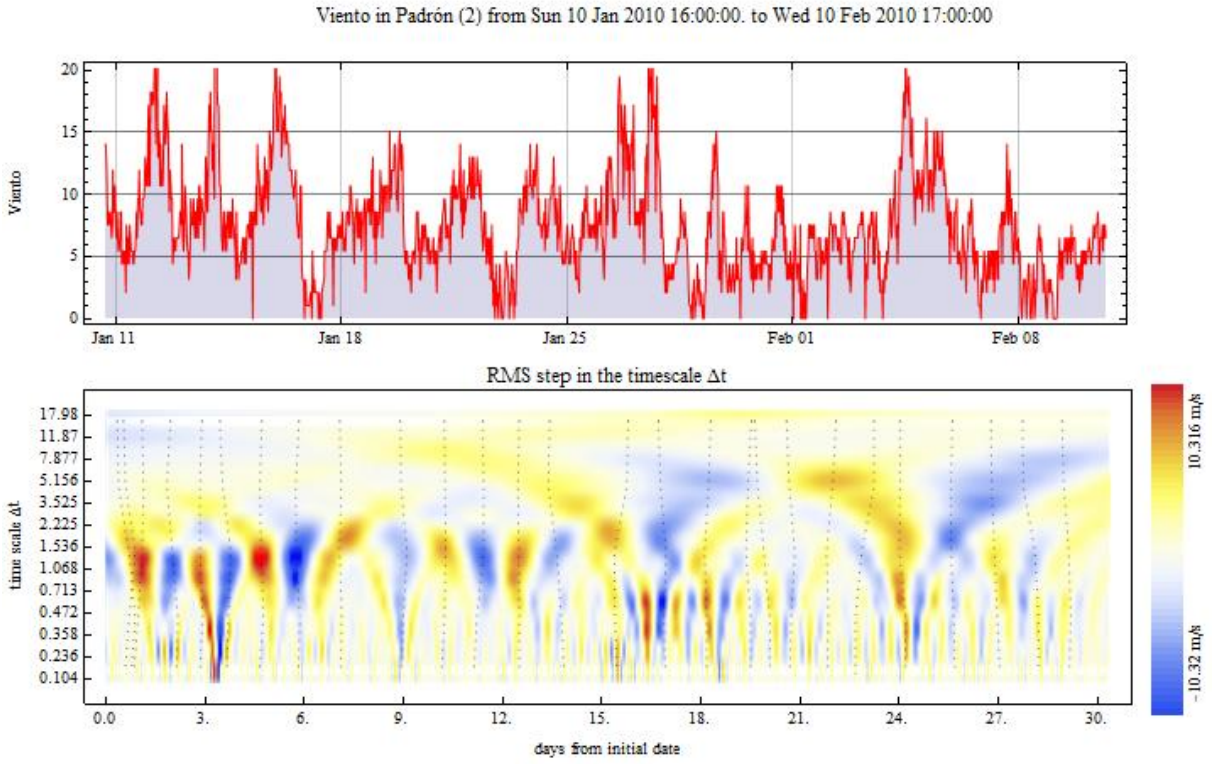


Imagen 4.39 "Detector de rachas de viento (m/s) de Padrón en un determinado tiempo (s) entre 10/01/2010-10/02/2010."

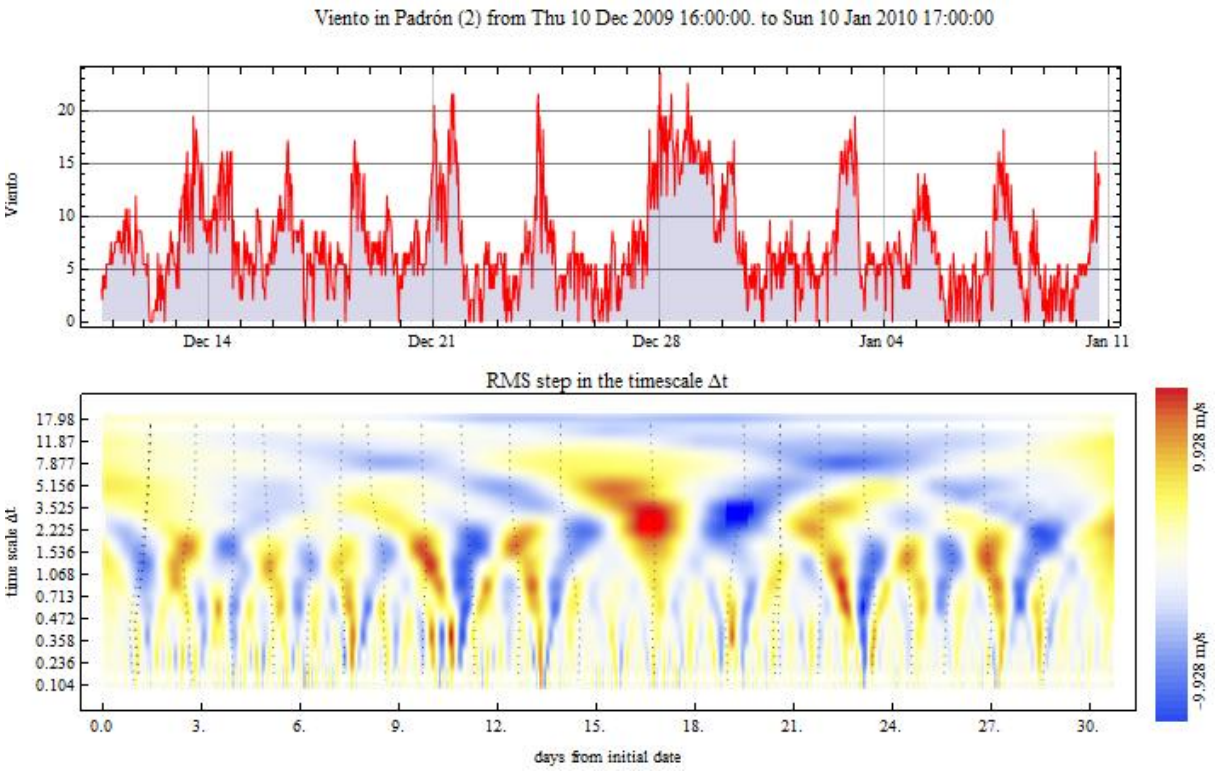


Imagen 4.40 "Detector de rachas de viento (m/s) de Padrón en un determinado tiempo (s) entre 10/12/2009-10/01/2010."

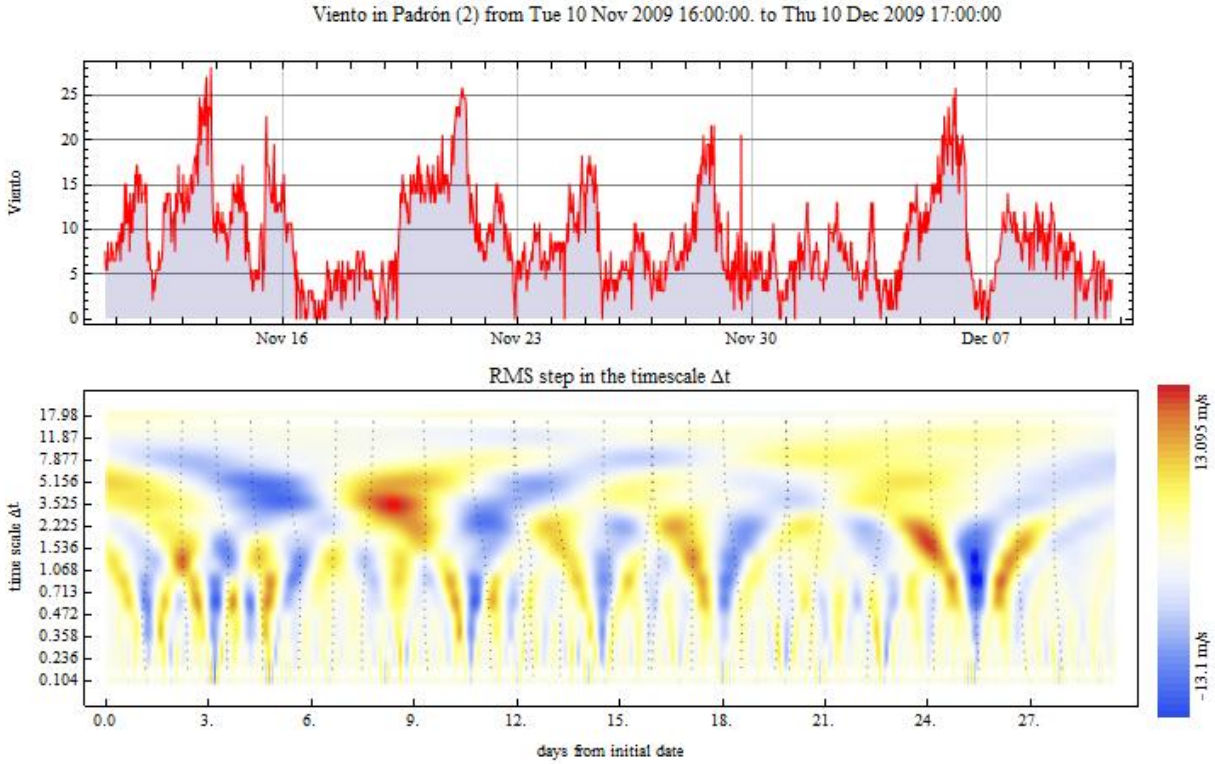


Imagen 4.41 "Detector de rachas de viento (m/s) de Padrón en un determinado tiempo (s) entre 10/11/2009-10/12/2009."

Como hemos comentado antes, para fijarnos en las variaciones con frecuencias más pequeñas hemos realizado el estudio con rango de días más pequeño de 17 días, la mínima permitida, en vez de un mes para las imágenes anteriores. Con esta imagen, podemos apreciar

mejor las variaciones producidas por el efecto brisa de mar, que en mayor o menor medida, al ser dejadas en segundo plano por fenómenos más globales e importantes, se produce con una periocidad de 2 ciclos al día.

También podemos ver las producidas por la brisa de montaña (3 ciclos/día). Son aquellas rampas más claras y de menor tiempo de duración, como las del 30 de Octubre.

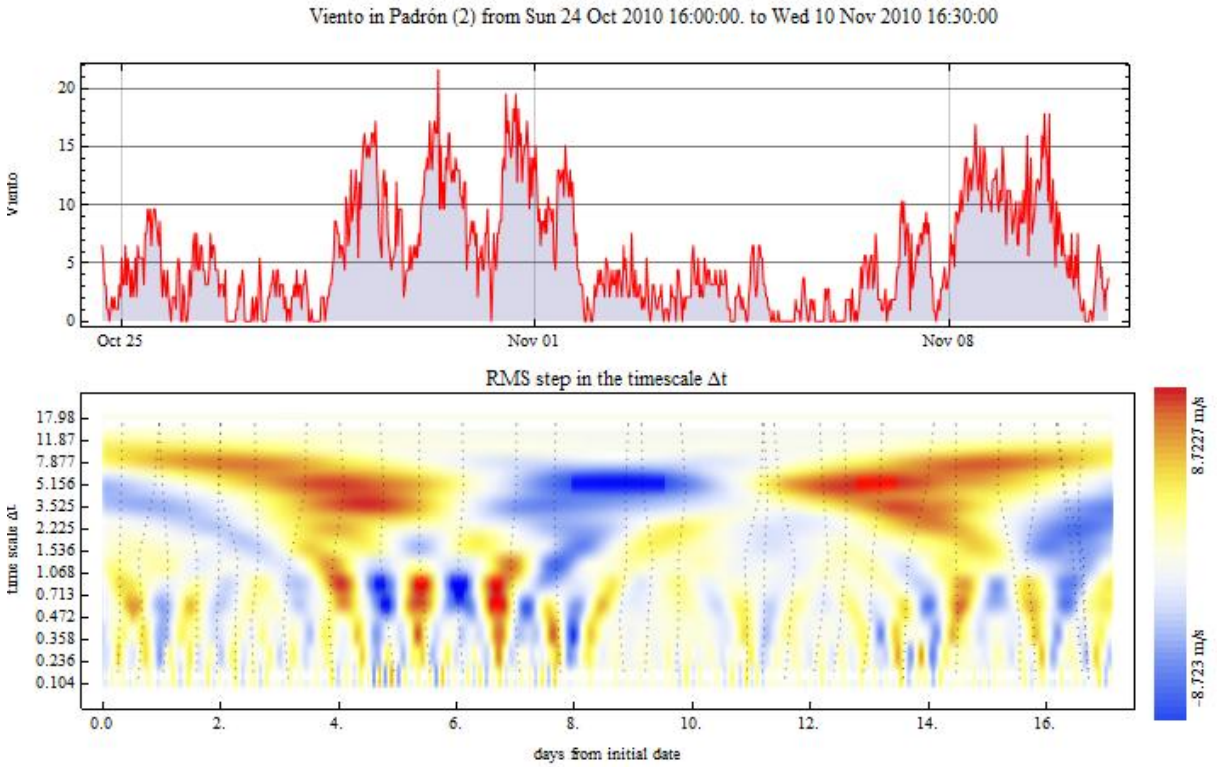


Imagen 4.42"Detector de rachas de viento (m/s) de Padrón en un determinado tiempo (s) entre 24/10/2010-10/11/2009."

2.2.2.- Generación.

En este campo tenemos 2 aerogeneradores del tipo G52 (ver Anexo V. G52.). Para una mayor comodidad y facilitarnos el estudio y comparación con otros aerogeneradores, como ya hemos mencionado antes, dicha potencia generada se ha normalizado frente a la potencia nominal.

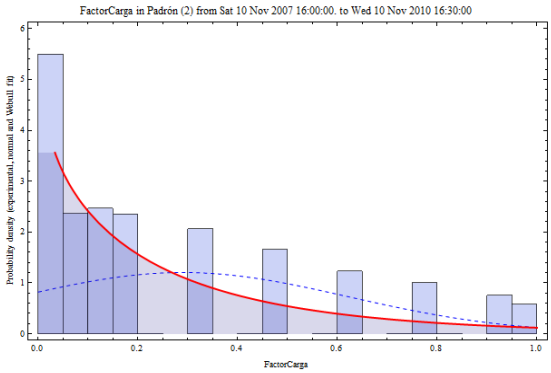


Imagen 4.43 "Histograma de la potencia normalizada para Padrón entre 10/11/2007-10/11/2010."

Viendo el histograma, Imagen 4.43, podemos ver la potencia normalizada generada y la probabilidad de que aparezca junto con una distribución normal que es la línea discontinua. También en la gráfica podemos ver la distribución de Weibull en forma de línea continua.

Comparando el histograma de Padrón, Imagen 4.25, con la curva de potencia del aerogenerador, en el Anexo V. G52., Un viento estable que produce gran cantidad y que trabaja bastantes veces (Imagen 4.43) a la potencia nominal.

Tenemos una gran cantidad de veces la turbina parada, pero sea puede compensar con aquellas veces en las que trabajamos a potencia nominal o cuasinominal.

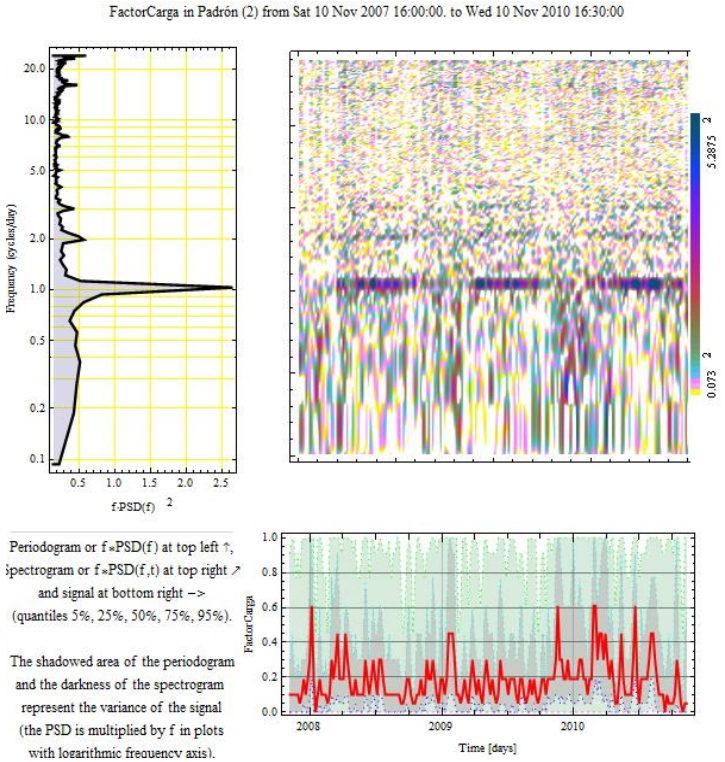


Imagen 4.44 "Espectrograma de la potencia normalizada para Padrón entre 10/11/2007-10/11/2010."

El espectro, Imagen 4.44, es básicamente el mismo que para el viento. El viento es el que produce la potencia y a no ser que tengamos largas temporadas en las que el aerogenerador trabaja a potencia nomina, será muy semejante al del viento, Imagen 4.28.

Como ya se ha explicado antes, si queremos predecir de una forma estadística la potencia generada un tiempo después, debemos fijarnos en la matriz de transición. Esta matriz de transición, Imagen 4.45, es muy diferente a la observada con el viento, Imagen 4.26.

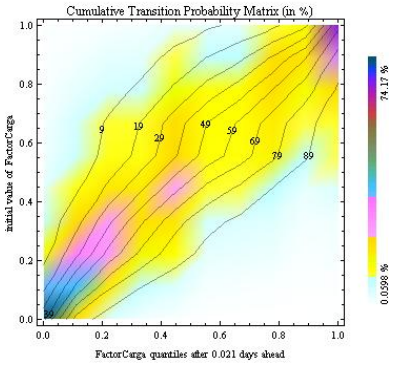


Imagen 4.45 "Matriz de Transición de la potencia normalizada en Padrón entre 10/11/2007-10/11/2010 correspondiente a 0.5 horas."

Salvo para vientos bajos o altos, en donde las líneas de los cuantiles se aproximan, tenemos poca probabilidad. Un corte horizontal nos da gran rango de potencias posibles y al igual que antes, dicha predictibilidad se hace todavía más complicada si aumentamos el paso, Imagen 4.46.

.

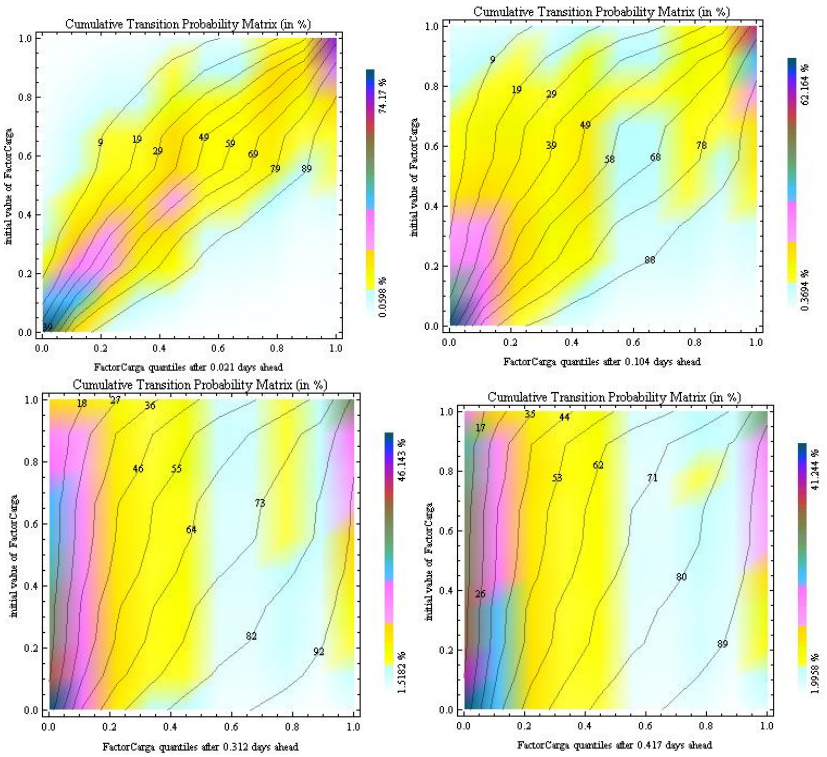


Imagen 4.46 "Evolución de la matriz de transición de la potencia normalizada en Padrón correspondiente a 0.5, 2.5, 5 y 7.5 horas entre 10/11/2007-10/11/2010."

2.3.- Comparación en la producción entre Montouto 2000 y Padrón[1].

A la hora de comparar la producción, compararemos el factor de carga, potencia generada divido entre la potencia nominal del aerogenerador, de ambas turbinas mediante el análisis de coherencia, Coherence Analisys, que se puede hacer con el programa leerficheros.

Dicho análisis de coherencia se ha establecido para el 16 de Septiembre del 2010 y 30 días posteriores a esa fecha. Las graficas obtenidas en este análisis de coherencia corresponden a las imágenes entre la Imagen 4.47 y la Imagen 4.49.

Según la Imagen 4.47, podemos ver que, en la gráfica inferior, las potencias obtenidas en Montouto 2000 son superiores a las de Padrón.

Las oscilaciones por debajo de la unidad o con colores claros indican que las oscilaciones tienen mayor magnitud en Montouto, mientras que las oscilaciones por encima de 1 o colores oscuros indican que las oscilaciones han sido más acusadas en Padrón. En la Imagen 4.47 se puede observar que las oscilaciones muestran alternancias en sentido horizontal entre zonas claras y oscuras, indicando que el ratio entre la magnitud de las oscilaciones es relativamente variable.

[1] La escala temporal tomada por el programa para la evolución del factor de carga con el tiempo de estudio, no corresponde al periodo elegido. Esto es debido a que el programa todavía está en desarrollo y tiene algún error.

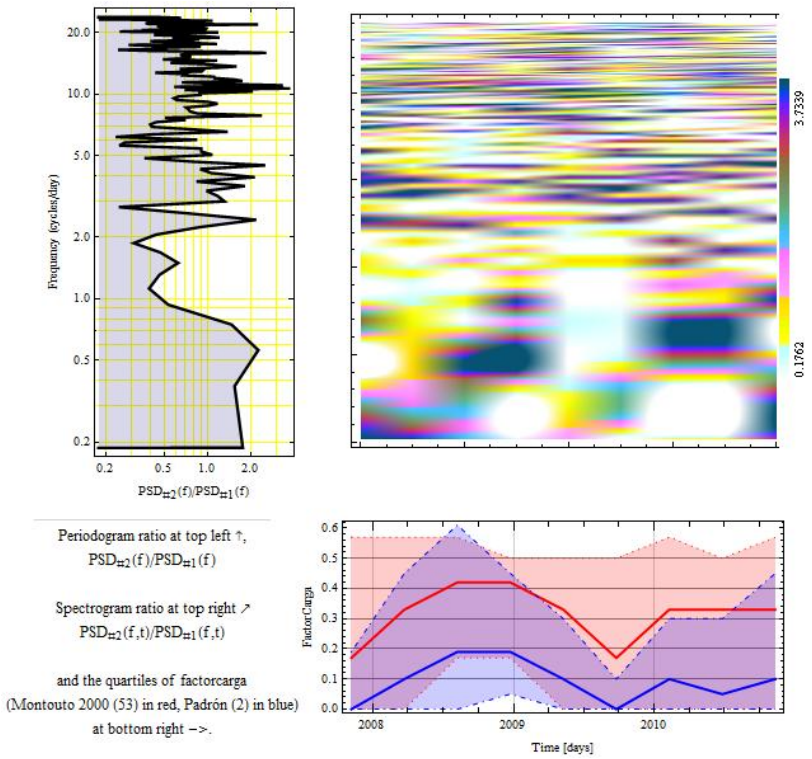


Imagen 4.47 "Spectrogram Module Ratio de Montouto 2000 y Padrón para 30 días tomando como día final el 16/09/2010."

El módulo de la coherencia es muy informativo. La coherencia a la frecuencia *f* de las señales no es constante en el tiempo. En la Imagen 4.48 se puede ver zonas oscuras, que indican que se ha observado en ambas estaciones fluctuaciones significativas en el instante y frecuencia correspondiente. Las zonas blancas indican que no se han observado fluctuaciones significativas de las características correspondientes en, al menos, uno de dos campos.

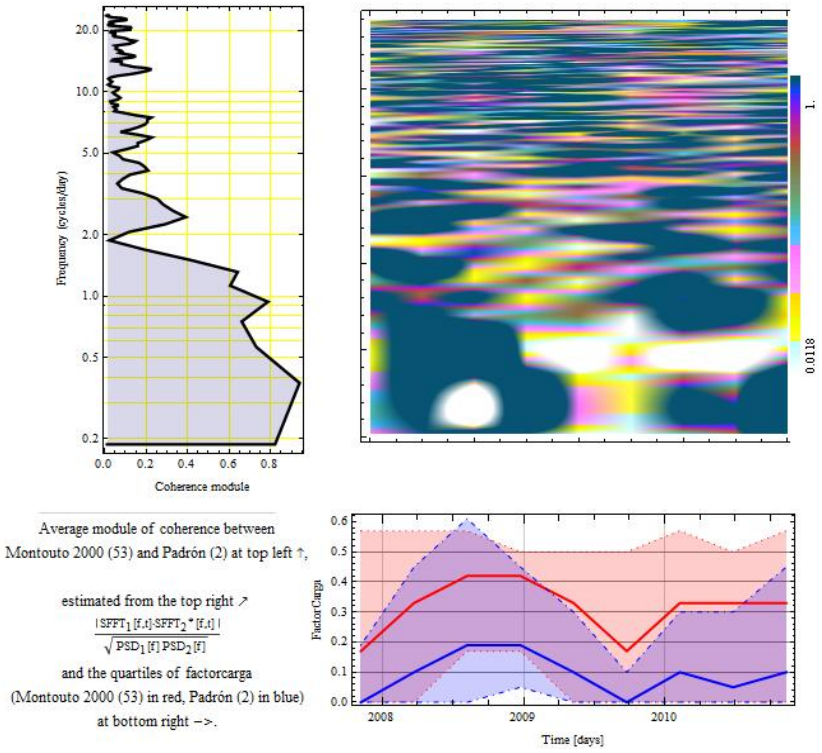


Imagen 4.48 "Coherence Module Montouto 2000 y Padrón para 30 días tomando como día final el 16/09/2010."

La gráfica muestra que las fluctuaciones lentas muestran una fuerte correlación (coherencia cerca de la unidad) e incluso una frecuencia cerca de 0.4 ciclos/día la alcanza. A partir de 1 ciclos/día la coherencia disminuye y nunca alcanza valores superiores a 0.5. Hay que decir que para frecuencias de 2 ciclos/día la coherencia es 0.

Las fluctuaciones diarias tienen una gran coherencia debido a que la dinámica atmosférica y el calentamiento debido a la radiación solar relaciona las oscilaciones diarias entre emplazamientos cercanos.

Para las oscilaciones intradiarias tenemos poca coherencia. Esto se puede deber a que las oscilaciones rápidas tienen una extensión geográfica significativamente menor que la distancia entre los campos.

Estas oscilaciones según la Imagen 4.49 podemos ver que tiene valor casi 0 para frecuencias muy bajas, negativo para frecuencias medias y positivo para las altas. Este valor negativo implica que se han observado primero en Padrón y luego han sucedido en Montouto y viceversa para cuando es positivo. Así podemos decir que prácticamente todas las oscilaciones o fluctuaciones se han observado primero en Padrón y luego en Montouto A partir de los 10 ciclos/día se ve que observa alternancia entre las estaciones.

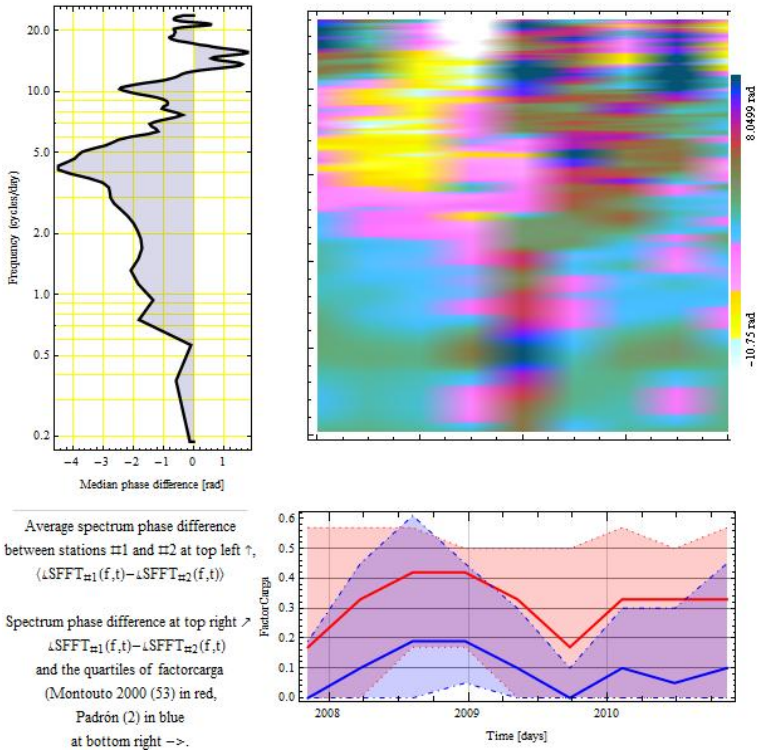


Imagen 4.49 "Coherence Phase de Montouto 2000 y Padrón para 30 días tomando como día final el 16/09/2010."

3.- Comparación entre Raposeras y Badaia.

3.1.- Raposeras

3.1.1.- Viento

- ***Histograma.***

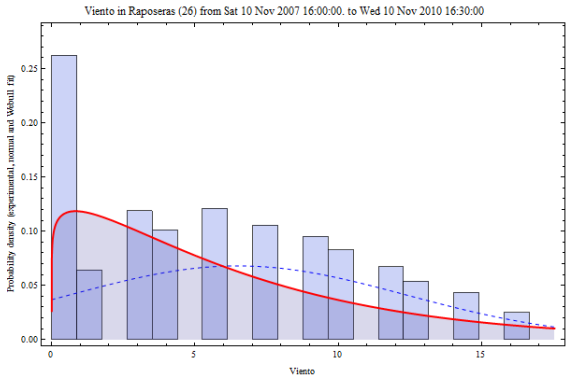


Imagen 4.50 "Histograma del viento (m/s) en Raposeras entre 10/11/2007-10/11/2010."

- ***Matriz de transición.***

Para Raposeras vemos que la matriz de transición (Imagen 4.51) a 0.5 horas es más homogénea. Tenemos colores oscuros en vientos bajos y altos, con densidades de probabilidad altas, mientras que, en torno a la línea de cuantil 50 tenemos probabilidades medias. Estas probabilidades medias van disminuyendo a medida que, el viento tras 0.5 horas, es mayor o menor.

Así podemos decir que hay una gran probabilidad de que el viento permanezca constante tras 0.5 horas y dicha probabilidad disminuye a medida que este viento aumenta o disminuye en el mismo intervalo de viento medido.

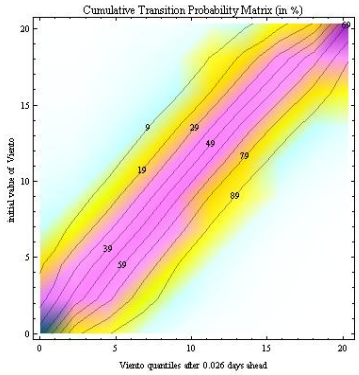


Imagen 4.51 "Matriz de Transición del viento (m/s) en Raposeras entre 10/11/2007-10/11/2010 correspondiente a 0.5 horas."

Un viento inicial de 10 m/s prácticamente nunca va a ser inferior a 5 m/s ni superior a 14 m/s. Dentro de este intervalo de velocidades de transición, tenemos dos intervalos poco probables, entre 5-7 m/s y 12-14 m/s. En estos intervalos, las transiciones han ocurrido un menos número de veces que en el intervalo central. No obstante, en este intervalo central también podemos ver que entorno a la línea cuantil 49se encuentra la mayor densidad de probabilidad o el mayor número de transiciones. Las líneas cuantiles en este caso están juntas con un color oscuro en comparación al resto.

- ***Espectro del viento.***

Observando el espectro del viento para Raposera (Imagen 4.52), también podemos ver dos picos principales en la frecuencia. Según el periodograma, esos picos se dan con frecuencia 1 ciclo/día y 2 ciclos/día. El pico de frecuencia 1 ciclo/día es un pico normal, derivado de las diferencias entre el día y la noche, mientras que el pico 2 ciclos/día es un pico provocado por el efecto brisa de mar explicado más atrás.

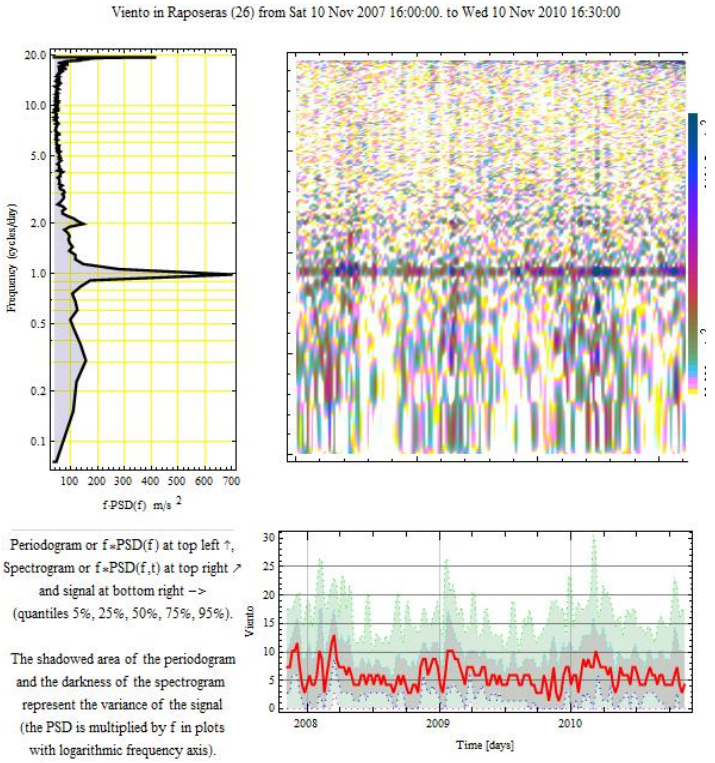


Imagen 4.52 "Espectrograma viento (m/s) para Raposeras entre 10/11/2007-10/11/2010."

Dicho efecto se puede ver que es de poca intensidad y que aunque dicho parque se encuentre alejado del mar, debemos de tener en cuenta el efecto que produce el mar.

Aunque hay algún pico de menor intensidad, podemos ver en el espectrograma que son de menor importancia al no corresponder con líneas horizontales.

3.1.2.- Generación

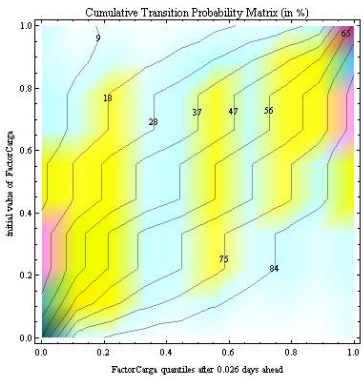


Imagen 4.53 "Matriz de Transición de la potencia normalizada en Raposeras entre 10/11/2007-10/11/2010 correspondiente a 0.5 horas."

A continuación estudiaremos la generación en Raposeras estudiando la matriz de transición y el espectro. Dicha generación se ha normalizado con respecto a la potencia nominal del aerogenerador para así poderla comparar Badaia.

Fijándonos en la matriz de transición, Imagen 4.53, vemos que es bastante compleja y por bloques. Hay pocas transiciones observadas que dan potencias de transición entorno a 0.5 y 0.7, quedando el groso en el resto.

Vemos también que dichas transiciones son bastante caóticas, las líneas de cuantiles no tiene forma definida. Esto se debe a que el groso de los vientos se encuentra por debajo de 10 m/s en donde la turbina alcanza la potencia nominal. Para vientos inferiores a esos 10 m/s el incremento o disminución de la velocidad hace que la producción varíe bastante y en consecuencia su predictibilidad.

Para una potencia de 0.5 respecto a la potencia nominal, tenemos prácticamente las mismas probabilidades de que tras 0.5 horas dicha potencia sea entorno a 0.2 o 0.6 o 0.8.

Fijándonos en el espectro, Imagen 4.54, vemos que es bastante coherente con respecto al de la velocidad del viento, Imagen 4.52. Ambos según el pediograma tienen picos en ciclos de 1 y 2. En el caso de la producción, el pico con periodo 2 ciclos/día se pierde si observamos el espectrograma.

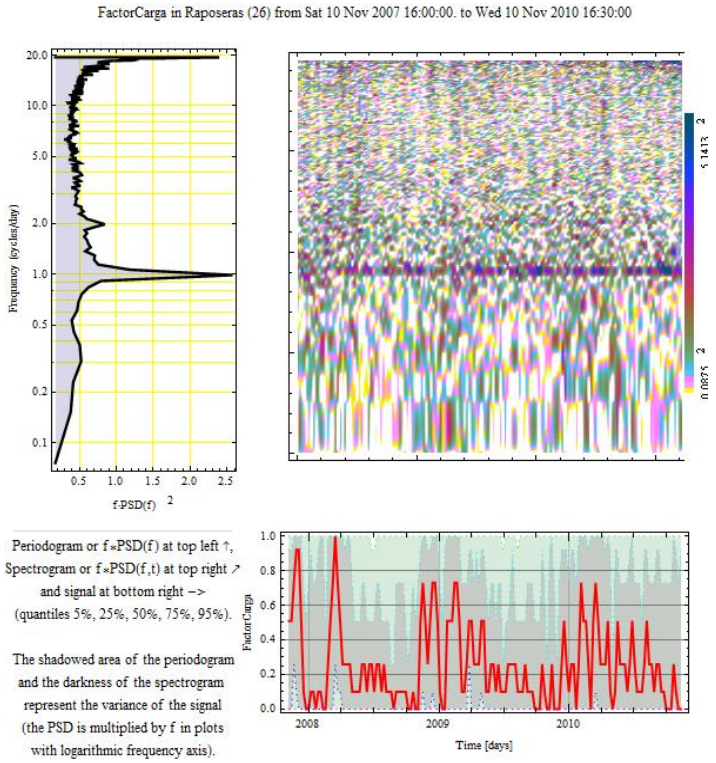


Imagen 4.54 "Espectrograma de la potencia normalizada para Raposeras entre 10/11/2007-10/11/2010."

La influencia de los efectos de mar, aunque quedaba reflejada en el viento, debido a la gran distancia a la costa queda debilitada por otros efectos locales y el efecto producido por la variación de la noche y el día. La producción de este campo no se ve alterada significativamente por los efectos brisa de mar, Imagen 4.54.

3.2.- Badaia

3.2.1.- Viento

- ***Histograma.***

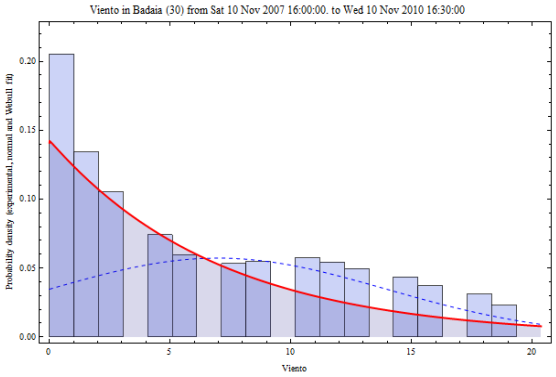


Imagen 4.55 "Histograma del viento (m/s) en Badaia entre 10/11/2007-10/11/2010."

- ***Matriz de transición.***

Para Badaia vemos en la matriz de transición (Imagen 4.56) transiciones muy probables. A parte de tener una densidad de transiciones, probabilidad, mayor para vientos altos y bajos, tenernos puntos en dicha matriz, en donde para vientos medios tenemos transiciones claramente marcadas y más probables que el resto.

Para un viento de 10 m/s tenemos transiciones comprendidas entre 5 -13 m/s tras 0.5 horas. Transiciones mayores o menores a este intervalo prácticamente no se han observado. Dentro de este intervalo, las transiciones de mayor probabilidad, u observadas más veces, están comprendidas en el intervalo 9-11 m/s.

Podemos decir que tras 0.5 horas hay una gran probabilidad que, en valor absoluto, el valor de la velocidad del viento sea prácticamente igual que al inicial.

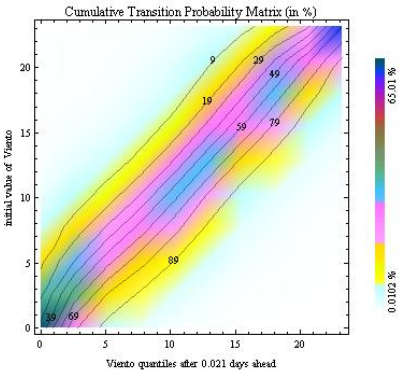


Imagen 4.56 "Matriz de Transición del viento (m/s) en Badaia entre 10/11/2007-10/11/2010 correspondiente a 0.5 horas."

- ***Espectro del viento.***

Observando el espectro del viento, Imagen 4.57, podemos ver que en el periodograma que hay tres picos claramente definidos con frecuencia 1, 2 y 3. Estos picos se pueden ver claramente en el espectrograma definidos con líneas horizontales. A mayor intensidad, mayor influencia tienen esos ciclos en el viento.

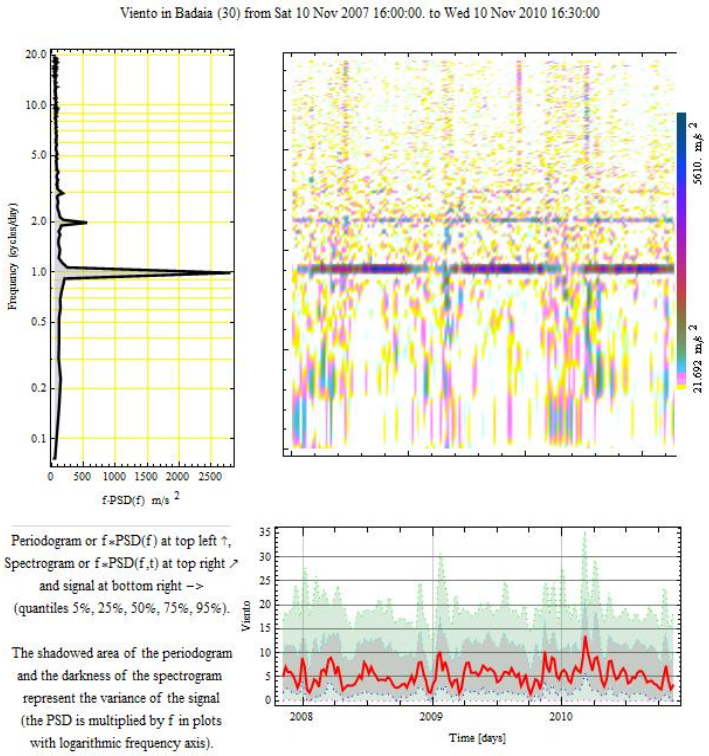


Imagen 4.57 "Espectrograma viento (m/s) para Badaia entre 10/11/2007-10/11/2010."

Así vemos que de mayor a menor influencia son los ciclos de frecuencia 1, 2 y 3 ciclos/día, producidos por las oscilaciones entre el día y la noche, brisa marina y orográficos respectivamente.

Al igual que ocurre para Raposeras, tenemos ciclos de frecuencia 2 ciclos/día producido por los efectos de brisa de mar. Vemos que aunque no nos encontramos en zonas costeras, los efectos de brisa de mar pueden entrar varios kilómetros por la costa.

También con los efectos orográficos, vemos que según, la situación del parque, los efectos orográficos deben ser debido a los pirineos, que, aunque estén lejos, son unos picos bastante altos y pueden provocar perturbaciones pequeñas en las velocidades del viento.

3.2.2.- Generación

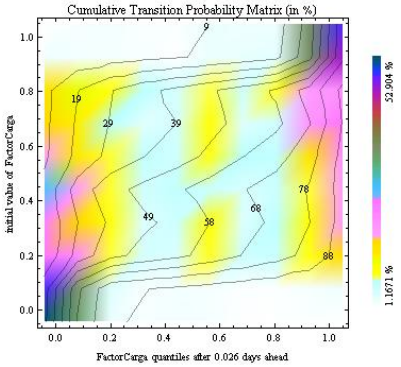


Imagen 4.58 "Matriz de Transición de la potencia normalizada en Badaia entre 10/11/2007-10/11/2010 correspondiente a 0.5 horas."

La matriz de transición para la producción normalizada en Badaia, Imagen 4.58, es bastante compleja también. Para potencias pequeñas vemos que se ha observado un gran número de veces que dan potencias pequeñas o incluso 0 también.

En esta matriz de transición es complicado ver su predictibilidad, siendo para un rango de potencias actuales entorno a 0.2 y 0.6 tan probable tener potencias bajas como altas. Siendo el rango de potencias medias bastante improbable.

Tenemos un cumulo de probabilidad ya que el 100 de las transiciones tras 0.5 de potencias comprendidas entre 0-0.2 se encuentran en ese mimo intervalo. Igual sucede para potencias altas.

La gran variabilidad de potencias es debido a que gran parte de la velocidad del viento se encuentra en un punto inestable de la curva de potencia, Imagen 4.55 haciendo que una pequeña variación en la velocidad implique una gran variación en la potencia.

Si comparamos el espectro de la potencia, Imagen 4.59, frente al espectro del viento, Imagen 4.57, vemos que el pediograma es básicamente el mismo. El pico de frecuencia 3 bastante pequeño en el pediograma del viento aquí sigue siendo muy pequeño pero ejerce cierta influencia en la producción.

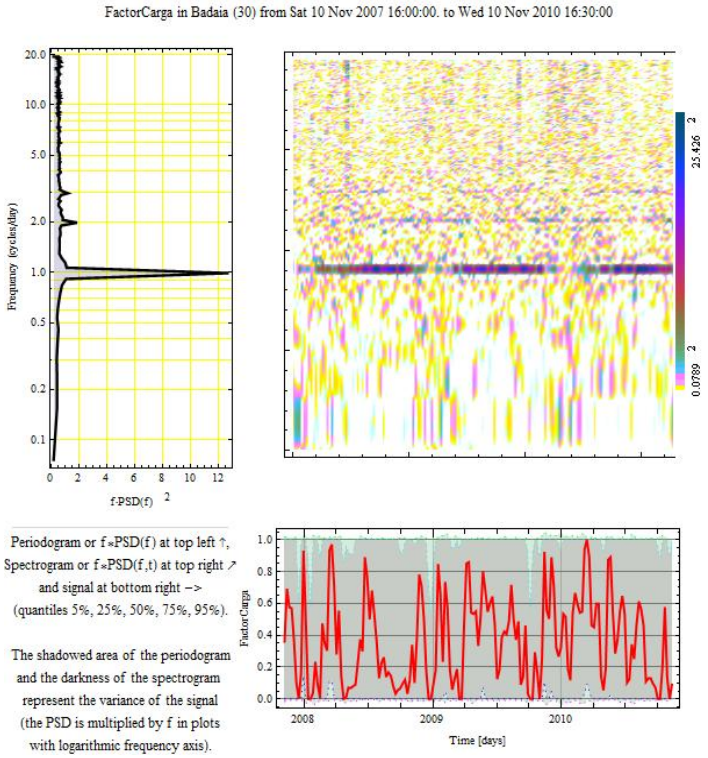


Imagen 4.59 "Espectrograma de la potencia normalizada para Padrón entre 10/11/2007-10/11/2010."

Pese a que los efectos diarios son los que más interviene en la producción, según el espectrograma, Imagen 4.59, vemos que hay una influencia, aunque mínima de los efectos orográficos y de brisa marina.

3.3.- Comparación de la producción entre Raposeras y Badaia.[1]

A la hora de comparar la producción, compararemos el factor de carga, potencia generada divido entre la potencia nominal del aerogenerador, de ambas turbinas mediante el análisis de coherencia, Coherence Analisys, que se puede hacer con el programa leerficheros.

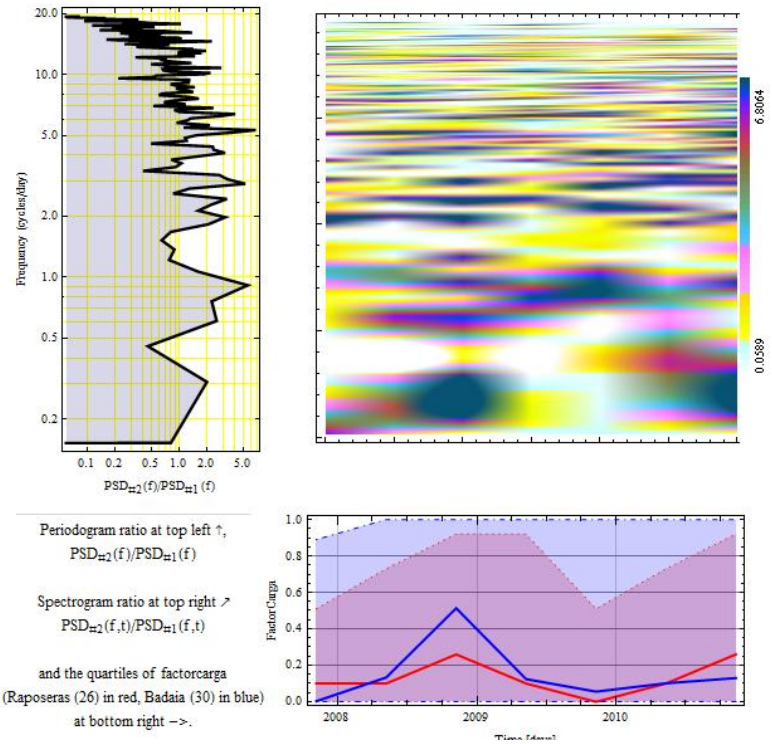


Imagen 4.60 "Spectrogram Module Ratio de Raposeras y Badaia para 30 días tomando como día final el 16/09/2010."

Dicho análisis de coherencia se ha establecido para el 16 de Septiembre del 2010 y 30 días posteriores a esa fecha. Las graficas obtenidas en este análisis de coherencia corresponden a las imágenes entre la Imagen 4.60 y la Imagen 4.62.

La Imagen 4.60 se explica de igual forma que para el par de campos anterior. Las oscilaciones por debajo de la unidad o con colores claros indican que las oscilaciones tienen mayor magnitud en Raposeras, mientras que las oscilaciones por encima de 1 ciclo/día o colores oscuros indican que las oscilaciones han sido más acusadas en Badaia. Las oscilaciones muestran alternancias en sentido horizontal entre zonas claras y oscuras, indicando que el ratio entre la magnitud de las oscilaciones es relativamente variable. En la gráfica inferior podemos ver también que las potencias obtenidas en Badaia son superiores a las de Padrón la mayoría del tiempo.

[1] La escala temporal tomada por el programa para la evolución del factor de carga con el tiempo de estudio, no corresponde al periodo elegido. Esto es debido a que el programa todavía está en desarrollo y tiene algún error.

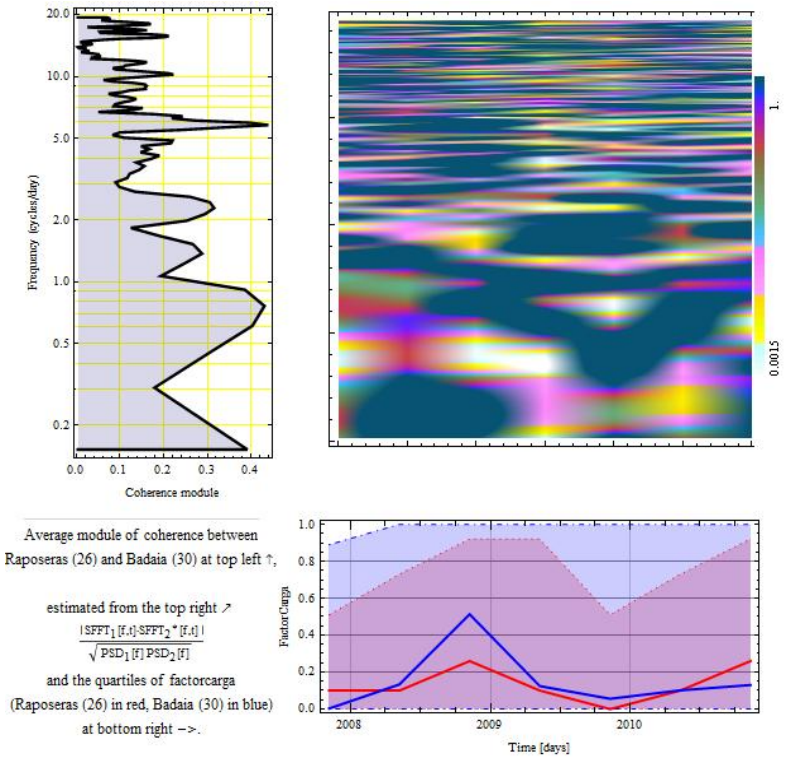


Imagen 4.61 "Coherence Module Raposeras y Badaia para 30 días tomando como día final el 16/09/2010."

En la Imagen 4.61, el módulo de coherencia, se puede ver zonas oscuras, que indican que se ha observado en ambas estaciones fluctuaciones significativas en el instante y frecuencia correspondiente. Las zonas blancas indican que no se han observado fluctuaciones significativas en, al menos, uno de los dos campos.

Vemos que la coherencia es amplia pero variable. En todo el rango de frecuencias existe en cierto modo una coherencia, siendo en unas frecuencias mayor o menor, pero disminuyendo a medida que la frecuencias es mayor. No obstante, no se supera una coherencia del 0.5.

El retraso de las fluctuaciones en un campo o en otro viene representado por la Imagen 4.62. El signo negativo o positivo se refiere a que la oscilación o fluctuación se ha visto primero en Badaia o en Raposeras, respectivamente. En esta gráfica, podemos ver que para frecuencias inferiores a 0.2 ciclos/día las fluctuaciones se ven primero en Badaia, mientras que las superiores, en mayor o menor medida, se observan primero en Raposeras. Para frecuencias superiores a 3 ciclos/día, se ve una clara tendencia a observarlo primero en Raposeras.

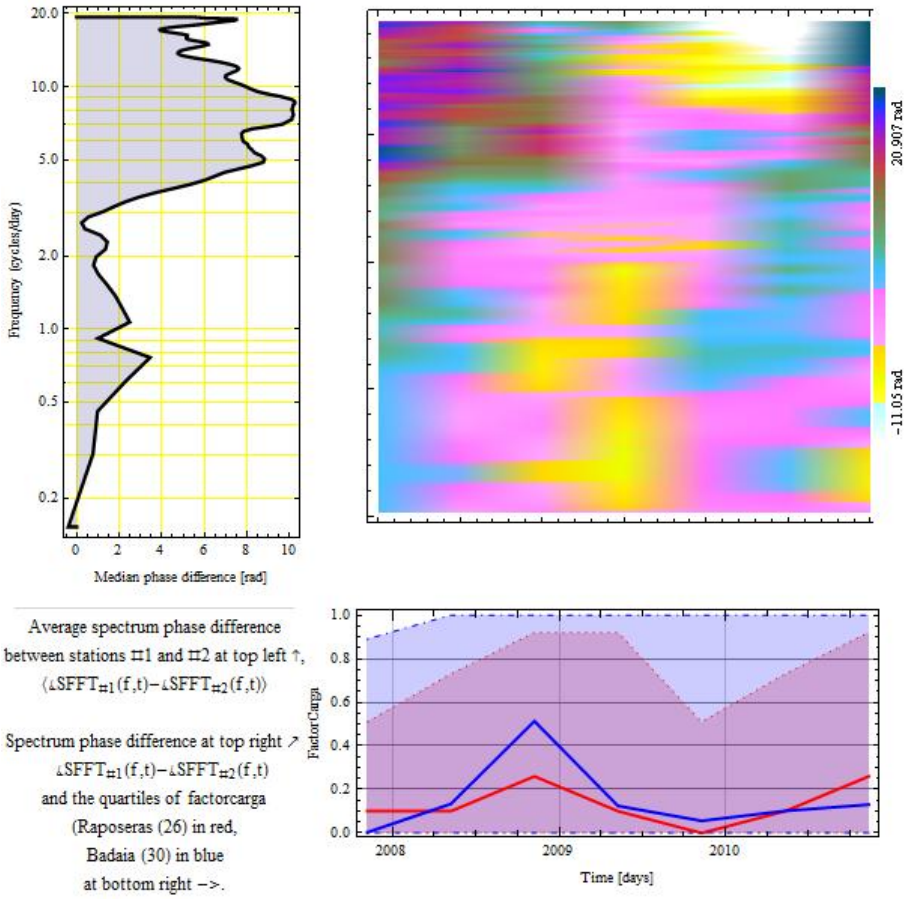


Imagen 4.62 "Coherence Phase de Raposeras y Badaia para 30 días tomando como día final el 16/09/2010."

4.- Comparación entre Alijar y Sierra de Aguas

4.1.- Alijar

4.1.1.- Viento

- ***Histograma.***

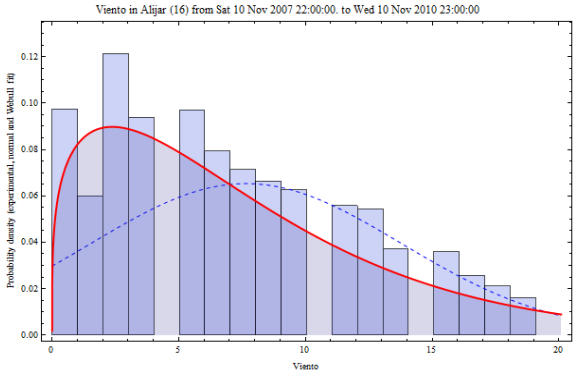


Imagen 4.63 "Histograma del viento (m/s) en Alijar entre 10/11/2007-10/11/2010."

- ***Matriz de transición.***

Para Alijar tenemos una matriz de transición tras 0.5 horas bastante clara. Tenemos una gran probabilidad que los vientos permanezcan constantes y esta gran probabilidad que muy definida por un el gran número de transiciones observadas.

Para vientos bajos y altos dicha probabilidad tiene un gran rango de vientos ya que el intervalo de vientos en donde se ha observado un gran número de transiciones es bastante amplio.

Si ponemos de ejemplo un viento de 10 m/s, tenemos la siguiente situación. Fuera del intervalo entre 6 y 14 m/s no se han observado ninguna transición y dentro de este intervalo, en donde se han observado el mayor número de transiciones se encuentra entre 10-11 m/s. A medida que nos alejamos de este intervalo, es decir, tenemos velocidades de viento de transición mayores o menores, el número de transiciones observadas va disminuyendo.

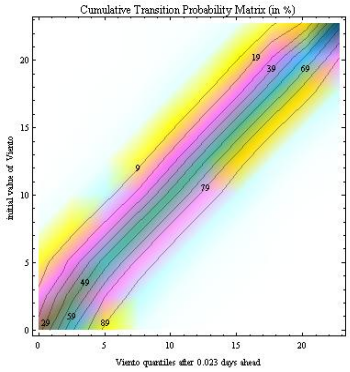


Imagen 4.64 "Matriz de Transición del viento (m/s) en Alijar entre 10/11/2007-10/11/2010 correspondiente a 0.5 horas."

- ***Espectro del viento.***

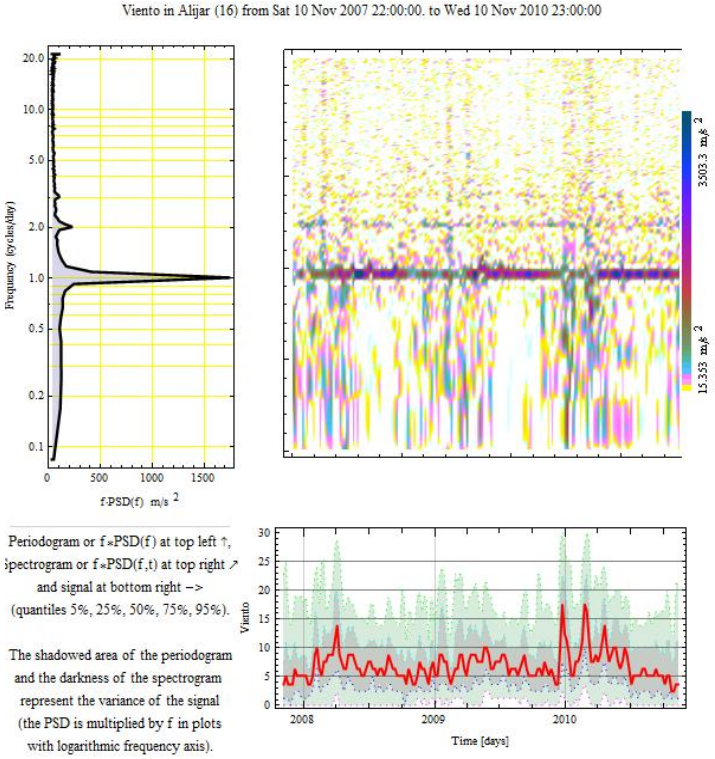


Imagen 4.65 "Espectrograma viento (m/s) para Alijar entre 10/11/2007-10/11/2010."

Analizando el espectro de viento, Imagen 4.64, vemos en el periodograma tres picos claramente definidos, aunque el de frecuencia 3 ciclos/día tiene una intensidad bastante pequeña. Esto hace indicar que los efectos orográficos en esta zona son de poca intensidad frente a los producidos por la brisa de mar y la diferencia entre el día y la noche. Se ve muy bien la poca influencia que tiene en el espectrograma.

El parque se no se encuentra en la costa pero aún así se ven efectos de la brisa de mar con una frecuencia 2 ciclos/día.

4.1.2.- Generación

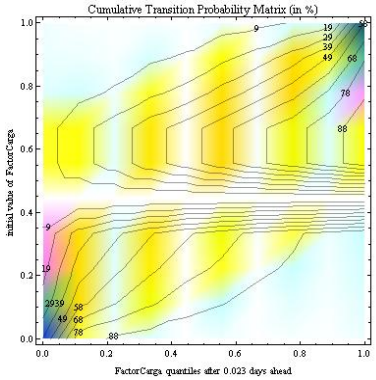


Imagen 4.66 "Matriz de Transición de la potencia normalizada en Alijar entre 10/11/2007-10/11/2010 correspondiente a 0.5 horas."

En la matriz de transición de la potencia para Alijar, Imagen 4.66, tenemos algo bastante extraño. Tenemos una asíntota entorno 0.45. Esta asíntota parece indicar que esta potencia no se puede alcanzar nunca quedando la matriz de transición dividida en 2 matrices, una superior y otra inferior. Nunca se tiene potencias de 0.45.

Fijándonos en las matrices de transición formadas, podemos ver que son inversas, es decir, imágenes de espejo. Tenemos grandes probabilidades de transiciones de potencias pequeñas a pequeñas y de potencias grandes a grandes.

Estas transiciones hacen que sean muy complicada su predictibilidad. El ancho del rango de velocidades iniciales que dan una velocidad final a la misma probabilidad es más o menos constante, quitando el 0.45. Dicha velocidad final va por bloques.

Para el espectro de potencias, Imagen 4.67, podemos ver que es prácticamente el mismo que para la velocidad del viento, salvo que definitivamente el efecto de la orografía se ha perdido. Es prácticamente es inapreciable tanto en el periodograma como en el espectrograma. Provocan rachas de vientos de velocidades pequeñas por lo que no son apreciadas por la turbina.

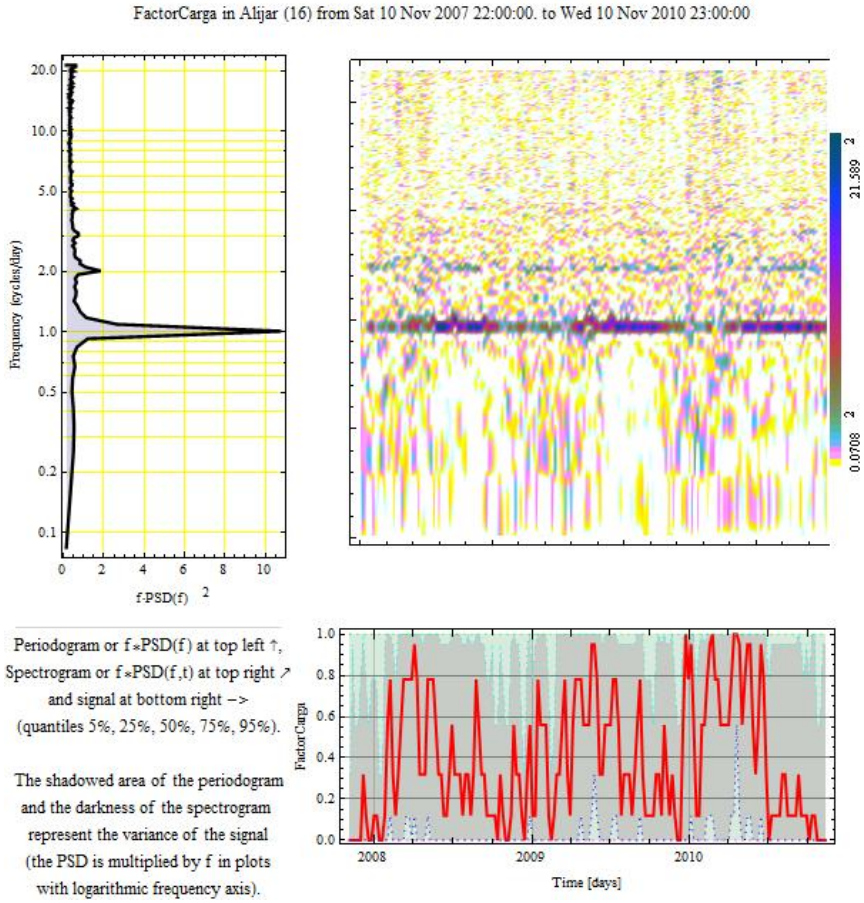


Imagen 4.67 "Espectrograma de la potencia normalizada para Alijar entre 10/11/2007-10/11/2010."

4.2.- Sierra de Aguas

4.2.1.- Viento

- ***Histograma.***

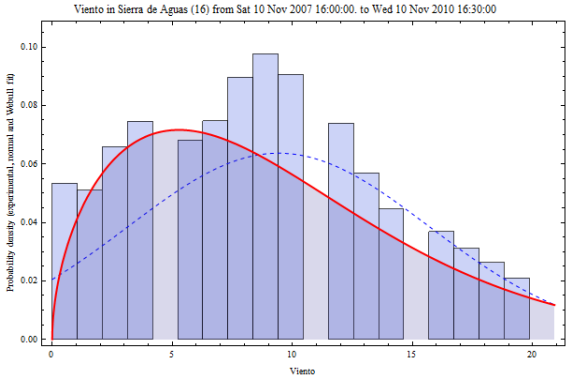


Imagen 4.68 "Histograma del viento (m/s) en Sierra de Aguas entre 10/11/2007-10/11/2010."

- ***Matriz de transición.***

Para Sierra de Aguas tenemos una matriz de transición, Imagen 4.69, claramente definidas, teniendo colores muy oscuros entorno a transiciones constantes tras 0.5 horas. Sea cual sea el viento inicial, tras 0.5 horas, se van observando un mayor número de transiciones tras 0.5 horas a medida que nos acercamos al mismo valor de la velocidad inicial del viento.

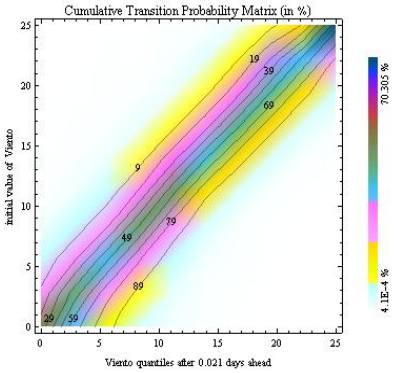


Imagen 4.69 "Matriz de Transición del viento (m/s) en Sierra de Aguas entre 10/11/2007-10/11/2010 correspondiente a 0.5 horas."

Si tenemos un viento de 10 m/s tenemos un gran número de transiciones observadas, y en consecuencia una mayor probabilidad de transición, con un intervalo de velocidades finales de 10-11 m/s. Para dicha velocidad, el intervalo en el que podemos decir que se encuentran todas las transiciones es 7-15 m/s. Es un intervalo amplio, pero en el queda claramente definido aquellas velocidades más probables. Las líneas cuantiles se van acercando a medida que nos acercamos a la de 49 y a una velocidad de transición de 10 m/s.

- ***Espectro del viento.***

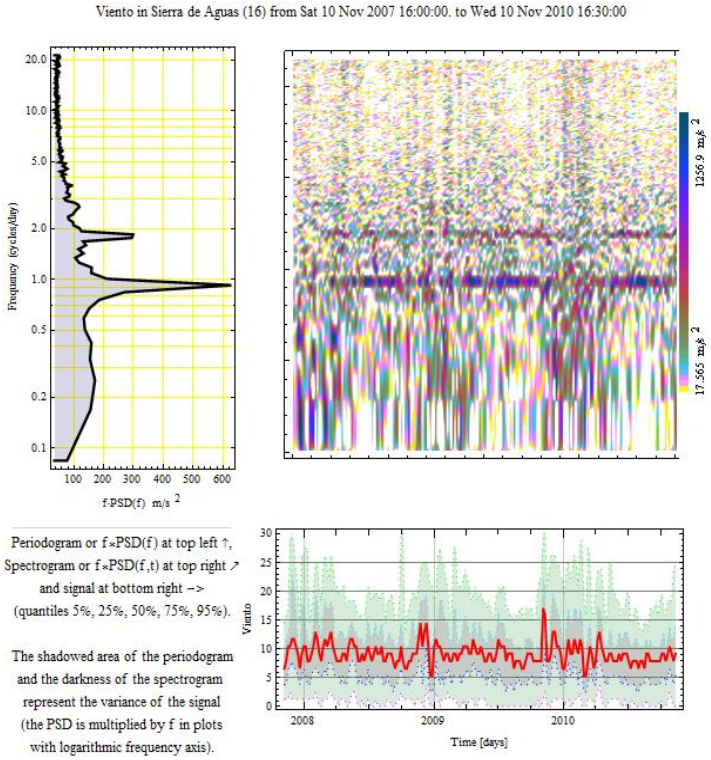


Imagen 4.70 "Espectrograma viento (m/s) para Sierra de Aguas entre 10/11/2007-10/11/2010."

Si nos fijamos en el espectro del viento para Sierra de Aguas, Imagen 4.70, vemos claramente tres picos definidos en el periodograma. El pico correspondiente a una frecuencia diaria es normal y es consecuencia de las variaciones de temperatura entre el día y la noche.

Para una frecuencia 2 ciclos/día tenemos también un pico claramente definido. Este pico es bastante alto debido a que la estación meteorológica que hemos cogido está bastante cerca del mar y claramente se ve influenciada por dicho efecto.

Los efectos orográficos debido a la cercanía del mar y las variaciones diarias, quedan claramente debilitados por los efectos mencionados anteriormente. Se observan de vez en cuando y por eso aparece el pico en el periodograma, pero en el espectrograma vemos que son de baja intensidad.

4.2.2.- Generación

La matriz de transición para Sierra de Aguas de la potencia normalizada, Imagen 4.71, es buena y nos ayuda a predecir una potencia futura, tras 0.5 horas.

Vemos que para potencias pequeñas o altas tenemos bastante probabilidad que siga siendo pequeñas o altas, mientras que el rango de potencias posibles es más amplio a medida que nos acercamos tanto superior como inferiormente a potencias medias.

Tenemos una densidad de probabilidad constante en un rango amplio de potencias, pero los cuantiles, nos dicen el número de transiciones vistas y así vemos cual es más probable.

Para una potencia de 0.4, tenemos que es bastante probables que la potencia tras 0.5 horas sea de 0.6, más o menos.

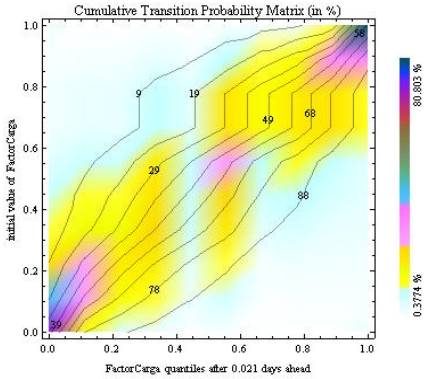


Imagen 4.71 "Matriz de Transición de la potencia normalizada en Sierra de Aguas entre 10/11/2007-10/11/2010 correspondiente a 0.5 horas."

Con respecto al espectrograma, Imagen 4.72, vemos que, según el periodograma, tenemos picos entorno a 2 ciclos/día y 1 ciclos/día. También hay picos, o ruido, que no se reflejan con mucha intensidad en el espectrograma.

Los puntos de frecuencia 2 ciclos/día y 1 ciclos/día son de gran intensidad y se ven muy bien en el espectrograma. Comparándolo con el espectrograma del viento, Imagen 4.70, vemos que se corresponde bastante bien. Vemos claramente la influencia del efecto del día y la noche y del mar reflejados en la producción.

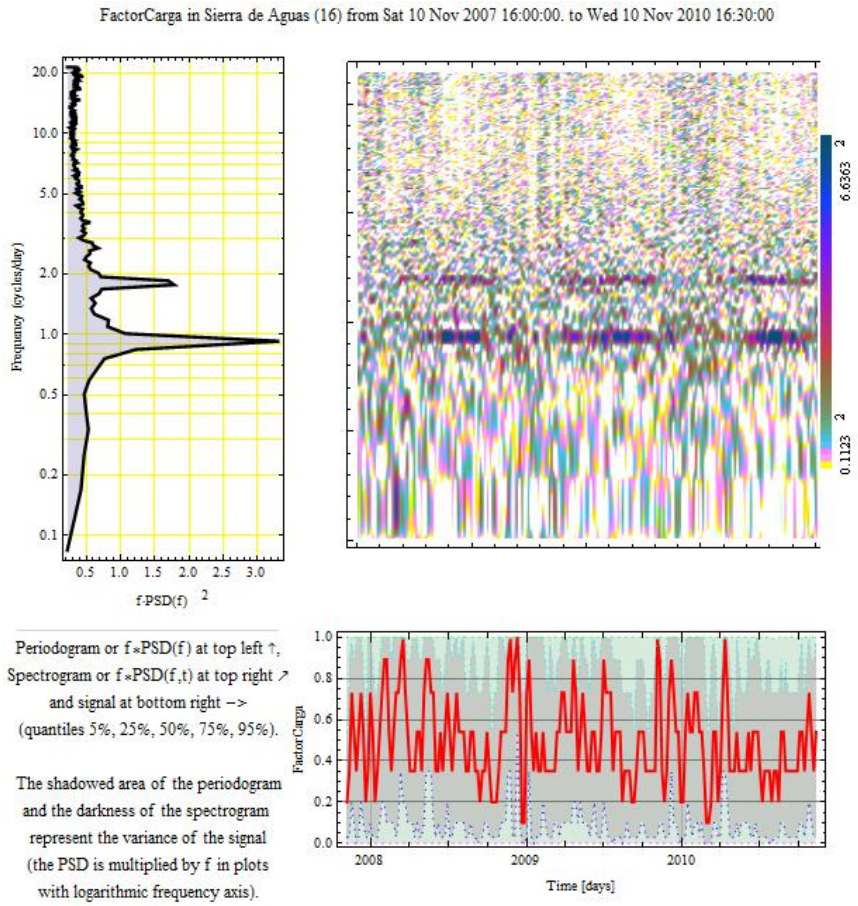


Imagen 4.72 "Espectrograma de la potencia normalizada para Sierra de Aguas entre 10/11/2007-10/11/2010."

4.3.- Comparación de la producción entre Alijar y Sierra de Aguas.[1]

A la hora de comparar la producción, compararemos el factor de carga, potencia generada divido entre la potencia nominal del aerogenerador, de ambas turbinas mediante el análisis de coherencia, Coherence Analisys, que se puede hacer con el programa leerficheros.

Dicho análisis de coherencia se ha establecido para el 16 de Septiembre del 2010 y 30 días posteriores a esa fecha. Las graficas obtenidas en este análisis de coherencia corresponden a las imágenes entre la Imagen 4.73 y la Imagen 4.75.

Según la Imagen 4.73, podemos ver que las potencias obtenidas en Sierra de Aguas son superiores a las de Alijar en la mayoría del tiempo de estudio. Las oscilaciones por debajo de la unidad o con colores claros indican que las oscilaciones tienen mayor magnitud en Alijar, mientras que las oscilaciones por encima de 1 o colores oscuros indican que las oscilaciones han sido más acusadas en Sierra de Aguas. Se puede observar que las oscilaciones muestran alternancias en sentido horizontal entre zonas claras y oscuras, indicando que el ratio entre la magnitud de las oscilaciones es relativamente variable.

En la Imagen 4.74 se puede ver zonas oscuras, que indican que se ha observado en ambas estaciones fluctuaciones significativas en el instante y frecuencia correspondiente. Las zonas blancas indican que no se han observado fluctuaciones significativas en, al menos, uno de los dos campos. En esa imagen podemos ver que frecuencias inferiores a 2 ciclos/día,

[1] La escala temporal tomada por el programa para la evolución del factor de carga con el tiempo de estudio, no corresponde al periodo elegido. Esto es debido a que el programa todavía está en desarrollo y tiene algún error.

tienen poca coherencia, mientras que las que son superiores tienen una mayor coherencia. No obstante hay que decir que nunca se alcanza una coherencia superior al 0.5.

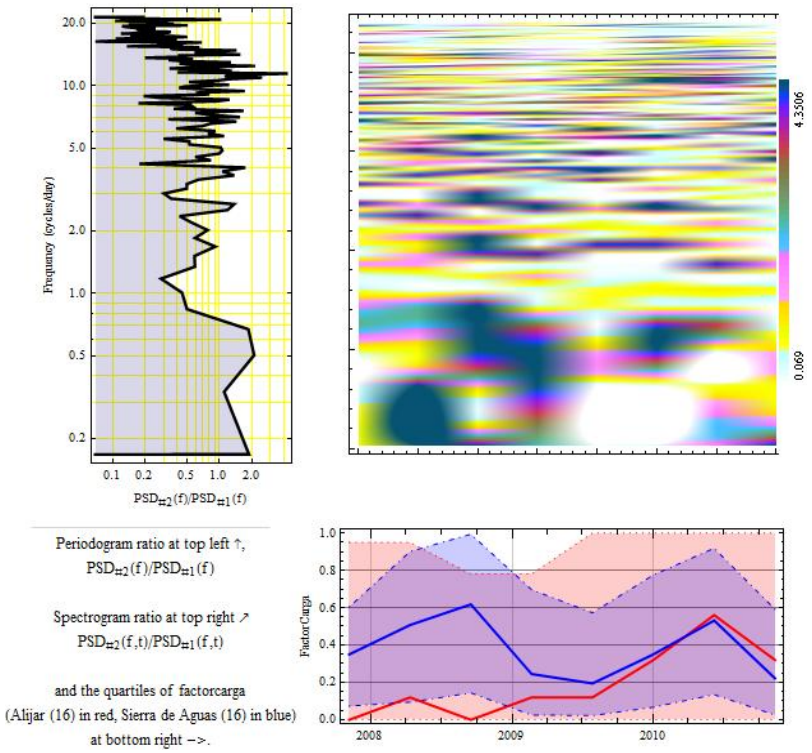


Imagen 4.73 "Spectrogram Module Ratio de Alijar y Sierra de Aguas para 30 días tomando como día final el 16/09/2010."

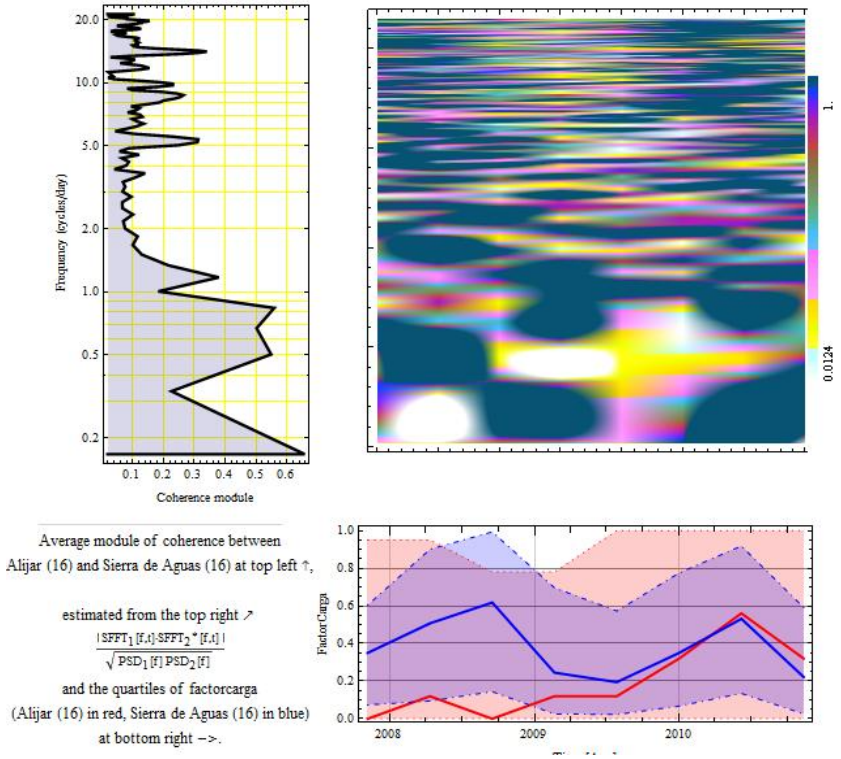


Imagen 4.74 "Coherence Module Alijar y Sierra de Aguas para 30 días tomando como día final el 16/09/2010."

En la Imagen 4.75, podemos ver que los retrasos son tanto positivos como negativos. Los retrasos positivos tan solo denotan que se ha observado la fluctuación primero en Alijar y luego en Sierra de Aguas y viceversa para los negativos. Así podemos decir que se han observado que aquellas fluctuaciones con periodos inferiores a 0.5 ciclos/día tienen un fase muy parecida. Para frecuencias superiores, se observa primero en Alijar.

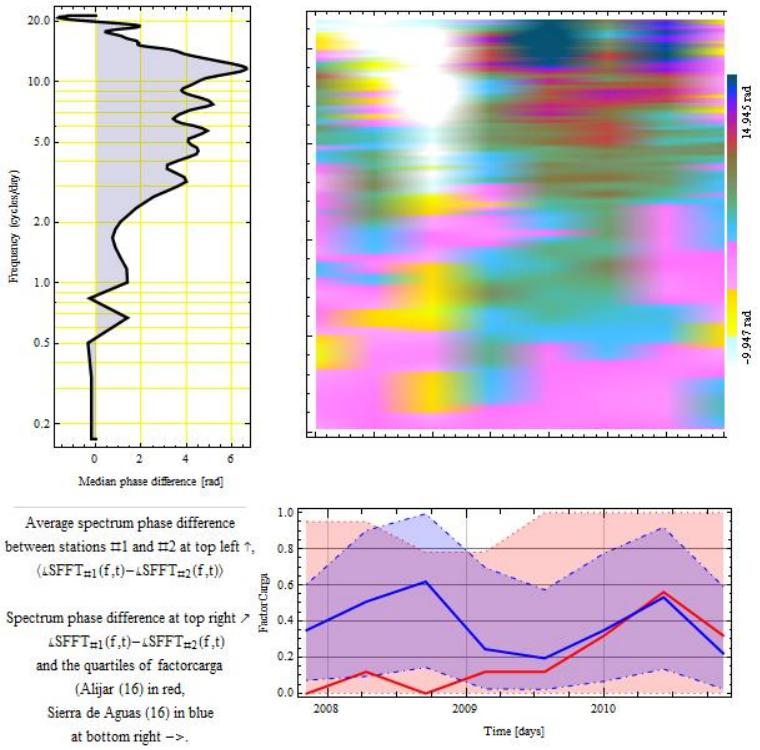


Imagen 4.75 "Coherence Phase de Alijar y Sierra de Aguas para 30 días tomando como día final el 16/09/2010."

CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES.

1.- Introducción.

Para campos de aerogeneradores próximos se ha notado que una serie de factores influyen notablemente en su producción y hacen que las Producciones no sean parecidas pero no semejantes. Tomaremos una serie de decisiones frente a las causas que hayan podido provocar dichas variaciones e intentaremos darles una explicación

2.- Montouto 2000 y Padrón.

Las estaciones de referencia para ambos campos están situadas en aeropuertos cercanos, siendo LEVX el aeropuerto de Vigo y LEST el de Santiago. Se ha extrapolado el viento hasta una altura, o lo que es lo mismo, de forma vertical. La extrapolación horizontal no se ha realizado por motivos de simplicidad. Si se quisiese extrapolar de forma horizontal al lugar exacto, habría que calcular un mapa eólico con las rugosidades y orografías del terreno.

No obstante podemos ver las características principales del terreno y ver como éstas quedan reflejadas en el viento.

Para Montouto 2000 la estación de referencia es la del aeropuerto de Vigo. En este emplazamiento podemos ver la gran influencia de la ría de Vigo sobre el emplazamiento dando un pico a frecuencia 2 ciclos/día, Imagen 4.5. Estando situados tan cerca de la costa, las rachas de viento normalmente vienen influidas principalmente por las brisas marinas, como se ha podido ver también en el análisis de rachas, Imagen 4.19. En cambio, si nos adentramos más hacia el interior, cosa que pasa con Padrón, empezamos a observar influencias en las rachas provenientes de la orografía. Galicia tiene una orografía compleja, es muy montañosa, y a demás también tiene una rugosidad variable, ciudades, prados abiertos o incluso bosques frondosos. La orografía compleja hace que haya variaciones en el viento, rachas, con periodos inferiores a los producidos el efecto brisa de mar. A esas rachas se las conoce como brisas de valle, Imagen 4.29.

Comparando los histogramas, Imagen 4.2 e Imagen 4.25, son bastante parecidos y no hay mucha diferencia entre ellos. La distribución de probabilidad de Weibull es muy parecida. Si nos finamos en la producción, Anexo VI. Datos salientes del Matlab., vemos que Montouto 2000 trabaja más horas anuales, hablando de horas equivalentes, que Padrón.

Si también comparamos las matrices de transición del viento, Imagen 4.4 e Imagen 4.23 vemos que aunque sean parecidas, el rango de predictibilidad es mayor en Montouto que en Padrón.

Con estos factores podemos decir que el viento es mucho más estable y predecible en Montouto que en Padrón, o lo que es lo mismo, el efecto de la orografía mete un factor de incertidumbre en el viento que hace que sea más variante e impredecible. Si nos fijamos en la producción, tenemos una producción más predecible, según la matriz de transición, en Montouto, Imagen 4.23, que en Padrón, Imagen 4.46.

En Galicia, en particular entre Montouto y Padrón, el efecto de la orografía es muy alto, haciendo que campos próximos tengan una diferencia de producción de unas 600 horas equivalentes anuales y haciendo que esta sea mucho más variable e impredecible.

Hay que resaltar que no se cuestiona la turbina utilizada, por lo que desde un principio se ha de suponer que las turbinas elegidas en cada caso son las de mayor producción o generación, cosa que no siempre es así al introducirse factores externos a la potencia generada, como el coste de instalación o turbinas disponibles en el momento de construcción del parque.

A demás, también podemos decir que, en conjunto, es más predecible el viento que la potencia, ya que una poca variación en el viento provoca grandes variaciones en la potencia generada. La evolución de las matrices de transición para la potencia tienden más rápido que las del viento a la una predictibilidad más compleja.

3.- Otros Campos.

Con respecto a los demás campos, la situación es más complicada. Si nos fijamos y comparamos Raposeras con Badaia, vemos que Badaia, a pesar de tener un espectro y una matriz de transición del viento mucho más sencillas y claras, Imagen 4.57 y Imagen 4.56 respectivamente, la producción, Imagen 4.54 y Imagen 4.53, es mucho más compleja y difícil de predecir que en Raposeras, pese a tener un espectro más limpio.

Raposeras tiene una distribución de viento más homogénea, Imagen 4.50, que Badaia, Imagen 4.55. Veo esto como la causa de que las Producciones sean más caótica en Badaia, al tener los bines de viento bajo bastante grandes, en donde la curva de potencia da valores muy distintos para diferencias de velocidades pequeñas. No obstante, pese a que la producción en Raposeras en más predecible, también es complicada su predictibilidad al tener una matriz de transición bastante amplia, Imagen 4.53.

Ambos campos están bajo los efectos producidos por las brisas de mar a pesar de estar alejados de la costa.

Si nos fijamos en Alijar y Sierra de aguas, ocurre algo parecido. Alijar tiene una distribución del viento, con máximos de probabilidades en bines de viento bajo, Imagen 4.63, mientras que Sierra de aguas los tiene en vientos medios, Imagen 4.68. Esto hace, al igual que para Raposeras y Badaia, que la producción para Alijar, Imagen 4.66, sea mucho más complicada de predecir que para Sierra de Aguas, Imagen 4.69.

Con todo esto y viendo los dos pares de campos, podemos decir que se tiene una producción mucho más predecible y homogénea, cuando más se acerque al histograma a la normal, aunque el viento sea más predecible en el caso contrario.

BIBLIOGRAFÍA

Morán Samaniego, Francisco, *Apuntes de Termodinámica de la atmosfera*. Servivio Meteorológico Nacional, 1944.

Mur Amada, Joaquín, *Wind Energy Variability*. Tesis Doctoral.

James R. Holton, *An introduction to Dynamic Meteorology*. Elservier, 2004.

Dennis L. Hartmann, *Global Physical Climatology*. Academic Press, 1994.

Tony Burton, David Sharpe, Nick Jenkins y Ervin Bossanyi, *Wind Energy Handbook*. Wiley, 2001.

ANEXO I. CÓDIGO DEL PROGRAMA DE MATLAB[1]

```
% PROGRAMA PARA EL TRATAMIENTOI DE LOS DATOS DEL VIENTO.

% Este programa se divide en tres partes. Una referente a la
introducción de
% datos, otra referente a la extrapolación de dichos datos y por
último una
% referente al calculo anual de producciones.

clear;
clc;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%En esta primera parte introduciremos los datos referentes al
emplazamiento y al aerogenerador
nombre = input('Nombre de la estación o emplazamiento: ', 's');
terminomunicipal = input('Término municipal: ','s');
%Introducir el nombre del Parque
parqueeolico = input('Parque eólico: ','s');
nombre1 = strcat(nombre, '.txt');
%Nombre del archivo de datos de origen
archivo = input('Archivo: ', 's');
fid = fopen(archivo, 'r');
clc;
%Introducimos los parámetros del aerogenerador
disp('Introduce los parámetros del Aerogenerador');
pnom = input('Potencia nominal (kW): ');
clc;
disp('Introduce los parámetros de la curva de potencia del
aerogenerador: ');
%La curva del aerogenerador se introduce de forma vectorial.
curva1 = input('Introduce las potencias (kW) de la forma [a,b]: ');
curva2 = input('Introduce los Vientos (m/s) de la forma [a,b]: ');
%Calculamos la curva de potencia con los puntos dados
pp = interp1(curva2,curva1,'cubic','pp');
xi = 0:.01:30;
yi = ppval(pp,xi);
%Representamos dicha curva de potencia
title('Curva de Potencia del Aerogenerador.')
xlabel('Viento (m/s)');
ylabel('Potencia (kW)');
plot(curva2,curva1,'ko'), hold on, plot(xi,yi,'r:'), hold off
clc;
naero = input('Número de aerogeneradores: ');
clc;
hh = input('Altura del buje (si no lo supiese, ponga 10)(m): ');
h = input('Altura de la estación (si no lo supiese, ponga 10 que es la
estándar)(m): ');

if h == 0
    h=10;
end;
```

[1] Si se copia y pega en Matlab este código puede no funcionar en leerficheros al alterarse los tabulados de separación de datos.

```
if hh == 0
    hh = 10;
end;

disp('Escalamos hasta la altura del buje.');
perfil = input('Perfil del viento: ');
A = fscanf(fid, '%g %e',[2 inf]);
%Cerramos el archivo origen
fclose(fid);
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%En esta segunda parte, creamos un archivo con los datos y generación
del
%del viento según el archivo de origen.
A=A';
s=size(A);
%pasamos de km/h a m/s
A(:,2)=A(:,2)./(3.6);
%Inicializamos P que es al matriz con los resultados
P=zeros(s(1,1),4);

%Escalamos hasta que el viento tenga una media comprendida entre 6-8
m/s.
P2 = A(:,2);

P2 = P2.*((hh/h)^perfil);

media = sum(P2./s(1,1));

ha = hh;
hb = hh;

if (media < 6)
    while (media >8 || media < 6)
        if (media > 8)
            ha=hh;
            hb = hh-1
            hh = hb;
        end;
        if media < 6
            hb=hh;
            ha= hh+5
            hh = ha;
        end;
        P2 = P2.*((ha/hb)^perfil)
        media = sum(P2./s(1,1));
    end;
end;

%Creamos la matriz de resultados P
for i = 1:s(1,1)
    %Datos de tiempo
    P(i,1) = A(i,1);
    %Datos de viento extrapolado. h altura de la estación y hh altura
final.
    P(i,2) = A(i,2)*((hh/h)^perfil);
    %Calculamos la potencia generada según la curva de potencia
    %introducida.
    P(i,3) = ppval(pp,P(i,2));
    %Calculamos el factor de carga (Potencia generada/Potencia
nominal).
```

```
    P(i,4) = P(i,3)/pnom;
end;
%Escribimos el primer fichero de salida
fid = fopen(nombre1, 'wt');
fprintf(fid, 'Prefijo de los ficheros:  %s\n',nombre1);
fprintf(fid, 'Desfase hora en datos:    1/1/10\n');
fprintf(fid, 'Potencia: %g MW\n',(naero*pnom)/1000);
fprintf(fid, 'Término municipal:    %s\n',terminomunicipal);
fprintf(fid, 'Parque eólico:    %s\n',parqueeolico);
fprintf(fid, 'Aerogenerador N°: %g\n',naero);
fprintf(fid, '\nLista de canales adquiridos:\n');
fprintf(fid, 'FECHA V(m/s)  Potencia(kW)
Produccion(por_unidad)\n');
fprintf(fid, '\n\nFECHA Viento  Potencia    FactorCarga');
fprintf(fid,'\n%10.0f   %2.2f   %2.2f   %2.2f', P');
fclose(fid);
disp('Archivo general guardado. Pulse cualquier tecla para
continuar.');
pause
clc;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%En esta tercera parte calculamos la energía generada en cada año
según el
%fichero de entrada.
%Quitamos los decimales para calcular los bines.
C=floor(P(:,2));
%Inicializamos variables
count = 1;
count2 = count;
%Mientras siga habiendo datos que se ejecute.
while count < s(1,1)
    %Vemos el año de inicio del cáculo anual
    anoreferencia = datestr((A(count,1)/(60*60*24))+693962, 10);
    %Vemos si es visiento o no
    if datestr((A(count,1)/(60*60*24))+693962, 7)  ==
datestr((A(count,1)/(60*60*24))+693962+365, 7)
       suma = 365;
    else
       suma = 366;
    end;
    %Calculamos la fila donde se acaba un año completo de datos
    while ((A(count2,1)/(60*60*24)) < ((A(count,1)/(60*60*24))+suma))
&& (count2 < s(1,1))
        count2 = count2+1;
    end;
    %inicializamos V que es la matriz de resultados.
    V=zeros(31,4);
    %calculamos el númoer de veces que aparece un dato V(x,2) y el
tiempo
    %total de aparición V(x,3).
    for i = count:count2
        if C(i,1)> 30
            V(31,2)=V(31,2)+1;
            if i<s(1,1)
                V(31,3)=V(31,3)+A(i+1,1)-A(i,1);
            end;
        else
            V(C(i,1)+1,2)=V(C(i,1)+1,2)+1;
            if i<s(1,1)
                V(C(i,1)+1,3)=V(C(i,1)+1,3)+A(i+1,1)-A(i,1);
            end;
```

```
        end;
    end;
    %Introducimos la primera columna, vientos.
    for i = 1:31
        if V(i,1)==0
            V(i,1)=i-1;
        end;
    end;
    %Pasamos de segundos a horas
    V(:,3)=V(:,3)/3600;
    %Calculamos producciones según la curva de potencia.
    for i = 1:31
        V(i,4) = ppval(pp,V(i,1))*V(i,3);
        if V(i,4) == 0
            V(i,5) =0;
        else
            V(i,5) = ppval(pp,V(i,1))/pnom;
        end;
    end;
    % Cuando le corresponde al viento 30m/s, es cuando es >= 30. A
partir
    %de 25 m/s la producción es 0 al pararse el aerogenerador. Se ha
    % elegido 30 como tope.
    nombre2 = strcat(nombre, anoreferencia, '.txt');
    fid = fopen(nombre2, 'wt');
    fprintf(fid, '  Fecha de
inicio:%c%c%c%c%c%c%c%c%c%c%c%c%c%c%c%c%c%c%c%c%c%c%c  Fecha de fin:
%c%c%c%c%c%c%c%c%c%c%c%c%c%c%c%c%c%c%c%c%c%c%c.\n',
datestr((A(count,1)/(60*60*24))+693962, 0),
datestr((A(count2,1)/(60*60*24))+693962, 0));
    fprintf(fid, '\n\n\n  Archivo de Origen: %s.\n', nombre1);
    fprintf(fid, '\n\n\n  Detalles del aerogenerador y datos
relevantes:  \n');
    fprintf(fid, '      - Altura estimada para que el campo sea
rentable: %g.\n',hh);
    fprintf(fid, '      - Perfil del viento: %g\n',perfil);
    fprintf(fid, '      - Número de medidas: %g\n', count2-count);
    fprintf(fid, '      - Viento medio (m/s): %g\n', media);
    fprintf(fid, '\n\n\n  Tabla de frecuencias y Potencias sacadas por
el aerogenerador.\n');
    fprintf(fid, '\n V(m/s)          FREC        TIEMPO(h)
Producción(kWh)  Producción\n');
    fprintf(fid, '%2g         %10.0f      %10.2f      %14.2f
%3.2f\n', V');
    fprintf(fid, '                   TOTAL ANUAL(kWh): %20.2f\n',
sum(V(:,4))');
    fprintf(fid, '    Nª AERO:%2.0f     TOTAL ANUAL(MWh): %20.2f\n',
naero, (naero*sum(V(:,4)))/1000);
    fprintf(fid, '              TOTAL HORAS: %10.2f\n', sum(V(:,3)));
    fprintf(fid, '               TOTAL DÍAS:   %5.0f\n',
(sum(V(:,3))/24));
    fprintf(fid, '       HORAS EQUIVALENTES:
%10.2f\n',sum(V(:,4))/pnom );
    fclose(fid);
   count = count2;
end;
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
clc;
clear;
disp('Los resultados se han guardado en el archivo txt con nombre de
la estación o del emplazamiento introducido al principio');
```

ANEXO II. MANUAL DE USUARIO DE VIENTO.

1.- Motivación y antecedentes del programa.

Mediante el programa Windfreedom, obtenemos datos meteorológicos de estaciones meteorológicas. Si queremos utilizar estos datos para un estudio de energía eólica, debemos tratarlos adecuadamente.

Estos datos procedentes del programa no son buenos para el estudio de un aerogenerador. Normalmente las estaciones meteorológicas públicas tienen una altura de 10 m y no están situadas en los emplazamientos más óptimos para su uso en energía eólica. Para ello se extrapola dicho viento hasta una altura en la que la media de la velocidad del viento esté entre 6 - 8 m/s, en donde un campo de aerogeneradores es viable.

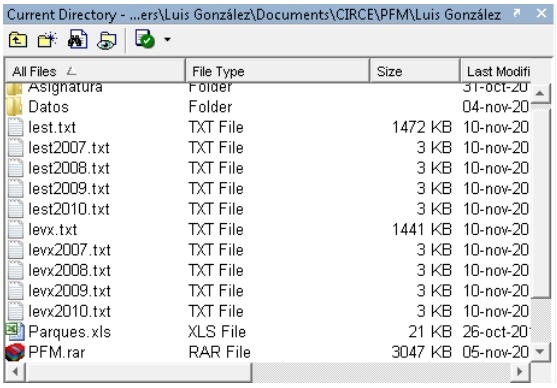
A parte de sacar un fichero con los datos de velocidad de viento extrapolados, saca también valores de la producción, según la curva de potencia del aerogenerador introducido.

Este programa ha sido desarrollado con la versión Matlab 7.1

4.- Comenzar a utilizarlo.

4.1.- Comienzo.

Recomendamos tener el "*Current Directory*" de Matlab en donde se tiene el programa y los ficheros necesarios para su funcionamiento. Esto ayudará a evitar poner las rutas de los archivos cuando se nos solicite.



Para ejecutar el programa seleccionamos el archivo "*vientos*" con el botón derecho del ratón y run.

4.2.- Datos de entrada.

Como fichero de entrada, necesitamos los datos de velocidad de viento sacados del Windfreedom. A partir de estos ficheros se basa todo el tratamiento de datos. Si este fichero no es correcto, todo el proceso saldrá erróneo.

Una vez ejecutado el programa se nos va a pedir una serie de datos del tipo de aerogenerador y datos del campo eólico, y los ficheros de entrada. No olvide meter la ruta completa a partir del "*Current Directory*"

```
Command Window
Nombre de la estación o emplazamiento: LEST
Término municipal: Padrón
Parque eólico: Padrón
Archivo: Datos/fichero2.txt
```

```
Command Window
Introduce los parámetros del Aerogenerador
Potencia nominal (kW): 750
```

```
Command Window
Introduce los parámetros de la curva de potencia del aerogenerador:
Introduce las potencias (kW) de la forma [a,b]: [0,0,0,0,27.9,65.2,123.1,203.
Introduce los Vientos (m/s) de la forma [a,b]: [0,1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,
```

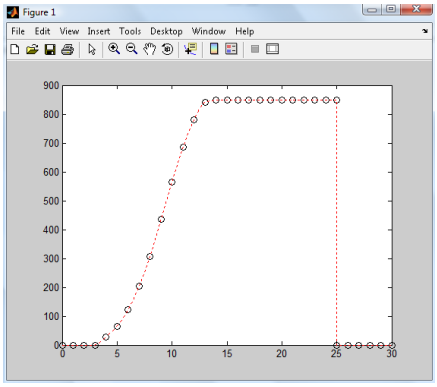
```
Command Window
Número de aerogeneradores: 2
```

```
Command Window
Altura del buje (si no lo supiese, ponga 0)(m): 74
Altura de la estación (si no lo supiese, ponga 10 que es la estandar)(m): 10
Escalamos hasta la altura del buje.
Perfil del viento: 0.5
Archivo general guaradado. Pulse cualquier tecla para continuar.
```

Si no se conoce la altura de buje o de la torre, ponga 10 para ambos. La altura normal de una estación meteorológica es de 10 m y el programa se encargará de extrapolar el viento a la altura de la turbina o, en su defecto, a una altura en la que la velocidad media del viento es 6-8 m/s. El perfil del viento debe ser un valor supuesto en función de donde esté situada la estación.

Hay que indicar que la curva de potencia se mete de forma vectorial, metiendo primero todos los valores relativos a la potencia y después los de la velocidad del viento ("[...]") siendo la coma el separador entre puntos diferentes y el punto la puntuación decimal.

Una vez introducido estos parámetros, aparece una representación gracia de los puntos introducidos anteriormente y de la función que corresponde.



Una vez introducidos todos los datos irán apareciendo mensajes. Sígalos y no tendrás ningún problema.

5.- Tratamiento de datos.

Según los datos de entrada, el fichero calcula producciones anuales, que corresponden a los ficheros con nombre de la estación o parque, seguido del año de inicio de dichas medidas anuales. También toma el fichero de entrada y calcula la potencia generada según la curva de potencia introducida y dicha potencia normalizada según la potencia nominal del aerogenerador que hemos introducido.

Los datos de viento no tienen que ser los útiles para montar un campo. Estos datos pueden provenir de estaciones meteorológicas diferentes, con diferentes obstáculos en medio y medidos a alturas diferentes. Para eso, antes de pasar a ningún cálculo de producciones, lo que se hace es extrapolar hasta a una altura en la que el viento medio esté entorno a 6-8 m/s en donde el campo de aerogeneradores es viable. Esta extrapolación se hace mediante un perfil que introducimos.

Esta extrapolación se hace suponiendo que estos datos están tomados a la altura de torre introducida y se extrapola hasta la altura de buje según el perfil. Si la media de la velocidad no está entre los 6-8 m/s se aumenta la altura de 5 en 5 m y se disminuye de 1 en 1 hasta que dicha media esté en el intervalo.

Una vez realizado dicho ajuste se calcula la potencia producida según la curva de potencia introducida y la energía generada suponiendo que, entre dos datos seguidos, el viento permanece constante.

5.1.- Variación de la velocidad del viento con la altura.

La velocidad del viento aumenta con la altura hasta alcanzar un máximo a una altura de cercana a los 1000 m sobre el suelo. Dicha variabilidad depende estrechamente de la estabilidad atmosférica. Si una masa de aire es desplazado verticalmente y esta tiende a volver a su posición original, tenemos una atmosfera neutra. En cambio si esta permanece en la nueva posición, la atmósfera es neutra. En el caso de que siguiese su movimiento vertical indefinidamente, tenemos una atmósfera inestable. A mayor inestabilidad, mayor mezcla vertical y gradientes de velocidad menores.

La variación de dicha velocidad con la altura la podemos expresar de forma matemática.

$$U(z) = (U^*/k)[\ln(z/z_0) + \psi_s(z/L_s)] \text{ con } z >> z_0$$

donde

z es la altura sobre el suelo.

U(z) es la velocidad del viento con la altura por encima del suelo.

U^* es la velocidad de rozamiento relacionada con la tensión superficial.

k es la constante de Von Karman.

z_0 es la longitud de la rugosidad de la superficie.

Ψ_s es una función dependiente de la longitud de Monin-Obukhov (L_s).

Para facilitar los cálculos, consideramos una atmosfera neutra, quedando la ecuación de la forma:

$$U(z) = (U^*/k)\ln(z/z_0)$$

No obstante, como la velocidad de rozamiento es muy difícil de evaluar, aproximamos a:

$$U(z) = U(z_r)(z/z_r)^{\alpha}$$

Donde z_r es una altura de referencia y α es coeficiente de la ley potencial del viento. Dicho coeficiente depende de la orografía y los obstáculos. A mayor obstáculos, mayor perfil vertical.

Como ya hemos explicado antes, extrapolamos los datos a una altura superior utilizando la anterior y suponemos α.

6.- Datos de salida.

Los ficheros generados se encuentran en el "*Current Directory*" y hay dos tipos de fichero:

- Un fichero con el nombre de la estación o emplazamiento. En él se encuentran los datos de viento extrapolados a la altura calculada junto con la potencia generada y normalizada. Este fichero sería el fichero de entrada para el programa leerficheros

Prefijo de los ficheros: lelo.txt
Desfase hora en datos: 1/1/10
Potencia: 39 MW
Término municipal: Pradejón y Calahorra
Parque eólico: Raposeras
Aerogenerador Nº: 26

Lista de canales adquiridos:
FECHA V(m/s) Potencia(kW) Produccion(por_unidad)

FECHA	Viento	Potencia	FactorCarga
3403357200	11.60	1500.00	1.00
3403359000	7.35	765.67	0.51
3403360800	5.94	389.56	0.26
3403362600	2.83	0.00	0.00
3403364400	4.24	144.06	0.10
3403366200	4.24	144.06	0.10
3403368000	8.77	1095.52	0.73
3403371600	5.94	389.56	0.26
3403375200	5.94	389.56	0.26
3403378800	5.94	389.56	0.26
3403382400	10.18	1385.67	0.92
3403386000	10.18	1385.67	0.92
3403389600	11.60	1500.00	1.00
3403393200	10.18	1385.67	0.92
3403396800	5.94	389.56	0.26
3403400400	4.24	144.06	0.10
3403402200	4.24	144.06	0.10
3403404000	7.35	765.67	0.51
3403405800	2.83	0.00	0.00
3403407600	2.83	0.00	0.00
3403409400	4.24	144.06	0.10

- Otros ficheros con diferentes valores de energía producida y frecuencia de viento.

Fecha de inicio:07-Nov-2007 00:00:00 Fecha de fin: 07-Nov-2008 00:00:00.

Archivo de Origen: lejr.txt.

Detalles del aerogenerador y datos relevantes:
- Altura estimada para que el campo sea rentable: 60.
- Perfil del viento: 0.5
- Número de medidas: 15226
- Viento medio (m/s): 7.7796

Tabla de frecuencias y Potencias sacadas por el aerogenerador.

V(m/s)	FREC	TIEMPO(h)	Produccion(kWh)	Produccion
0	2002	1227.67	0.00	0.00
1	711	414.87	0.00	0.00
2	1620	1030.58	0.00	0.00
3	1406	853.08	0.00	0.00
4	0	0.00	0.00	0.00
5	1441	872.63	132840.34	0.10
6	1240	712.97	271031.47	0.25
7	1075	607.20	401583.09	0.44
8	951	524.72	501048.14	0.64
9	0	0.00	0.00	0.00
10	877	469.93	664874.26	0.94
11	796	421.85	632449.23	1.00
12	744	391.43	587150.00	1.00
13	489	264.92	397375.00	1.00
14	0	0.00	0.00	0.00
15	476	252.73	379100.00	1.00
16	360	193.60	290400.00	1.00
17	251	146.37	219550.00	1.00
18	176	90.82	136225.00	1.00
19	0	0.00	0.00	0.00
20	170	91.58	137375.00	1.00
21	112	57.50	86250.00	1.00
22	87	45.00	67500.00	1.00
23	0	0.00	0.00	0.00
24	73	35.97	53950.00	1.00
25	47	24.32	0.00	0.00
26	30	13.18	0.00	0.00
27	19	8.20	0.00	0.00
28	28	12.88	0.00	0.00
29	0	0.00	0.00	0.00
30	46	21.00	0.00	0.00
		TOTAL ANUAL(kWh):	4958701.54	
Nª AERO:16		TOTAL ANUAL(MWh):	79339.22	
		TOTAL HORAS: 8785.00		
		TOTAL DÍAS: 366		

ANEXO III. MANUAL DE USUARIO DE LEERFICHEROS.

1.- Motivación y antecedentes del programa.

Para hacer una buena predicción, es necesario conocer la variabilidad de la señal a predecir y los factores que le influyen. Además, la variabilidad del viento (y de la generación eólica en general) se puede entender como el error que se comete cuando se aplica el modelo de persistencia. La persistencia es el modelo más sencillo de predicción que existe y consiste en considerar que el viento no cambia a lo largo del tiempo.

La metodología que propongo utilizar con este programa es ir experimentando a través del análisis interactivo de series de datos. De esta forma se desvía el énfasis del formalismo matemático (definiciones de transformadas, modelos estocásticos, etc.) hacia el comportamiento del sistema (visualización de gráficas, caracterización cualitativa del comportamiento del viento, análisis de los factores físicos que influyen, etc.).

De hecho, he intentado que este programa compagine el análisis en el dominio de la frecuencia (un sistema estocástico normal se encuentra definido por su densidad espectral de varianza y su representación canónica es su transformada de Fourier) y del tiempo (que nos proporciona una visión más cercana y que es imprescindible para el control de la máquina y del sistema eléctrico, generar predicciones, etc.).

Mi intención es centrarme en la visualización de gráficas interactivas, donde los alumnos pueden introducir datos de las estaciones meteorológicas y luego el programa se encarga de generar las gráficas.

También se puede ver la comparación de las variaciones de dos series de datos meteorológicos en el dominio de la frecuencia (coherencia de las dos señales).

1.1.- Caracterización de la variabilidad en el dominio frecuencial.

En un proceso estocástico, el valor observado en un instante depende del observado en instantes cercanos. Por ejemplo, el viento que hará dentro de una hora depende del que hace ahora. Las series temporales se pueden utilizar modelos autoregresivos integrales de media móvil (ARIMA) u otros análisis temporales cuando se está interesado en la evolución futura de la variable a partir de los valores pasados.

No obstante, existen situaciones en las que un análisis frecuencial es ventajoso respecto al análisis clásico de series en el dominio del tiempo. Por ejemplo, permite extraer mayor información sobre el comportamiento cíclico de las señales. Además está relacionado con las excepcionales propiedades teóricas de los procesos estocásticos normales. Por ejemplo, cada punto del espectro (o línea espectral) de un proceso normal es independiente de los demás. Es decir, las propiedades de una señal aleatoria normal se caracterizan únicamente por la varianza que presenta en cada frecuencia. Dicha caracterización se denomina representación canónica de la señal, pues es la forma más compacta de representar sus características. En otras palabras, cada línea del espectro es una variable normal independiente estadísticamente del resto. Por tanto, una señal

aleatoria normal se puede obtener aplicando la transformada inversa de Fourier a un espectro aleatorio con la varianza correspondiente a la señal a esa frecuencia.

Dado que la evolución del tiempo viene condicionado por la suma de muchos factores, algunas variables meteorológicas pueden considerarse que siguen un comportamiento normal aproximadamente. Por ejemplo, la variabilidad del viento suele caracterizarse a través de la densidad espectral de su varianza ("Power Spectrum" en nomenclatura inglesa, aunque yo me resisto a hacer una traducción más literal para equívocos con la potencia eléctrica). Los espectros del viento de Kaimal, de Van der Hoven, de Karman, de Davenport, del Consorcio Noruego del Petróleo, etc. son densidades espectrales de la varianza del viento caracterizada a partir del viento medido por esos autores. La densidad espectral de la varianza es el módulo medio de la transformada de Fourier al cuadrado.

Una ventaja del análisis frecuencial es que permite estudiar más fácilmente el efecto de considerar variables meteorológicas en emplazamientos cercanos. La varianza de la suma de potencias de varios aerogeneradores o del viento equivalente de una región se puede estimar a partir de la coherencia espacial del viento. Por tanto, la varianza espectral de esas señales corresponde a la varianza del viento, amortiguada a altas frecuencias para tener en cuenta el efecto del promediado espacial correspondiente a la cancelación parcial entre turbinas de fluctuaciones rápidas.

Este comportamiento simplifica el estudio de la variación de la generación eólica en función del tamaño de la región considerado. Es decir, el viento equivalente de una región se puede considerar una versión filtrada del viento medido en un punto. Aunque no se puede conocer el valor concreto del viento equivalente de una región en un instante a partir de las medidas en una sola torre meteorológica, si se puede estimar su variabilidad a partir de una sola torre, de las dimensiones de la región y de la coherencia del viento en la región. Es más, si solo se dispone de una estación meteorológica de medida, la estimación de máxima probabilidad del viento equivalente regional es el viento medido en la torre, suavizado a través de un filtro estimado a partir de las dimensiones y de la coherencia.

Cuando consideramos la suma de potencias de varios aerogeneradores o el viento equivalente de una región, es necesario aplicar un filtro debido al promediado espacial del viento que se puede estimar en función de las dimensiones del área estudiada.

1.2.- Caracterización de la variabilidad en el dominio temporal.

Es muy conveniente caracterizar la evolución atmosférica a lo largo el tiempo porque el control de la energía eólica y del sistema eléctrico está íntimamente relacionado con la predicción meteorológica. Además, las condiciones climáticas varían a lo largo del tiempo y las variables atmosféricas sólo pueden considerarse procesos estacionarios normales mientras las características ambientales no varíen significativamente.

Por tanto, la representación frecuencial de estos procesos es una aproximación a la realidad que puede utilizarse para obtener las características del proceso y, posteriormente, obtener una representación temporal que pueda ser utilizada finalmente para la predicción y el control de la energía eólica a partir de los valores medidos en el pasado.

La variabilidad en el dominio del tiempo se puede abordar con la teoría clásica de series temporales y modelos autoregresivos integrales de media móvil (ARIMA). No obstante, estos métodos están íntimamente ligados a las características espectrales de la señal. Como el programa *Leerficheros* no está centrado en la predicción sino en el

análisis y caracterización, el ajuste de modelos ARIMA no está implementado actualmente.

Desde el punto de vista del control de redes eléctricas es muy importante conocer la probabilidad de cambios abruptos en la generación eólica (especialmente para la programación de la reserva rodante y la seguridad de funcionamiento del sistema eléctrico).

Por una parte, la probabilidad de estos eventos extremos (aumentos/disminuciones y picos/valles abruptos en señales atmosféricas) puede deducirse del contenido frecuencia de la señal si el comportamiento es normal o se puede aproximar por un proceso normal transformado.

Por otra parte, las variaciones en series temporales son detectadas en el programa *Leerficheros* utilizando Wavelets de tipo Morlet. Utilizando esta familia y su complementaria con un dominio bastante corto se pueden detectar ráfagas de viento tipo rampa y pico a distintas escalas temporales y presentarlas en dos escalogramas. Para acelerar el cálculo de la transformada wavelet continua se ha utilizado un filtrado recursivo de la señal mediante medias móviles iterativas y la diferenciación entre puntos no contiguos.

La generación eólica puede desviarse del comportamiento normal en situaciones excepcionales: condiciones atmosféricas extremas, perturbaciones en la red, etc. Como herramientas mixtas en el tiempo-frecuencia, *Leerficheros* muestra el espectrograma (transformada corta de Fourier) de las variables atmosféricas. El espectrograma es la representación de la evolución del espectro de la misma forma que las barras de un ecualizador de sonido (que representa el contenido frecuencial de la música) varían a lo largo de los pasajes de una obra musical. El espectrograma puede servir para comprobar cuánto se aproxima la señal real a un proceso normal y puede servir también para identificar aquellos periodos durante los cuales la señal presenta variaciones atípicas que son características de condiciones meteorológicas extremas o comportamientos singulares del sistema.

Cuando el comportamiento de la señal no es normal, se puede utilizar la teoría general de las ecuaciones diferenciales estocásticas para modelizar el comportamiento aleatorio del sistema. Dado que la turbulencia muestra un cierto comportamiento exponencial, se puede modelizar el sistema con el método aproximado de las cadenas de Markov. Este método es análogo a la aproximación de una ecuación en derivadas parciales con una secuencia de diferencias finitas. Las variables que afectan a la evolución atmosférica se discretizan en un número finito de estados. Posteriormente se estima las probabilidades de transición a partir de la frecuencia observada, obteniéndose una matriz de transición de estado para el caso de una sola variable de estado y un tensor para el caso de dos variables o más. Una vez estimada las probabilidades de transición del sistema discretizado, se puede utilizar la interpolación para aproximar mejor la dinámica del sistema continuo.

El programa *Leerficheros* discretiza el viento (u otras variables del fichero de entrada) y calcula las matrices de transición entre los distintos niveles. En esta aproximación tan simple se considera que la evolución del sistema sólo depende del último valor medido, mientras que en la realidad habría que considerar otras variables de estado adicionales ya que la evolución atmosférica depende de muchos factores. No obstante, la aproximación con una cadena de Markov simple es muy ilustrativa e introduce al usuario a modelos de mayor orden. Además, la densidad probabilidad de

transición para el caso simple se puede representar gráficamente y analizar de forma intuitiva sin necesidad de conocer la teoría markoviana[1].

2.- El Programa.

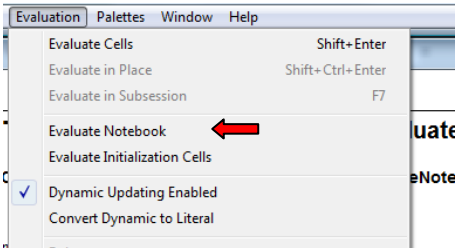
2.1.- Comienzo.

El programa *Leerficheros* carga los datos de de los ficheros y compara las variaciones de dos series de datos. Por conveniencia, se ha implementado como un cuaderno en el programa de cálculo Mathematica™. De esta forma, se simplifica la realización de algunos cálculos y la interacción con el usuario.

Para poder utilizar el programa interactivo es necesario tener instalado en el ordenador la versión de pago del programa Mathematica™.

2.2.- Apertura de los ficheros de cálculos.

Una vez ejecutado *Leerficheros* en versión de pago del programa Mathematica™, seleccionamos en el menú Evaluation, Evaluate Notebook.



A partir de este momento el programa pedirá los dos archivos a comprar y una serie de parámetros:

1.- *Lines in the header*: Hay que indicar el número de líneas antes de la línea del primer valor de la serie de datos.
2.- *Number of records*: Línea a la que empieza la lista de datos.
3.- *Start Date*: Hay que indicar la fecha de referencia. Siempre el valor 1/1/10.
4.- *Name of the Site*: Nombre del emplazamiento.
5.- *Unis*: Es para introducir las unidades de cada columna de datos. Se puede dejar así y luego modificarlas más adelante o modificarlo en este momento.
6.- *Number decimal separator*: Indicar el separador de decimales en los valores introducidos.
7.- *Columnas loaded from file*: Número de columnas que se desean cargar del fichero. Todas por defecto.

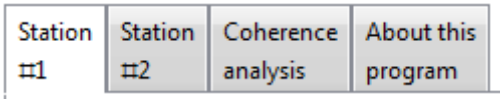
Al terminar con el primer fichero, comienza con el segundo igual y después muestra las cabeceras de los archivos. Si se ha utilizado el programa vientos, no hace falta modificar nada y tan solo hay que dar a todo ok. Las unidades se pueden cambiar luego.

[1] Los modelos de Markov permiten realizar un control óptimo de sistemas estocásticos utilizando procesos de decisión de Markov para obtener la programación dinámica óptima.

2.3.- Solapas del programa

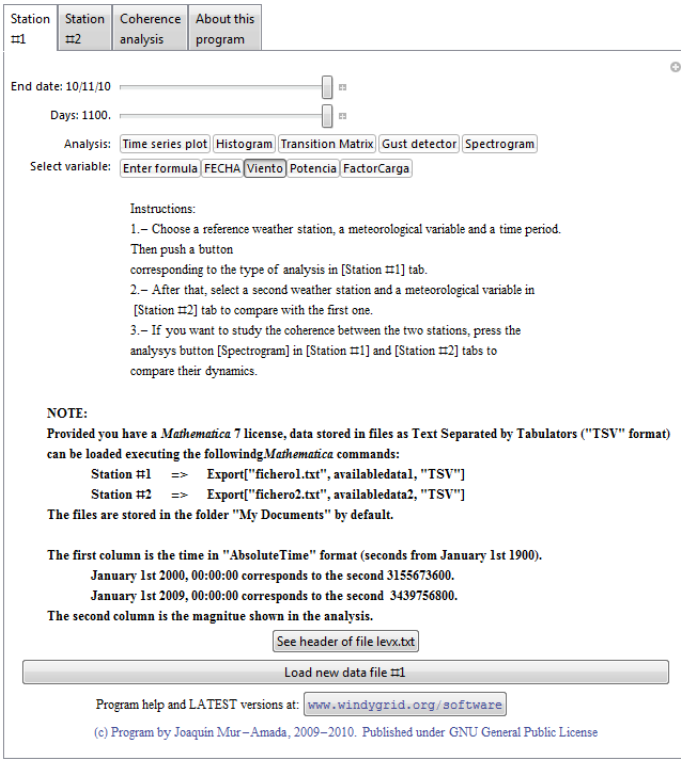
El programa se ha organizado por solapas para poder acceder a la información rápidamente. El funcionamiento de las solapas es análogo al comportamiento de las solapas de otros programas como navegadores, editores de textos, etc.

Cada solapa muestra una pantalla con información relacionada estrechamente. Las solapas actualmente disponibles son:



2.3.1.- Station #1.

En esta solapa se puede visualizar un análisis de los datos facilitados por las series de datos del primer archivo cargado. Con el control "Period center" se selecciona la fecha del centro del periodo que se va a estudiar. Si el control deslizante está a la izquierda, se utilizarán los primeros datos disponibles y si está a la derecha (opción por defecto), se utilizarán los últimos datos disponibles.



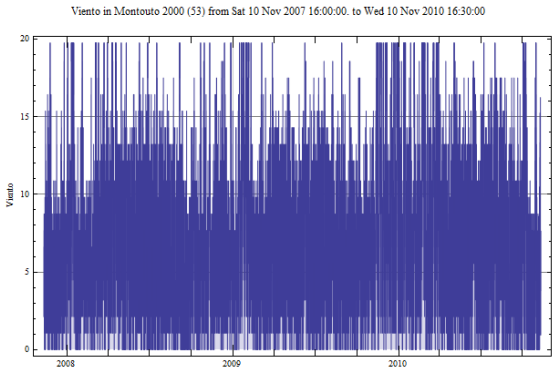
Con el control "Days" se selecciona la duración del periodo bajo estudio. Los periodos muy largos requieren más tiempo de análisis.

La variable a estudiar se selecciona en la lista "*Select a variable*" y dependen del número de columnas del archivo de entrada, que corresponden a diferentes variables.

Los tipos de análisis son:

- ***Evolución de la variable en el tiempo (Time series plot).***

El primer paso en un estudio de datos meteorológicos es visualizarlos para detectar posibles anomalías en la serie. Esto lo podemos realizar pulsando el botón "*Time series plot*".

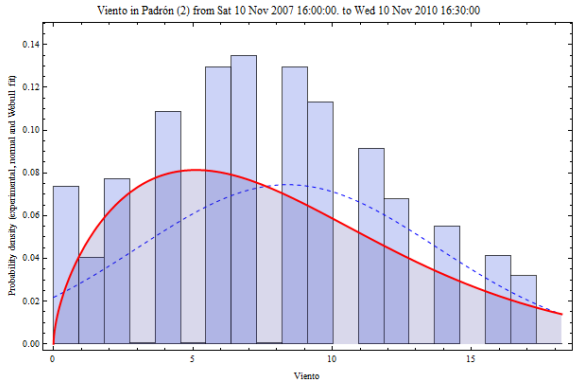


Por defecto, se muestran todos los datos disponibles. Las gráficas de más de una semana resultan poco informativas debido a las variaciones intradía.

- ***Histograma (Histogram).***

Para estudiar la variación estática del viento o el potencial eólico de un emplazamiento, se utiliza la frecuencia de ocurrencia del viento. En bastantes emplazamientos, la distribución estadística medida se puede aproximar a una distribución Weibull. El histograma también se puede realizar a otras variables meteorológicas, aunque en esos casos, la distribución normal puede ajustarse mejor a las observaciones.

En este caso se nos mostrará un histograma con la frecuencia de observación de la variable seleccionada, comparado con la distribución estadística normal y Weibull ajustada a partir de la media y varianza de los datos. Gráficamente están representadas por una línea discontinua para la distribución normal y continua para la de Weibull.



- ***Matriz de transición (Trasition Matrix).***

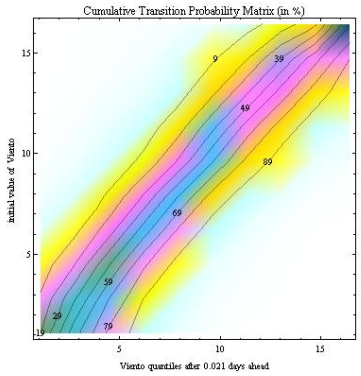
La matriz de transición representa la probabilidad de tener un viento después de un intervalo de tiempo, considerando únicamente la información del viento medido.

La escala vertical es el último valor medido y la escala horizontal valor que se podría obtener después de un intervalo de tiempo. Es decir, cada punto en la figura corresponde a un cambio desde un valor actual a otro valor posible un tiempo después

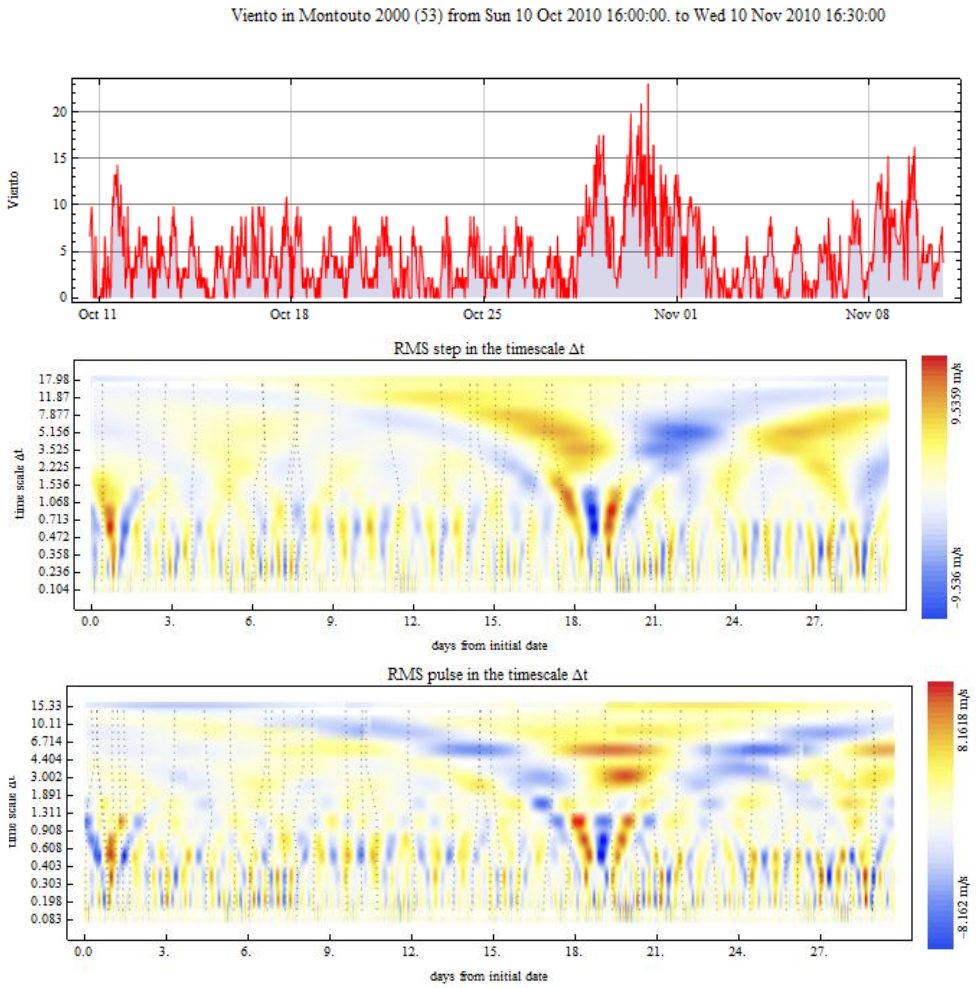
Por conveniencia, la densidad de probabilidad de cada cambio del valor se ha sombreado con colores. Por tanto, el sombreado es más oscuro en los cambios que se ha producido un mayor número de veces.

Sobreimpuesto al sombreado se representa la matriz de probabilidad acumulada mediante líneas que unen los cuantiles de probabilidad. Por ejemplo, entre las líneas 9% y 89% tenemos el 80% de las transiciones del valor observadas. La distancia entre las

líneas cuantiles en un corte horizontal correspondiente al valor actual, nos da la información del rango de valores que esperamos después de un intervalo de tiempo.



- ***Detector de rachas (Gust Detector).***



Con el programa leerfichero, podemos verla evolución temporal de una variable junto con un detector de duración y amplitud de dicho cambio (RSM Step) y el pulso de dicho cambio (RMS Step). La duración de dicho cambio o pulso corresponde con el eje vertical mientras que la amplitud del cambio o pulso se muestra en la tonalidad.

La señal se filtra con un determinado tiempo de respuesta correspondiente a la escala temporal vertical y se obtiene la diferencia de la variable entre puntos separados por el intervalo correspondiente a la escala temporal. De esta forma se obtiene el valor

de la variación del viento en una escala temporal sin que le afecte las oscilaciones más rápidas y más lentas.

Según la leyenda podemos ver las rampas de bajad y de subida de las rachas, siendo las zonas más rojas las rampas de subida y las azules las rampas de bajada. Cuanto más intenso sea el color, mayor es el salto en valor absoluto.

- ***Espectrograma (Spectrogram).***

Las fluctuaciones de una magnitud aleatoria estacionaria (cuyas propiedades no varían en el tiempo) se puede realizar calculando la densidad espectral de varianza o PSD (del inglés "*Power Spectral Density*"). La densidad espectral de varianza indica en qué frecuencias se reparte la varianza de la señal. Esto permite cuantificar que porción de la varianza de la magnitud se debe a las oscilaciones diurnas, semidiurnas y de unos cuantos días.

En la práctica, las propiedades del viento y de otras variables meteorológicas cambian en función de la situación atmosférica. Por ello, es conveniente dividir series largas de tiempo en porciones de unos pocos días y observar la distribución de la varianza en la frecuencia. Esto permite constatar si se producen patrones diferentes a lo largo del tiempo.

El espectrograma consiste en una representación del contenido frecuencial de la señal en función del tiempo. Se suele estimar aplicando la transformada de Fourier a pequeñas porciones de la serie temporal. Esto permite estudiar señales en el dominio del tiempo y de la frecuencia conjuntamente. Se emplea habitualmente en audio y en tratamiento de señales de frecuencia variable. Su uso para la energía eólica es novedoso.

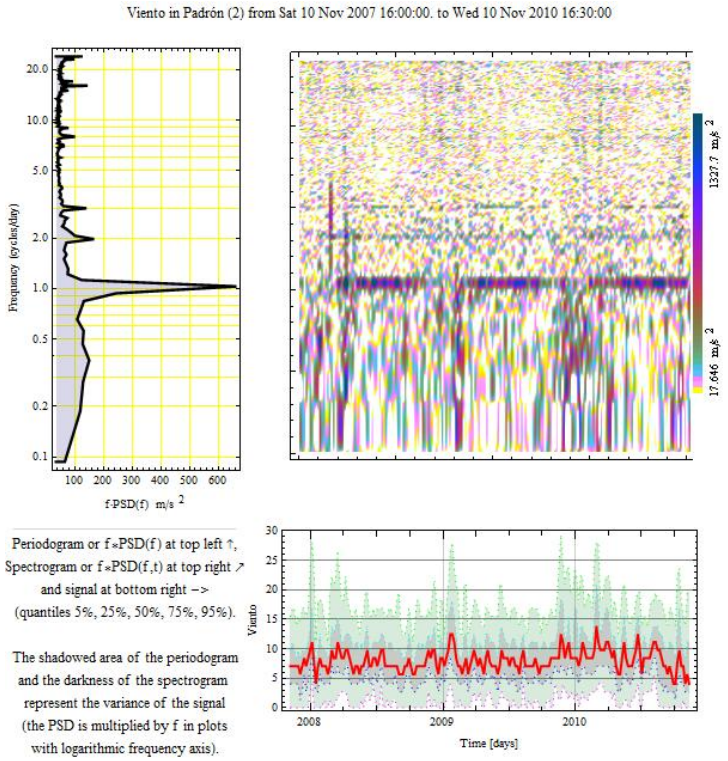
La disposición que se ha elegido para en esta aplicación consiste en:

- el periodograma en la esquina superior derecha;
- el recorrido intercuantil junto con la media y el cuantil 5% y 95% en la esquina inferior derecha;
- el espectrograma, propiamente dicho, en la esquina superior derecha.

El espectrograma muestra las oscilaciones que contiene una señal a lo largo del tiempo. El promedio del espectrograma, es decir, el promedio de las oscilaciones de la señal es el periodograma.

Se ha utilizado la escala logarítmica para la frecuencia porque se observan mejor las oscilaciones de baja frecuencia en las variables meteorológicas. Cuando se utiliza la escala logarítmica en la frecuencia, se suele representar la densidad espectral de la varianza multiplicada por la frecuencia, $f \cdot PSD$, ya que así el área sombreada del periodograma y la oscuridad en el espectrograma representan la varianza de la señal. Es decir, los puntos más oscuros del espectrograma indican que se ha producido una oscilación en el tiempo y frecuencia correspondiente. Las zonas blancas del espectrograma indican ausencias de la frecuencia correspondiente al eje vertical en el instante de tiempo indicado por el eje horizontal.

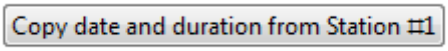
Por ejemplo, los emplazamientos cercanos al mar suelen mostrar oscilaciones semidiurnas (frecuencia f = 2 ciclos/día, con 2 picos de viento y 2 periodos de menor viento por día) mientras que en la zona del valle del Ebro las oscilaciones intradía más habituales son de frecuencia f = 3 ciclos/día (3 picos locales de viento y 3 periodos de menor viento por día).



2.3.2.- Station #2

Uno de los objetivos del programa es comparar las oscilaciones entre dos series de datos. La serie de referencia (*Station #1*) se compara con una segunda serie (*Station #2*) en el dominio tiempo-frecuencia utilizando el ratio de los espectrogramas.

La solapa de la segunda serie es análoga a la primera, salvo que en la segunda estación (*Station #2*). A la hora de comparar, es necesario realizar dicha comparación en el mismo rango de fechas de tiempo. Para ajustar dicho rango basta con pulsar el botón:



Este botón aparecerá una vez seleccionado un rango de fechas y un tipo de estudio en ambos.

2.3.3.- Coherence Analysis

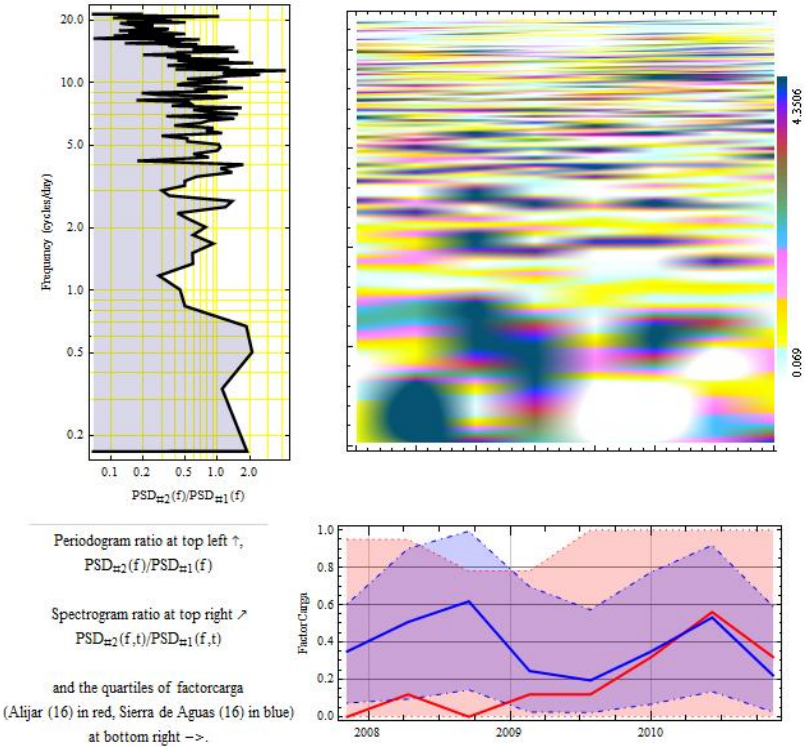
- ***Spectrogram Module Ratio***

Para señales deterministas, se suele calcular la función de transferencia entre las dos magnitudes dividiendo el espectro de las señales. Utilizando la teoría clásica de sistemas lineales invariantes en el tiempo, las variables meteorológicas se podrían aproximar, a lo sumo, a un sistema multidimensional donde, en vez de utilizar una función de transferencia, habría que utilizar una matriz de funciones de transferencia y en donde las incertidumbres de modelado y medida se considerarían ruido.

Un primer paso sería calcular el ratio de los espectros de la señal de salida (magnitud seleccionada en la segunda estación) respecto a la señal de entrada (magnitud seleccionada en la estación principal). En la práctica, este ratio es variable tanto en módulo como en fase y se representa en una gráfica de intensidad análoga a la utilizada para el espectrograma.

El programa permite seleccionar variables distintas para cada estación meteorológica, e incluso se puede seleccionar la misma estación en la solapa *Station #1*

y *Station #2* para comparar las oscilaciones de distintas variables meteorológicas en una misma estación



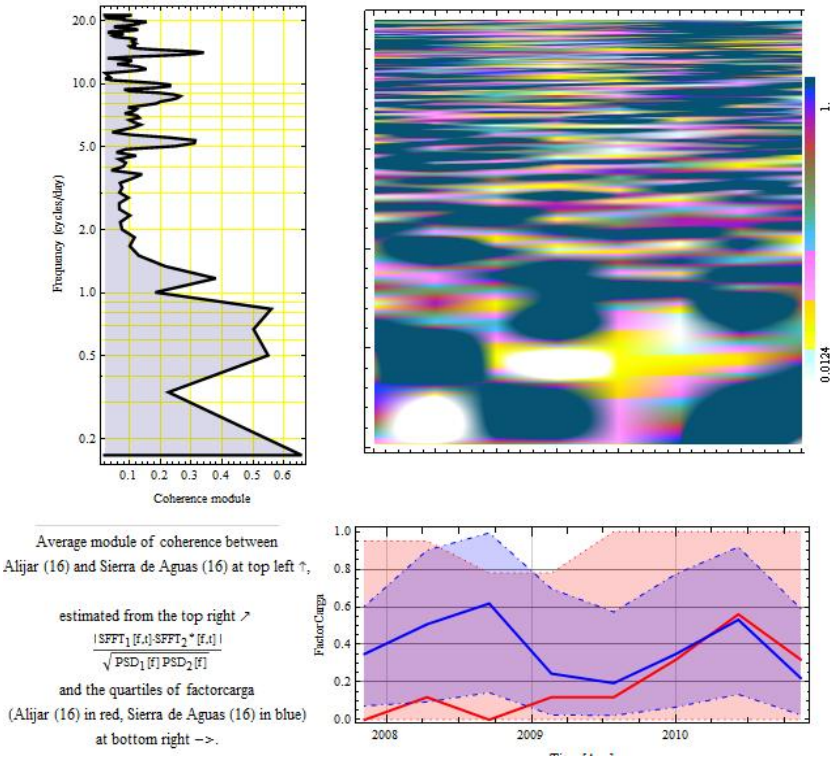
.

Las oscilaciones por debajo de la unidad o con colores claros indican que las oscilaciones tienen mayor magnitud en la estación #1 o de referencia , mientras que las oscilaciones por encima de 1 o colores oscuros indican que las oscilaciones han sido más acusadas en la estación #2 o secundaria.

Se han añadido la gráfica temporal del viento para ambas estaciones y los recorridos intercuantiles (cuantiles 25% y 75%).

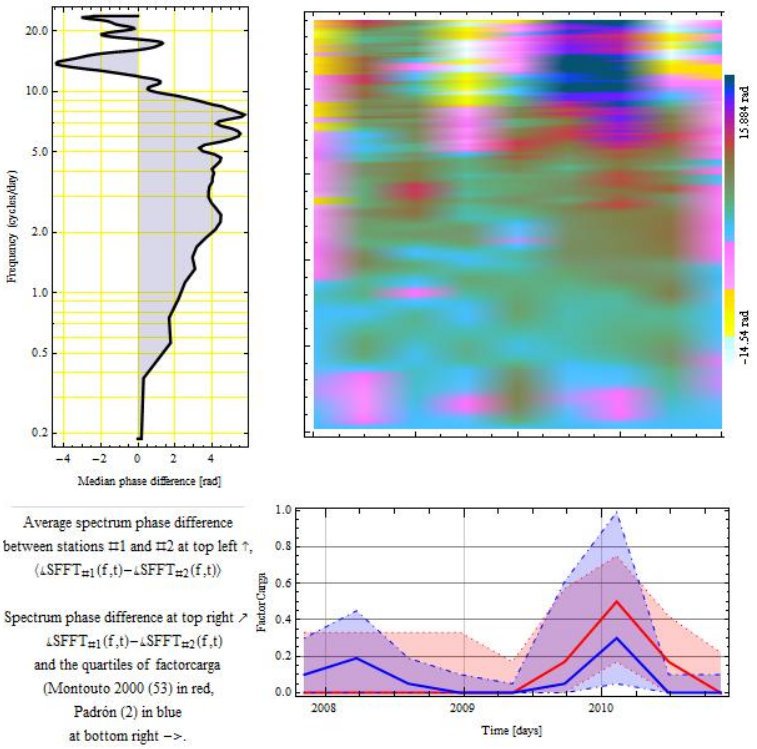
- ***Coherence Module.***

La coherencia a la frecuencia *f* de las señales no es constante en el tiempo. En el gráfico se puede ver zonas oscuras, que indican que se ha observado en ambas estaciones fluctuaciones significativas en el instante y frecuencia correspondiente. Las zonas blancas indican que no se han observado fluctuaciones significativas de las características correspondientes a las coordenadas en los ejes tiempofrecuencia en, al menos, una de las dos estaciones.



- ***Coherence Phase.***

La fase de la coherencia indica el retraso medio τ entre las oscilaciones de cada serie temporal de frecuencia *f*. La fase se suele plegar al rango [- π ,+ π] o [0,2 π] por conveniencia, pero el retraso o adelanto entre las oscilaciones pueden exceder un periodo de oscilación (τ > 1/*f*).

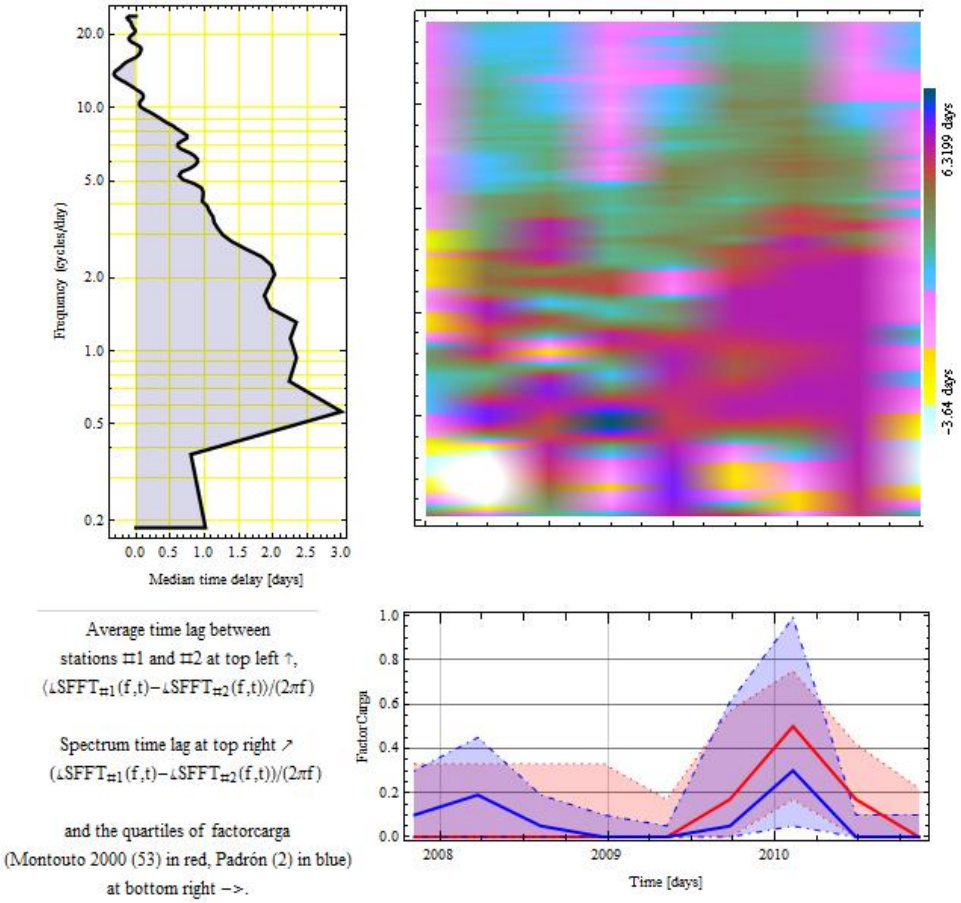


En tal caso, la fase puede exceder del rango [- π ,+ π] o [0,2 π] y es importante desplegar la frecuencia para obtener una estimación real del retraso entre oscilaciones utilizando la fórmula $\tau = \phi /(2 \pi f)$. Los algoritmos básicos detectan saltos entre dos líneas espectrales de más de π radianes, pero en presencia de ruido y fenómenos no lineales es conveniente utilizar métodos más robustos. Para estimar la fase real del espectrograma se pueden utilizar algoritmos 2-D como los que se utilizan en tratamiento de imágenes.

La gráfica siguiente muestra el desfase entre los espectros estimado a la derecha y la fase de la coherencia a la izquierda. Por conveniencia se ha añadido los cuantiles de las dos señales en la parte inferior.

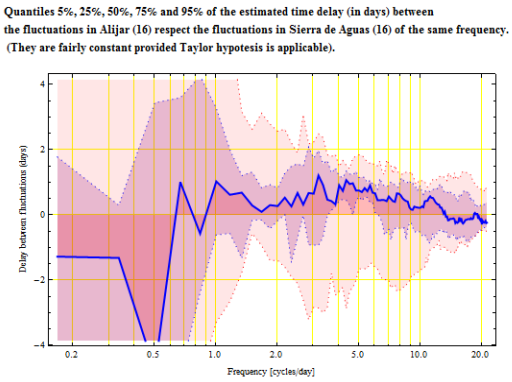
- ***Fluctuation Time Delay***

Es la igual que el punto anterior pero en vez de ver el desfase en radianes, vemos el desfase en días.



- ***Time Delay Quantiles***

Como su nombre indica, muestra los cuantiles del Time Delay.

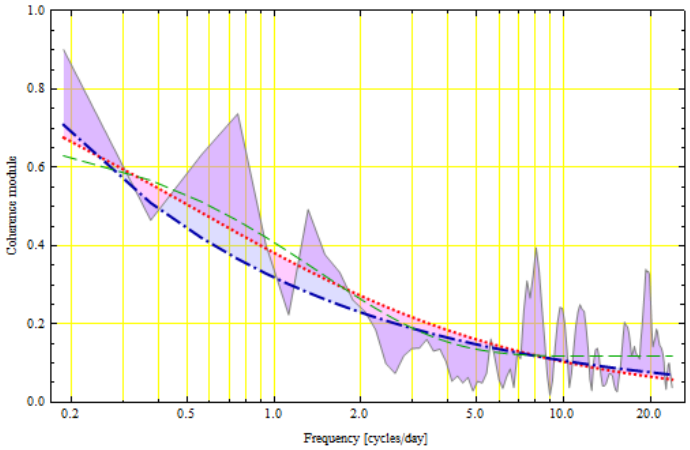


- ***Coherence Module Model Fitting.***

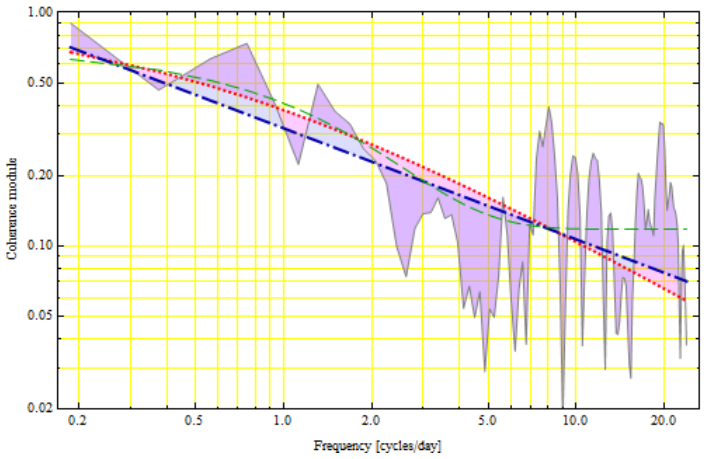
Se representa gráficamente, la el módulo coherencia entre las estaciones según diferentes modelos.

	Module of coherence[f]	Appearance
Measured coherence	$\frac{\lvert SFFT_1[f,t]\cdot SFFT_2^*[f,t]\rvert}{\sqrt{PSD_1[f]\,PSD_2[f]}}$	thin, grey solid line
Fractional model	$\frac{0.786208}{0.786208+1.27193\,f^{0.727006}}$	thick, dotted red line
Power law model	$\frac{0.319245}{f^{0.476406}}$	dot–dashed blue line
Exponential model	$0.117715+0.583323\,e^{-0.695145\,f}$	thin, dashed green line

Comparision of the models in semi–logarithmic plot:



Comparision of the models in double–logaritmic plot:



ANEXO IV. MULTI-POWER 52.

1.- Parámetros de funcionamiento:

- Potencia nominal: 750 kW
- Regulación de potencia: Pérdida aerodinámica
- Pot. máx. a vel. de viento: 16 m/s
- Velocidad mínima: 3,5 m/s
- Velocidad máxima: 25 m/s

3.- Rotor:

- Diámetro del rotor: 52,2 m
- Área barrida por el rotor: 2.140 m2
- Número de palas: 3
- Revoluciones del rotor: 22/15 rpm.
- Posición del rotor: A barlovento

4.- Sistema de freno:

- Freno de extremo de pala: Hidráulico, seguro al fallo
- Freno de disco : 1 freno hidráulico, seguro al fallo

5.- Tren de potencia:

- Tipo de multiplicador: Planetario – eje paralelo
- Cociente: 1:67,5 (1:81,0 – USA)
- Eje principal: Eje forjado y brida
- Cojinete principal: Cojinete de rodillos esférico
- Refrigeración: Intercambiador de calor

6.- Generador:

- Tipo: Asíncrono, 4-6 polos
- Voltaje nominal: 690 V (600 V - USA)
- Frecuencia nominal: 50 Hz (60 Hz-USA)
- Potencia nominal: 750/200 kW
- Refrigeración: Mezcla agua/glicol al 50 %

7.- Sistema de orientación:

- Tipo: Cojinete deslizante
- Mecanismo conductor: 3 motorreductores eléctricos planetarios

8.- Torre:

- Tipo: Cónica, acero pintada
- Altura de buje: 45, 55

9.- Regulador:

- Tipo: Control por ordenador
- Sistema velocidad mínima: Arranque suave por tiristores

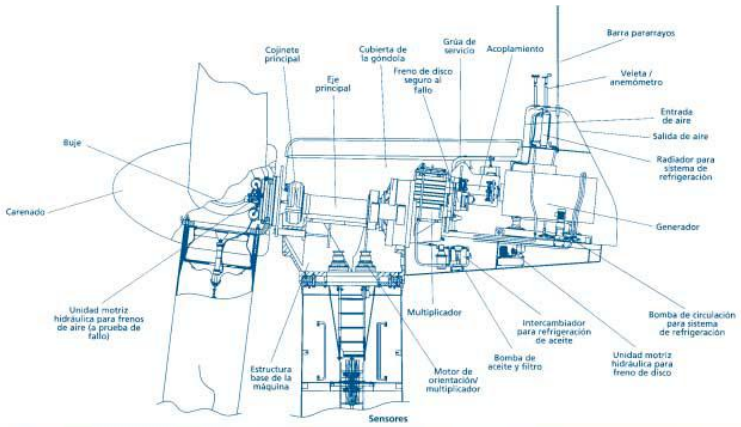
- Compensación de reactiva: Generado en vacío
- Control remoto: Por módem

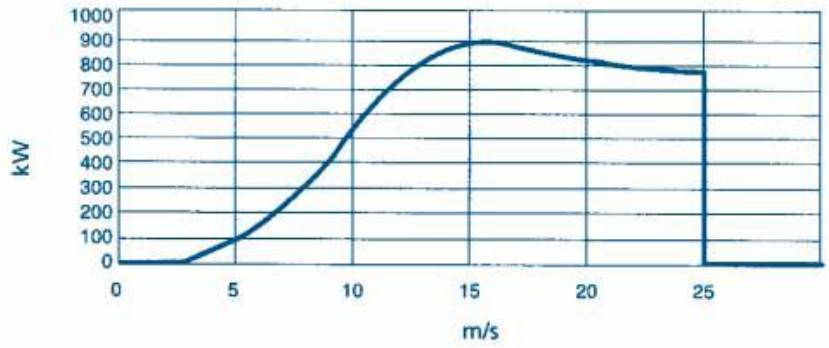
10.-Sensores:

- Sensores RPM: Rotor, generador, sistema de orientación
- Sensores de temperatura: Multiplicador, generador, regulador, ambiente
- Sensor de vibración: Góndola, rotor
- Meteorología: Anemómetro, veletas
- Sistemas hidráulicos: Transductores de presión

11.-Protección contra rayos:

- Según la norma: IEC 1024 clase l
- Palas: Receptor en el extremo de las palas
- Góndola: Barra Pararrayos





ANEXO V. G52.

1.- Rotor

- Diámetro: 52 m
- Área de barrido: 2.124 m^2
- Velocidad de giro:
  - Variable 14,6 - 30,8 rpm, torres 55 y 65m
  - Variable 16,2 - 30,8 rpm, torre 44m
- Sentido de giro: Agujas del reloj (vista frontal)
- Peso (incl. Buje): Aprox. 10 T
  Peso (incl. Buje y Nacelle): Aprox. 33 T

12.- Palas

- Número de palas: 3
- Longitud: 25,3 m
- Perfil: NACA 63.XXX + FFA-W3
- Material: Fibra de vidrio preimpregnada de resina epoxy
- Peso pala completa: 1.900 kg

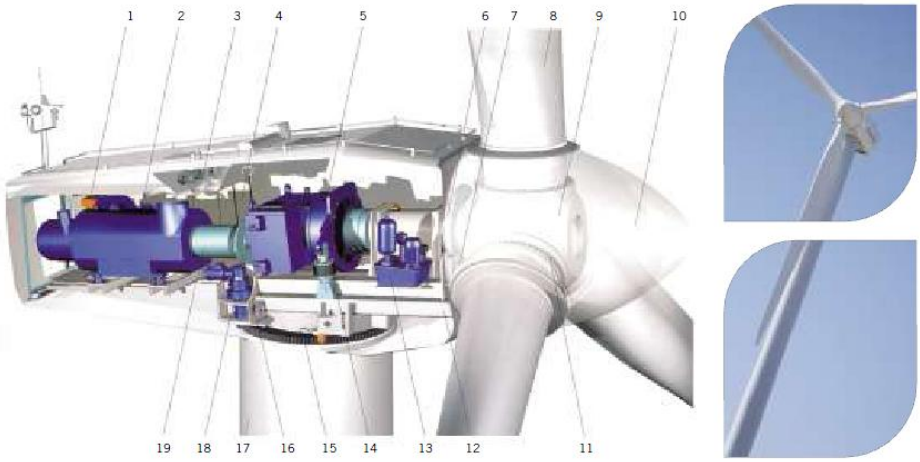
13.- Multiplicadora

- Tipo: 1 etapa planetaria/2 etapas de ejes paralelos
- Ratio:
  - 1:61,74 (50 Hz)
  - 1:74,5 (60 Hz)
- Refrigeración: Bomba de aceite con radiador de aceite
- Calentamiento aceite: 1,5 kW

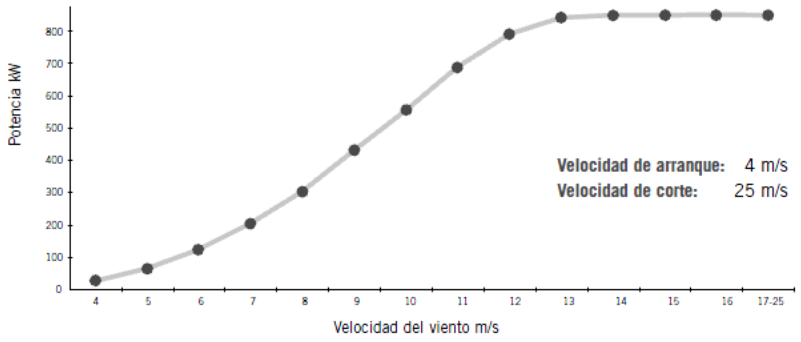
14.- Generador 850 kW

- Tipo: Generador doblemente alimentado
- Potencia nominal: 850 kW
- Tensión: 690 V AC
- Frecuencia: 50 Hz / 60 Hz
- Clase de protección: IP 54
- Número de polos: 4
- Velocidad de giro: 900:1.900 rpm (nominal 1.620 rpm) (50 Hz)
- Intensidad nominal: Estator 670 A @ 690 V
- Factor de potencia (standard): 0,95 CAP - 0,95 IND a cargas parciales y 1 a potencia nominal.
- Factor de potencia (opcional): 0,95 CAP - 0,95 IND en todo el rango de potencias.

Anexo V. G52.



1. Polipasto
2. Generador
3. Sist. refrigeración
4. Unidad control
5. Multiplicadora
6. Eje principal con dos rodamientos
7. Sistema bloqueo rotor
8. Pala
9. Buje
10. Cono
11. Rodamiento pala
12. Bastidor
13. Sistema hidráulico
14. Amortiguador
15. Corona de giro
16. Disco de freno
17. Torre
18. Reductora de giro
19. Transmisión. Eje de alta



ANEXO VI. DATOS SALIENTES DEL MATLAB.

1.- Lejr2007

Fecha de inicio:07-Nov-2007 00:00:00 Fecha de fin: 07-Nov-2008 00:00:00.

Archivo de Origen: lejr.txt.

Detalles del aerogenerador y datos relevantes:
- Altura estimada para que el campo sea rentable: 60.
- Perfil del viento: 0.5
- Número de medidas: 15226
- Viento medio (m/s): 7.7796

Tabla de frecuencias y Potencias sacadas por el aerogenerador.

V(m/s)	FREC	TIEMPO(h)	Producción(kWh)	Producción
0	2002	1227.67	0.00	0.00
1	711	414.87	0.00	0.00
2	1620	1030.58	0.00	0.00
3	1406	853.08	0.00	0.00
4	0	0.00	0.00	0.00
5	1441	872.63	132840.34	0.10
6	1240	712.97	271031.47	0.25
7	1075	607.20	401583.09	0.44
8	951	524.72	501048.14	0.64
9	0	0.00	0.00	0.00
10	877	469.93	664874.26	0.94
11	796	421.85	632449.23	1.00
12	744	391.43	587150.00	1.00
13	489	264.92	397375.00	1.00
14	0	0.00	0.00	0.00
15	476	252.73	379100.00	1.00
16	360	193.60	290400.00	1.00
17	251	146.37	219550.00	1.00
18	176	90.82	136225.00	1.00
19	0	0.00	0.00	0.00
20	170	91.58	137375.00	1.00
21	112	57.50	86250.00	1.00
22	87	45.00	67500.00	1.00
23	0	0.00	0.00	0.00
24	73	35.97	53950.00	1.00
25	47	24.32	0.00	0.00
26	30	13.18	0.00	0.00
27	19	8.20	0.00	0.00
28	28	12.88	0.00	0.00
29	0	0.00	0.00	0.00
30	46	21.00	0.00	0.00
	TOTAL ANUAL(kWh):		4958701.54	
Nª AERO:16	TOTAL ANUAL(MWh):		79339.22	
	TOTAL HORAS:	8785.00		
	TOTAL DÍAS:	366		
	HORAS EQUIVALENTES:	3305.80		

2.- Lejr2008.

Fecha de inicio:07-Nov-2008 00:00:00 Fecha de fin: 07-Nov-2009 00:00:00.

Archivo de Origen: lejr.txt.

Detalles del aerogenerador y datos relevantes:
- Altura estimada para que el campo sea rentable: 60.
- Perfil del viento: 0.5
- Número de medidas: 15318
- Viento medio (m/s): 7.7796

Tabla de frecuencias y Potencias sacadas por el aerogenerador.

V(m/s)	FREC	TIEMPO(h)	Producción(kWh)	Producción
0	880	537.85	0.00	0.00
1	973	557.42	0.00	0.00
2	1937	1209.35	0.00	0.00
3	1459	874.05	0.00	0.00
4	0	0.00	0.00	0.00
5	1568	950.77	144734.52	0.10
6	1263	748.88	284685.05	0.25
7	1099	625.15	413454.66	0.44
8	1027	574.70	548776.86	0.64
9	0	0.00	0.00	0.00
10	973	531.13	751461.66	0.94
11	826	435.45	652838.72	1.00
12	813	425.00	637500.00	1.00
13	554	288.40	432600.00	1.00
14	0	0.00	0.00	0.00
15	517	270.45	405675.00	1.00
16	358	187.83	281750.00	1.00
17	271	142.40	213600.00	1.00
18	217	110.15	165225.00	1.00
19	0	0.00	0.00	0.00
20	185	97.03	145550.00	1.00
21	117	56.48	84725.00	1.00
22	106	54.98	82475.00	1.00
23	0	0.00	0.00	0.00
24	73	35.98	53975.00	1.00
25	34	16.62	0.00	0.00
26	31	14.62	0.00	0.00
27	21	10.45	0.00	0.00
28	6	1.60	0.00	0.00
29	0	0.00	0.00	0.00
30	11	4.25	0.00	0.00
	TOTAL ANUAL(kWh):		5299026.49	
Nª AERO:16	TOTAL ANUAL(MWh):		84784.42	
	TOTAL HORAS:	8761.00		
	TOTAL DÍAS:	365		
	HORAS EQUIVALENTES:	3532.68		

3.- Lejr2009

Fecha de inicio:07-Nov-2009 00:00:00 Fecha de fin: 07-Nov-2010 00:00:00.

Archivo de Origen: lejr.txt.

Detalles del aerogenerador y datos relevantes:
- Altura estimada para que el campo sea rentable: 60.
- Perfil del viento: 0.5
- Número de medidas: 15558
- Viento medio (m/s): 7.7796

Tabla de frecuencias y Potencias sacadas por el aerogenerador.

V(m/s)	FREC	TIEMPO(h)	Producción(kWh)	Producción
0	1419	851.58	0.00	0.00
1	967	543.45	0.00	0.00
2	1796	1084.38	0.00	0.00
3	1275	759.68	0.00	0.00
4	0	0.00	0.00	0.00
5	1276	769.18	117092.22	0.10
6	996	597.63	227187.96	0.25
7	970	549.48	363411.09	0.44
8	942	511.93	488841.43	0.64
9	0	0.00	0.00	0.00
10	900	487.68	689987.44	0.94
11	818	433.17	649415.49	1.00
12	826	436.18	654275.00	1.00
13	580	304.12	456175.00	1.00
14	0	0.00	0.00	0.00
15	580	301.00	451500.00	1.00
16	405	209.77	314650.00	1.00
17	401	205.95	308925.00	1.00
18	316	157.90	236850.00	1.00
19	0	0.00	0.00	0.00
20	276	141.55	212325.00	1.00
21	199	101.92	152875.00	1.00
22	172	88.37	132550.00	1.00
23	0	0.00	0.00	0.00
24	117	63.52	95275.00	1.00
25	93	46.62	0.00	0.00
26	73	39.73	0.00	0.00
27	40	19.28	0.00	0.00
28	40	18.82	0.00	0.00
29	0	0.00	0.00	0.00
30	82	38.10	0.00	0.00
	TOTAL ANUAL(kWh):		5551335.63	
Nª AERO:16	TOTAL ANUAL(MWh):		88821.37	
	TOTAL HORAS:	8761.00		
	TOTAL DÍAS:	365		
	HORAS EQUIVALENTES:	3700.89		

4.- Lelo2007

Fecha de inicio:06-Nov-2007 17:00:00 Fecha de fin: 06-Nov-2008 17:00:00.

Archivo de Origen: lelo.txt.

Detalles del aerogenerador y datos relevantes:
- Altura estimada para que el campo sea rentable: 80.
- Perfil del viento: 0.5
- Número de medidas: 13975
- Viento medio (m/s): 6.65393

Tabla de frecuencias y Potencias sacadas por el aerogenerador.

V(m/s)	FREC	TIEMPO(h)	Producción(kWh)	Producción
0	2589	1802.22	0.00	0.00
1	791	473.20	0.00	0.00
2	1587	1052.38	0.00	0.00
3	0	0.00	0.00	0.00
4	1301	842.30	67156.35	0.05
5	1462	932.28	249977.61	0.18
6	0	0.00	0.00	0.00
7	1204	737.70	492462.36	0.45
8	1093	671.75	613711.37	0.61
9	0	0.00	0.00	0.00
10	894	524.83	711264.72	0.90
11	751	433.58	642507.06	0.99
12	0	0.00	0.00	0.00
13	569	328.25	492375.00	1.00
14	462	274.50	411750.00	1.00
15	0	0.00	0.00	0.00
16	293	166.20	249300.00	1.00
17	285	162.03	243050.00	1.00
18	205	115.42	173125.00	1.00
19	0	0.00	0.00	0.00
20	142	79.50	0.00	0.00
21	129	68.50	0.00	0.00
22	0	0.00	0.00	0.00
23	93	51.50	0.00	0.00
24	39	21.78	0.00	0.00
25	0	0.00	0.00	0.00
26	33	18.15	0.00	0.00
27	19	10.10	0.00	0.00
28	0	0.00	0.00	0.00
29	13	6.50	0.00	0.00
30	22	11.82	0.00	0.00
	TOTAL ANUAL(kWh):		4346679.47	
Nª AERO:26	TOTAL ANUAL(MWh):		113013.67	
	TOTAL HORAS:	8784.50		
	TOTAL DÍAS:	366		
	HORAS EQUIVALENTES:	2897.79		

5.- Lelo2008

Fecha de inicio:06-Nov-2008 17:00:00 Fecha de fin: 06-Nov-2009 17:00:00.

Archivo de Origen: lelo.txt.

Detalles del aerogenerador y datos relevantes:
- Altura estimada para que el campo sea rentable: 80.
- Perfil del viento: 0.5
- Número de medidas: 14051
- Viento medio (m/s): 6.65393

Tabla de frecuencias y Potencias sacadas por el aerogenerador.

V(m/s)	FREC	TIEMPO(h)	Producción(kWh)	Producción
0	2984	2065.50	0.00	0.00
1	745	434.52	0.00	0.00
2	1388	891.85	0.00	0.00
3	0	0.00	0.00	0.00
4	1203	758.90	60506.89	0.05
5	1480	935.40	250813.29	0.18
6	0	0.00	0.00	0.00
7	1328	810.47	541038.80	0.45
8	1153	681.22	622360.13	0.61
9	0	0.00	0.00	0.00
10	1048	614.05	832172.95	0.90
11	794	467.00	692025.67	0.99
12	0	0.00	0.00	0.00
13	627	358.32	537475.00	1.00
14	432	247.23	370850.00	1.00
15	0	0.00	0.00	0.00
16	231	127.25	190875.00	1.00
17	238	132.18	198275.00	1.00
18	128	75.63	113450.00	1.00
19	0	0.00	0.00	0.00
20	99	61.57	0.00	0.00
21	50	28.02	0.00	0.00
22	0	0.00	0.00	0.00
23	34	20.50	0.00	0.00
24	24	13.00	0.00	0.00
25	0	0.00	0.00	0.00
26	19	10.48	0.00	0.00
27	11	6.23	0.00	0.00
28	0	0.00	0.00	0.00
29	6	3.50	0.00	0.00
30	30	17.68	0.00	0.00
	TOTAL ANUAL(kWh):		4409842.74	
Nª AERO:26	TOTAL ANUAL(MWh):		114655.91	
	TOTAL HORAS:	8760.50		
	TOTAL DÍAS:	365		
	HORAS EQUIVALENTES:	2939.90		

6.- Lelo2009

Fecha de inicio:06-Nov-2009 17:00:00 Fecha de fin: 06-Nov-2010 17:00:00.

Archivo de Origen: lelo.txt.

Detalles del aerogenerador y datos relevantes:
- Altura estimada para que el campo sea rentable: 80.
- Perfil del viento: 0.5
- Número de medidas: 13995
- Viento medio (m/s): 6.65393

Tabla de frecuencias y Potencias sacadas por el aerogenerador.

V(m/s)	FREC	TIEMPO(h)	Producción(kWh)	Producción
0	3484	2491.55	0.00	0.00
1	683	406.32	0.00	0.00
2	1140	712.67	0.00	0.00
3	0	0.00	0.00	0.00
4	1009	620.05	49436.42	0.05
5	1259	791.97	212353.82	0.18
6	0	0.00	0.00	0.00
7	1121	698.50	466293.83	0.45
8	1045	625.85	571777.09	0.61
9	0	0.00	0.00	0.00
10	940	525.85	712642.53	0.90
11	793	456.38	676293.33	0.99
12	0	0.00	0.00	0.00
13	671	383.30	574950.00	1.00
14	600	349.23	523850.00	1.00
15	0	0.00	0.00	0.00
16	349	194.87	292300.00	1.00
17	300	173.00	259500.00	1.00
18	185	100.00	150000.00	1.00
19	0	0.00	0.00	0.00
20	130	73.50	0.00	0.00
21	81	44.50	0.00	0.00
22	0	0.00	0.00	0.00
23	63	33.08	0.00	0.00
24	32	18.22	0.00	0.00
25	0	0.00	0.00	0.00
26	22	15.00	0.00	0.00
27	25	12.67	0.00	0.00
28	0	0.00	0.00	0.00
29	13	7.50	0.00	0.00
30	51	26.50	0.00	0.00
	TOTAL ANUAL(kWh):		4489397.02	
Nª AERO:26	TOTAL ANUAL(MWh):		116724.32	
	TOTAL HORAS:	8760.50		
	TOTAL DÍAS:	365		
	HORAS EQUIVALENTES:	2992.93		

7.- Lemg2007

Fecha de inicio:06-Nov-2007 17:00:00 Fecha de fin: 06-Nov-2008 17:00:00.

Archivo de Origen: lemg.txt.

Detalles del aerogenerador y datos relevantes:
- Altura estimada para que el campo sea rentable: 65.
- Perfil del viento: 0.5
- Número de medidas: 17244
- Viento medio (m/s): 9.53163

Tabla de frecuencias y Potencias sacadas por el aerogenerador.

V(m/s)	FREC	TIEMPO(h)	Producción(kWh)	Producción
0	725	366.68	0.00	0.00
1	919	464.93	0.00	0.00
2	1095	555.48	0.00	0.00
3	1273	648.45	0.00	0.00
4	0	0.00	0.00	0.00
5	1152	576.78	37606.27	0.08
6	1293	671.00	82600.10	0.14
7	1538	783.87	159124.93	0.24
8	0	0.00	0.00	0.00
9	1621	820.00	356946.00	0.51
10	1566	800.02	451609.41	0.66
11	1279	645.42	441852.25	0.81
12	0	0.00	0.00	0.00
13	1008	514.28	432306.57	0.99
14	767	395.05	335002.40	1.00
15	608	307.40	260982.60	1.00
16	0	0.00	0.00	0.00
17	524	266.55	226567.50	1.00
18	435	226.45	192482.50	1.00
19	356	186.15	158227.50	1.00
20	281	144.72	123009.17	1.00
21	0	0.00	0.00	0.00
22	194	97.72	83059.17	1.00
23	151	77.00	65450.00	1.00
24	134	67.50	57375.00	1.00
25	0	0.00	0.00	0.00
26	95	49.38	0.00	0.00
27	81	41.50	0.00	0.00
28	63	32.22	0.00	0.00
29	0	0.00	0.00	0.00
30	87	45.95	0.00	0.00
	TOTAL ANUAL(kWh):		3464201.37	
Nª AERO:16	TOTAL ANUAL(MWh):		55427.22	
	TOTAL HORAS:	8784.50		
	TOTAL DÍAS:	366		
	HORAS EQUIVALENTES:	4075.53		

8.- Lemg2008

Fecha de inicio:06-Nov-2008 17:00:00 Fecha de fin: 06-Nov-2009 17:00:00.

Archivo de Origen: lemg.txt.

Detalles del aerogenerador y datos relevantes:
- Altura estimada para que el campo sea rentable: 65.
- Perfil del viento: 0.5
- Número de medidas: 17359
- Viento medio (m/s): 9.53163

Tabla de frecuencias y Potencias sacadas por el aerogenerador.

V(m/s)	FREC	TIEMPO(h)	Producción(kWh)	Producción
0	1073	542.52	0.00	0.00
1	773	387.50	0.00	0.00
2	1097	549.95	0.00	0.00
3	1269	643.18	0.00	0.00
4	0	0.00	0.00	0.00
5	1114	562.67	36685.87	0.08
6	1198	602.93	74221.09	0.14
7	1485	744.65	151163.95	0.24
8	0	0.00	0.00	0.00
9	1700	866.52	377194.71	0.51
10	1486	749.90	423318.55	0.66
11	1273	645.57	441954.94	0.81
12	0	0.00	0.00	0.00
13	935	467.20	392728.32	0.99
14	732	367.73	311837.87	1.00
15	699	355.93	302187.40	1.00
16	0	0.00	0.00	0.00
17	563	283.85	241272.50	1.00
18	483	243.83	207258.33	1.00
19	424	212.27	180426.67	1.00
20	317	159.88	135900.83	1.00
21	0	0.00	0.00	0.00
22	258	128.97	109621.67	1.00
23	151	75.13	63863.33	1.00
24	115	58.50	49725.00	1.00
25	0	0.00	0.00	0.00
26	74	37.68	0.00	0.00
27	37	18.93	0.00	0.00
28	33	17.70	0.00	0.00
29	0	0.00	0.00	0.00
30	71	37.50	0.00	0.00
	TOTAL ANUAL(kWh):		3499361.03	
Nª AERO:16	TOTAL ANUAL(MWh):		55989.78	
	TOTAL HORAS:	8760.50		
	TOTAL DÍAS:	365		
	HORAS EQUIVALENTES:	4116.90		

9.- Lemg2009

Fecha de inicio:06-Nov-2009 17:00:00 Fecha de fin: 06-Nov-2010 17:00:00.

Archivo de Origen: lemg.txt.

Detalles del aerogenerador y datos relevantes:
- Altura estimada para que el campo sea rentable: 65.
- Perfil del viento: 0.5
- Número de medidas: 17555
- Viento medio (m/s): 9.53163

Tabla de frecuencias y Potencias sacadas por el aerogenerador.

V(m/s)	FREC	TIEMPO(h)	Producción(kWh)	Producción
0	936	462.07	0.00	0.00
1	916	474.42	0.00	0.00
2	1172	579.10	0.00	0.00
3	1290	638.27	0.00	0.00
4	0	0.00	0.00	0.00
5	1224	612.68	39946.95	0.08
6	1341	672.37	82768.34	0.14
7	1579	789.12	160190.68	0.24
8	0	0.00	0.00	0.00
9	1687	845.37	367988.11	0.51
10	1577	791.12	446585.36	0.66
11	1220	610.82	418165.09	0.81
12	0	0.00	0.00	0.00
13	970	481.43	404692.86	0.99
14	779	388.12	329122.93	1.00
15	573	286.48	243224.35	1.00
16	0	0.00	0.00	0.00
17	502	247.83	210658.33	1.00
18	416	209.52	178089.17	1.00
19	289	146.02	124114.17	1.00
20	260	129.98	110485.83	1.00
21	0	0.00	0.00	0.00
22	178	86.08	73170.83	1.00
23	172	83.73	71173.33	1.00
24	139	67.52	57389.17	1.00
25	0	0.00	0.00	0.00
26	102	48.17	0.00	0.00
27	75	36.43	0.00	0.00
28	60	28.57	0.00	0.00
29	0	0.00	0.00	0.00
30	99	45.30	0.00	0.00
	TOTAL ANUAL(kWh):		3317765.51	
Nª AERO:16	TOTAL ANUAL(MWh):		53084.25	
	TOTAL HORAS:	8760.50		
	TOTAL DÍAS:	365		
	HORAS EQUIVALENTES:	3903.25		

10.-Lest2007

Fecha de inicio:06-Nov-2007 16:30:00 Fecha de fin: 06-Nov-2008 16:30:00.

Archivo de Origen: lest.txt.

Detalles del aerogenerador y datos relevantes:
- Altura estimada para que el campo sea rentable: 44.
- Perfil del viento: 0.5
- Número de medidas: 17459
- Viento medio (m/s): 6.55682

Tabla de frecuencias y Potencias sacadas por el aerogenerador.

V(m/s)	FREC	TIEMPO(h)	Producción(kWh)	Producción
0	1317	671.58	0.00	0.00
1	604	300.12	0.00	0.00
2	1258	627.83	0.00	0.00
3	1680	842.85	0.00	0.00
4	2078	1051.87	29347.08	0.03
5	2097	1054.58	68758.83	0.08
6	1938	966.23	118943.32	0.14
7	1723	862.73	175134.87	0.24
8	1364	687.77	211144.37	0.36
9	959	484.20	210772.26	0.51
10	718	361.73	204198.47	0.66
11	532	264.28	180928.37	0.81
12	0	0.00	0.00	0.00
13	415	207.02	174018.21	0.99
14	279	141.50	119992.00	1.00
15	167	92.72	78716.45	1.00
16	91	45.50	38675.00	1.00
17	74	37.12	31549.17	1.00
18	53	31.48	26760.83	1.00
19	31	14.38	12225.83	1.00
20	29	14.00	11900.00	1.00
21	19	9.35	7947.50	1.00
22	8	3.67	3116.67	1.00
23	5	2.50	2125.00	1.00
24	9	4.15	3527.50	1.00
25	3	1.50	0.00	0.00
26	0	0.00	0.00	0.00
27	3	1.38	0.00	0.00
28	1	0.40	0.00	0.00
29	1	0.50	0.00	0.00
30	4	1.55	0.00	0.00
	TOTAL ANUAL(kWh):		1709781.73	
Nª AERO: 2	TOTAL ANUAL(MWh):		3419.56	
	TOTAL HORAS:	8784.50		
	TOTAL DÍAS:	366		
	HORAS EQUIVALENTES:	2011.51		

11.-Lest2008

Fecha de inicio:06-Nov-2008 16:30:00 Fecha de fin: 06-Nov-2009 16:30:00.

Archivo de Origen: lest.txt.

Detalles del aerogenerador y datos relevantes:
- Altura estimada para que el campo sea rentable: 44.
- Perfil del viento: 0.5
- Número de medidas: 17261
- Viento medio (m/s): 6.55682

Tabla de frecuencias y Potencias sacadas por el aerogenerador.

V(m/s)	FREC	TIEMPO(h)	Producción(kWh)	Producción
0	1097	559.70	0.00	0.00
1	557	280.47	0.00	0.00
2	1054	531.63	0.00	0.00
3	1674	840.08	0.00	0.00
4	1986	1005.58	28055.77	0.03
5	2154	1095.38	71418.99	0.08
6	2038	1032.73	127129.47	0.14
7	1770	899.85	182669.55	0.24
8	1345	679.78	208693.48	0.36
9	996	505.03	219841.01	0.51
10	822	421.73	238068.47	0.66
11	596	306.08	209544.65	0.81
12	0	0.00	0.00	0.00
13	404	209.50	176105.70	0.99
14	275	138.20	117193.60	1.00
15	164	84.23	71514.10	1.00
16	103	52.98	45035.83	1.00
17	71	37.87	32186.67	1.00
18	45	22.50	19125.00	1.00
19	34	17.28	14690.83	1.00
20	21	11.00	9350.00	1.00
21	19	9.20	7820.00	1.00
22	10	5.00	4250.00	1.00
23	7	3.50	2975.00	1.00
24	5	3.50	2975.00	1.00
25	6	3.17	0.00	0.00
26	0	0.00	0.00	0.00
27	1	0.50	0.00	0.00
28	4	2.27	0.00	0.00
29	0	0.00	0.00	0.00
30	4	1.73	0.00	0.00
	TOTAL ANUAL(kWh):		1788643.14	
Nª AERO: 2	TOTAL ANUAL(MWh):		3577.29	
	TOTAL HORAS:	8760.50		
	TOTAL DÍAS:	365		
	HORAS EQUIVALENTES:	2104.29		

12.-Lest2009

Fecha de inicio:06-Nov-2009 16:30:00 Fecha de fin: 06-Nov-2010 16:30:00.

Archivo de Origen: lest.txt.

Detalles del aerogenerador y datos relevantes:
- Altura estimada para que el campo sea rentable: 44.
- Perfil del viento: 0.5
- Número de medidas: 17284
- Viento medio (m/s): 6.55682

Tabla de frecuencias y Potencias sacadas por el aerogenerador.

V(m/s)	FREC	TIEMPO(h)	Producción(kWh)	Producción
0	886	440.02	0.00	0.00
1	637	326.40	0.00	0.00
2	1117	559.25	0.00	0.00
3	1502	749.63	0.00	0.00
4	1720	865.68	24152.56	0.03
5	1789	909.95	59328.74	0.08
6	1816	924.82	113844.93	0.14
7	1551	808.70	164166.10	0.24
8	1373	691.87	212403.07	0.36
9	1066	542.77	236266.33	0.51
10	909	461.42	260469.71	0.66
11	710	363.10	248578.26	0.81
12	0	0.00	0.00	0.00
13	595	304.40	255878.64	0.99
14	476	240.15	203647.20	1.00
15	379	191.00	162159.00	1.00
16	240	119.33	101433.33	1.00
17	178	89.80	76330.00	1.00
18	115	58.95	50107.50	1.00
19	67	33.93	28843.33	1.00
20	42	22.78	19365.83	1.00
21	39	19.50	16575.00	1.00
22	27	13.82	11744.17	1.00
23	17	8.13	6913.33	1.00
24	16	7.55	6417.50	1.00
25	6	2.68	0.00	0.00
26	0	0.00	0.00	0.00
27	4	1.68	0.00	0.00
28	3	0.68	0.00	0.00
29	1	0.50	0.00	0.00
30	4	2.00	0.00	0.00
	TOTAL ANUAL(kWh):		2258624.54	
Nª AERO: 2	TOTAL ANUAL(MWh):		4517.25	
	TOTAL HORAS:	8760.50		
	TOTAL DÍAS:	365		
	HORAS EQUIVALENTES:	2657.21		

13.-Levt2007

Fecha de inicio:06-Nov-2007 17:00:00 Fecha de fin: 06-Nov-2008 17:00:00.

Archivo de Origen: levt.txt.

Detalles del aerogenerador y datos relevantes:
- Altura estimada para que el campo sea rentable: 80.
- Perfil del viento: 0.5
- Número de medidas: 17212
- Viento medio (m/s): 7.1622

Tabla de frecuencias y Potencias sacadas por el aerogenerador.

V(m/s)	FREC	TIEMPO(h)	Producción(kWh)	Producción
0	3443	1759.27	0.00	0.00
1	2393	1224.23	0.00	0.00
2	1848	944.25	0.00	0.00
3	0	0.00	0.00	0.00
4	1268	652.85	93880.91	0.09
5	1006	514.82	255280.99	0.30
6	0	0.00	0.00	0.00
7	800	401.67	541752.07	0.82
8	824	423.67	682768.60	0.98
9	0	0.00	0.00	0.00
10	918	462.75	763537.50	1.00
11	864	442.58	730262.50	1.00
12	0	0.00	0.00	0.00
13	801	422.57	697235.00	1.00
14	705	361.32	596172.50	1.00
15	0	0.00	0.00	0.00
16	597	303.27	500390.00	1.00
17	515	259.40	428010.00	1.00
18	383	190.97	315095.00	1.00
19	0	0.00	0.00	0.00
20	275	140.97	232595.00	1.00
21	174	83.98	138572.50	1.00
22	0	0.00	0.00	0.00
23	96	46.72	77082.50	1.00
24	59	28.85	47602.50	1.00
25	0	0.00	0.00	0.00
26	68	32.63	0.00	0.00
27	46	22.67	0.00	0.00
28	0	0.00	0.00	0.00
29	32	17.25	0.00	0.00
30	98	47.83	0.00	0.00
	TOTAL ANUAL(kWh):		6100237.56	
Nª AERO:30	TOTAL ANUAL(MWh):		183007.13	
	TOTAL HORAS:	8784.50		
	TOTAL DÍAS:	366		
	HORAS EQUIVALENTES:	3697.11		

14.-Levt2008

Fecha de inicio:06-Nov-2008 17:00:00 Fecha de fin: 06-Nov-2009 17:00:00.

Archivo de Origen: levt.txt.

Detalles del aerogenerador y datos relevantes:
- Altura estimada para que el campo sea rentable: 80.
- Perfil del viento: 0.5
- Número de medidas: 17352
- Viento medio (m/s): 7.1622

Tabla de frecuencias y Potencias sacadas por el aerogenerador.

V(m/s)	FREC	TIEMPO(h)	Producción(kWh)	Producción
0	3442	1727.68	0.00	0.00
1	2284	1153.20	0.00	0.00
2	1778	898.35	0.00	0.00
3	0	0.00	0.00	0.00
4	1231	637.37	91654.38	0.09
5	1021	523.88	259776.86	0.30
6	0	0.00	0.00	0.00
7	935	473.23	638278.35	0.82
8	930	473.12	762460.74	0.98
9	0	0.00	0.00	0.00
10	928	467.38	771182.50	1.00
11	855	428.83	707575.00	1.00
12	0	0.00	0.00	0.00
13	810	410.32	677022.50	1.00
14	708	354.32	584622.50	1.00
15	0	0.00	0.00	0.00
16	625	311.28	513617.50	1.00
17	558	279.82	461697.50	1.00
18	402	200.53	330880.00	1.00
19	0	0.00	0.00	0.00
20	303	150.38	248132.50	1.00
21	166	82.92	136812.50	1.00
22	0	0.00	0.00	0.00
23	104	51.63	85195.00	1.00
24	84	41.07	67760.00	1.00
25	0	0.00	0.00	0.00
26	46	24.00	0.00	0.00
27	44	22.15	0.00	0.00
28	0	0.00	0.00	0.00
29	29	14.10	0.00	0.00
30	70	34.93	0.00	0.00
	TOTAL ANUAL(kWh):		6336667.83	
Nª AERO:30	TOTAL ANUAL(MWh):		190100.03	
	TOTAL HORAS:	8760.50		
	TOTAL DÍAS:	365		
	HORAS EQUIVALENTES:	3840.40		

15.-Levt2009

Fecha de inicio:06-Nov-2009 17:00:00 Fecha de fin: 06-Nov-2010 17:00:00.

Archivo de Origen: levt.txt.

Detalles del aerogenerador y datos relevantes:
- Altura estimada para que el campo sea rentable: 80.
- Perfil del viento: 0.5
- Número de medidas: 17365
- Viento medio (m/s): 7.1622

Tabla de frecuencias y Potencias sacadas por el aerogenerador.

V(m/s)	FREC	TIEMPO(h)	Producción(kWh)	Producción
0	3381	1697.60	0.00	0.00
1	2052	1031.23	0.00	0.00
2	1662	837.87	0.00	0.00
3	0	0.00	0.00	0.00
4	1212	609.42	87635.12	0.09
5	968	487.67	241818.18	0.30
6	0	0.00	0.00	0.00
7	926	466.40	629061.82	0.82
8	972	510.90	823351.24	0.98
9	0	0.00	0.00	0.00
10	1018	516.02	851427.50	1.00
11	991	497.30	820545.00	1.00
12	0	0.00	0.00	0.00
13	869	437.88	722507.50	1.00
14	757	382.47	631070.00	1.00
15	0	0.00	0.00	0.00
16	626	314.53	518980.00	1.00
17	482	241.30	398145.00	1.00
18	366	184.63	304645.00	1.00
19	0	0.00	0.00	0.00
20	288	146.50	241725.00	1.00
21	198	99.87	164780.00	1.00
22	0	0.00	0.00	0.00
23	158	78.33	129250.00	1.00
24	105	53.58	88412.50	1.00
25	0	0.00	0.00	0.00
26	78	39.80	0.00	0.00
27	59	30.00	0.00	0.00
28	0	0.00	0.00	0.00
29	60	29.50	0.00	0.00
30	138	67.70	0.00	0.00
	TOTAL ANUAL(kWh):		6653353.86	
Nª AERO:30	TOTAL ANUAL(MWh):		199600.62	
	TOTAL HORAS:	8760.50		
	TOTAL DÍAS:	365		
	HORAS EQUIVALENTES:	4032.34		

16.-Levx2007

Fecha de inicio:06-Nov-2007 16:30:00 Fecha de fin: 06-Nov-2008 16:30:00.

Archivo de Origen: levx.txt.

Detalles del aerogenerador y datos relevantes:
- Altura estimada para que el campo sea rentable: 45.55.
- Perfil del viento: 0.5
- Número de medidas: 17369
- Viento medio (m/s): 6.64636

Tabla de frecuencias y Potencias sacadas por el aerogenerador.

V(m/s)	FREC	TIEMPO(h)	Producción(kWh)	Producción
0	320	157.82	0.00	0.00
1	613	306.58	0.00	0.00
2	1855	934.57	0.00	0.00
3	1914	961.05	0.00	0.00
4	2444	1246.28	52324.81	0.06
5	2245	1136.23	227246.67	0.27
6	1952	994.62	276449.47	0.37
7	1521	769.62	261109.20	0.45
8	1209	616.87	241580.35	0.52
9	914	458.32	202874.81	0.59
10	785	397.23	198616.67	0.67
11	0	0.00	0.00	0.00
12	474	238.45	157318.50	0.88
13	396	201.62	150666.72	1.00
14	230	120.08	98987.31	1.10
15	180	90.30	79385.29	1.17
16	98	48.42	43575.00	1.20
17	82	40.33	35779.71	1.18
18	44	21.27	18231.22	1.14
19	34	16.45	13551.52	1.10
20	11	5.50	4400.00	1.07
21	10	5.00	3951.47	1.05
22	0	0.00	0.00	0.00
23	12	5.43	4249.69	1.04
24	8	3.82	2946.14	1.03
25	5	2.20	0.00	0.00
26	3	1.27	0.00	0.00
27	3	1.50	0.00	0.00
28	3	1.18	0.00	0.00
29	3	1.50	0.00	0.00
30	2	1.00	0.00	0.00
	TOTAL ANUAL(kWh):		2073244.53	
Nª AERO:53	TOTAL ANUAL(MWh):		109881.96	
	TOTAL HORAS:	8784.50		
	TOTAL DÍAS:	366		
	HORAS EQUIVALENTES:	2764.33		

17.-Levx2008

Fecha de inicio:06-Nov-2008 16:30:00 Fecha de fin: 06-Nov-2009 17:00:00.

Archivo de Origen: levx.txt.

Detalles del aerogenerador y datos relevantes:
- Altura estimada para que el campo sea rentable: 45.55.
- Perfil del viento: 0.5
- Número de medidas: 17074
- Viento medio (m/s): 6.64636

Tabla de frecuencias y Potencias sacadas por el aerogenerador.

V(m/s)	FREC	TIEMPO(h)	Producción(kWh)	Producción
0	235	119.50	0.00	0.00
1	612	304.87	0.00	0.00
2	1690	862.72	0.00	0.00
3	1833	934.75	0.00	0.00
4	2203	1129.05	47402.80	0.06
5	2126	1092.37	218473.33	0.27
6	1986	1022.37	284162.46	0.37
7	1659	859.57	291626.70	0.45
8	1244	639.02	250254.85	0.52
9	956	492.97	218212.70	0.59
10	809	414.80	207400.00	0.67
11	0	0.00	0.00	0.00
12	481	244.53	161332.01	0.88
13	457	235.42	175925.23	1.00
14	270	143.82	118551.21	1.10
15	191	100.57	88411.01	1.17
16	131	65.90	59310.00	1.20
17	68	36.12	32039.10	1.18
18	45	22.08	18931.32	1.14
19	29	15.00	12357.01	1.10
20	14	8.00	6400.00	1.07
21	14	6.60	5215.94	1.05
22	0	0.00	0.00	0.00
23	2	1.00	782.15	1.04
24	6	3.00	2315.74	1.03
25	4	2.00	0.00	0.00
26	4	1.67	0.00	0.00
27	2	1.50	0.00	0.00
28	2	1.00	0.00	0.00
29	1	0.50	0.00	0.00
30	1	0.33	0.00	0.00
	TOTAL ANUAL(kWh):		2199103.55	
Nª AERO:53	TOTAL ANUAL(MWh):		116552.49	
	TOTAL HORAS:	8761.00		
	TOTAL DÍAS:	365		
	HORAS EQUIVALENTES:	2932.14		

18.-Levx2009

Fecha de inicio:06-Nov-2009 17:00:00 Fecha de fin: 06-Nov-2010 17:00:00.

Archivo de Origen: levx.txt.

Detalles del aerogenerador y datos relevantes:
- Altura estimada para que el campo sea rentable: 45.55.
- Perfil del viento: 0.5
- Número de medidas: 17141
- Viento medio (m/s): 6.64636

Tabla de frecuencias y Potencias sacadas por el aerogenerador.

V(m/s)	FREC	TIEMPO(h)	Producción(kWh)	Producción
0	454	230.67	0.00	0.00
1	682	341.28	0.00	0.00
2	1675	844.92	0.00	0.00
3	1756	894.93	0.00	0.00
4	2001	1027.70	43147.65	0.06
5	1779	935.38	187076.67	0.27
6	1648	846.65	235322.76	0.37
7	1340	682.77	231643.45	0.45
8	1198	612.00	239674.45	0.52
9	1015	516.97	228836.35	0.59
10	887	450.25	225125.00	0.67
11	0	0.00	0.00	0.00
12	585	299.32	197475.57	0.88
13	576	297.17	222070.57	1.00
14	371	190.12	156717.31	1.10
15	315	158.92	139708.14	1.17
16	247	125.03	112530.00	1.20
17	189	93.75	83165.64	1.18
18	106	52.17	44720.77	1.14
19	76	38.47	31688.86	1.10
20	43	20.87	16693.33	1.07
21	45	22.85	18058.22	1.05
22	0	0.00	0.00	0.00
23	44	22.90	17911.27	1.04
24	27	12.67	9777.58	1.03
25	21	8.93	0.00	0.00
26	21	10.78	0.00	0.00
27	18	9.30	0.00	0.00
28	3	1.50	0.00	0.00
29	2	1.50	0.00	0.00
30	18	10.75	0.00	0.00
	TOTAL ANUAL(kWh):		2441343.59	
Nª AERO:53	TOTAL ANUAL(MWh):		129391.21	
	TOTAL HORAS:	8760.50		
	TOTAL DÍAS:	365		
	HORAS EQUIVALENTES:	3255.12		