



Universidad de la República
Facultad de Ingeniería
Instituto de Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental

Tesis para optar al Título de
Magister en Ingeniería de la Energía

**DESCRIPCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL RECURSO
EÓLICO NACIONAL PARA SU MODELADO DENTRO DEL
SISTEMA ELÉCTRICO**

Autora: ELIANA CORNALINO
Tutor: Dr. Ing. José Cataldo

Montevideo, Uruguay,
2015

Página de aprobación

FACULTAD DE INGENIERÍA

El tribunal docente integrado por los abajo firmantes aprueba la Tesis de Investigación:

Título: DESCRIPCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL RECURSO EÓLICO NACIONAL PARA SU MODELADO DENTRO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Autor/s: Ing. Eliana Cornalino

Tutor: Dr. Ing. José Cataldo

Carrera: Maestría en Ingeniería de la Energía

Puntaje:

.....

Tribunal:

Profesor.....
(Nombre y firma).

Profesor.....
(Nombre y firma)

Profesor.....
(Nombre y firma)

Fecha:

RESUMEN

El presente trabajo de tesis concentra una serie de observaciones realizadas sobre el recurso eólico uruguayo a partir del estudio de mediciones a alturas típicas de generación, realizado durante más de cinco años. El propósito principal de las observaciones realizadas es el conocimiento del recurso para posibilitar su correcto modelado dentro de los programas utilizados para la planificación y operación del sistema eléctrico.

Se realizó un análisis estadístico de los datos, observándose un comportamiento uniforme en el territorio tanto de la dirección de viento más frecuente como de la distribución de probabilidad de las velocidades. Las direcciones más frecuentes se encuentran entre NE y E en todo el país, variando la preponderancia y orientación de las direcciones secundarias según cuatro regiones diferentes que se identificaron. En cuanto a las distribuciones de Weibull que mejor se ajustan a los datos se tiene, a alturas típicas de generación, un factor de forma promedio de 2,45 y de escala de 8,2 m/s. También se observó que la variación interanual, medida en términos del valor medio anual de la velocidad, resulta inferior a 5%.

Se observó que existe una muy adecuada coordinación a escala anual entre la demanda del sistema eléctrico y el recurso eólico, siendo el comportamiento de este último a escala anual, uniforme en el territorio. Por otro lado, se apreció una falta de coordinación en la variación diaria de ambas variables. A su vez, se observaron diferencias zonales en el comportamiento diario del recurso.

También se constató que la frecuencia de estados atmosféricos estables es elevada en la región, y que esto influye de manera determinante en el comportamiento del recurso.

A partir de un Análisis de Patrones Principales se mostró que el clima de vientos en Uruguay está asociado a dos patrones principales que suman del orden del 80% de la covarianza y cuya evolución presenta frecuencias características de entre ocho y diez días. Esto tiene como consecuencia que la variabilidad territorial del recurso eólico considerando períodos de tiempo de 24 horas resulta muy pequeña e inferior al 5%. Esta variabilidad se reduce aún más en condiciones de estabilidad atmosférica.

Se concluyó que para el modelado del recurso para la planificación del sistema eléctrico a largo plazo, no es necesario establecer la ubicación esperada de los parques eólicos, pues el comportamiento a esta escala temporal es similar en todas las regiones del país. Cuando el interés del modelado se centra en pasos de tiempo menores a las 24 horas, entonces sí se debe considerar el modelado zonal.

ABSTRACT

This thesis focuses a number of observations on the Uruguayan wind resource, based on a study of wind measurements at typical generation heights, carried out over five years. The main purpose of the observations is the knowledge of the resource to allow proper modeling within the programs used for the electrical system planning and operation.

A statistical analysis of the data was performed, showing a uniform behavior in the territory of both the most frequent wind direction and the probability distribution of velocities. The most frequent wind directions are between NE and E throughout the country, varying the prevalence and orientation of the secondary directions in four different regions that were identified. Weibull distributions that best fit the data, at typical generation heights, shows an average shape factor of 2.45 and scale factor of 8.2 scale m/s. It was also noted that the annual variation, measured in terms of average annual wind speed value, is less than 5%.

It was observed that there is a proper coordination at annual scale between the power system load and the wind resource, being the behavior of the latter, on an annual scale, uniform in the territory. On the other hand, a lack of coordination in the daily variation of both variables was observed. In turn, zonal differences in the daily behavior of the resource were observed.

It was also found that the frequency of stable atmospheric states is high in the region, and it has a significant influence on the resource behavior.

From a main pattern analysis (EOF analysis) was shown that the wind climate in Uruguay is associated with two main patterns totaling around 80% of covariance, and whose evolution has characteristic frequencies of between eight and ten days. As a consequence, the territorial variability of the wind resource, considering periods of 24 hours, is very small, less than 5%. This variability is further reduced under atmospheric stability.

It was concluded that for resource modeling for long term power system planning, it is not necessary to establish the expected location of wind farms, because the behavior of this time scale is similar in all regions of the country. When modeling interest focuses on time steps shorter than 24 hours, then, it should be considered the zonal modeling.

Contenido

Motivación	10
1. CAPÍTULO 1 - CONTEXTO.....	11
2. CAPITULO 2 - Introducción de la energía eólica en el SIN.....	17
2.1. Operación del sistema.....	19
2.1.1. Confiabilidad del sistema	20
2.1.2. Control de frecuencia.....	20
2.1.3. Control de voltaje.....	21
2.2. La generación eólica en el sistema.....	22
2.2.1. Distribución de probabilidad.....	22
2.2.2. Estacionalidad del recurso	24
2.2.3. Variabilidad	26
2.2.4. Escalas temporales de la Eólica y la Demanda	29
3. CAPITULO 3 - Modelado del recurso eólico para su simulación dentro del SIN.	31
3.1. Objetivos del modelado	32
3.2. Modelos computacionales utilizados.....	34
3.3. Vinculación entre variables de planificación y parámetros meteorológicos	36
3.4. Información necesaria para el modelado	38
4. CAPITULO 4 - Análisis de la información meteorológica.....	39
4.1. Descripción de la campaña de medidas y selección de estaciones	40
4.1.1. Altura de la medición	41
4.1.2. Configuración del montaje.....	42
4.1.3. El período de medición	47
4.1.4. El entorno.....	49
4.2. Estaciones seleccionadas	50
4.3. Análisis de calidad de datos	52
4.3.1. Durante el período de recolección.....	52

4.3.2.	Durante la etapa de análisis	53
4.3.3.	Principales problemas encontrados.....	53
4.4.	Descripción de parámetros meteorológicos.....	55
4.4.1.	Histograma de velocidad.....	55
4.4.2.	Histograma de direcciones.....	59
4.4.3.	Variabilidad interanual.....	64
4.4.4.	Estacionalidad anual.....	66
4.4.5.	Estacionalidad diaria	72
4.4.6.	Perfil vertical de la velocidad	76
4.4.7.	Estabilidad atmosférica.....	80
4.4.8.	Caracterización del estado atmosférico.....	83
4.4.9.	Inferencia del estado atmosférico.	86
4.5.	Variabilidad de corto plazo	91
4.6.	Puntos destacados del análisis de datos meteorológicos.....	94
5.	CAPITULO 5 - Análisis de zonificación para el modelado	95
5.1.	Análisis de Patrones principales.....	96
5.2.	Análisis de Correlación de corto plazo	101
5.3.	Enfoques para el modelado	103
6.	CAPÍTULO 6 - Conclusiones	107
	Bibliografía y referencias.....	113

Listado de Figuras

Fig. 1.1 Potencia instalada mundial. Fuente: World Wind Energy Association Key Statistics of World Wind Energy Report 2013 Shanghai, 7 April 2014	13
Fig. 1.2 Nueva potencia instalada mundial. Fuente: World Wind Energy Association Key Statistics of World Wind Energy Report 2013 Shanghai, 7 April 2014.....	13
Fig. 1.3 Ratios de crecimiento del mercado mundial. Fuente: World Wind Energy Association Key Statistics of World Wind Energy Report 2013 Shanghai, 7 April 2014.....	14
Fig. 2.1 Probabilidad de excedencia de la potencia media generada por un parque concentrado en un sitio. Potencias medias generadas en períodos de 1, 168 y 720 horas	23
Fig. 2.2 Probabilidad de excedencia de la potencia media generada por varios parques distribuidos en el territorio. Potencias medias generadas en períodos de 1, 168 y 720 horas..	24
Fig. 2.3 Estacionalidad de la demanda y de la generación eólica.	25
Fig. 2.4 Estacionalidad de la demanda y de la generación eólica.	25
Fig. 2.5 Reducción de la variabilidad con el aumento de cantidad de aerogeneradores. Extraído de [3]	27
Fig. 2.6 Distribución de probabilidad de las diferencias diezminutales de la demanda (azul) la energía eólica eólica (verde) y la demanda neta (rojo). Extraído de [7]......	28
Fig. 2.7 Demanda, Eólica y Demanda Neta según datos diezminutales de demanda real del año 2009 escalados según nivel de demanda esperada para el año 2015, y datos de producción eólica calculados a partir de datos de viento reales del mismo período.....	29
Fig. 4.1 Ejemplo de montaje de anemómetro en la parte superior y anemómetro de control, veleta y otros sensores (izquierda) – Ejemplo de montaje de anemómetro primario y de control en la parte superior (derecha). Extraído de IEC 61400-12-1 Anexo G.....	42
Fig. 4.2 Gráfico de isovelocidades del flujo local en torno a una torre triangular reticulada. Con un Ct de 0,5 normalizado según la velocidad del viento libre incidente (desde la izquierda). Extraído de IEC 61400-12-1 Anexo G.	43
Fig. 4.3 Velocidad relativa de la línea media del flujo en función de la distancia al centro de una torre triangular reticulada de lado L, para varios valores de Ct.....	43
Fig. 4.4 Diferencia de velocidades entre anemómetros redundantes. Estación PIE1.	45
Fig. 4.5 Diferencia de velocidades entre anemómetros redundantes. Estación CMG1.	46
Fig. 4.6 Diferencia de velocidades entre anemómetros redundantes. Estación ROM2.	46
Fig. 4.7 Espectro de Van der Hoven	47
Fig. 4.8 Ciclo anual calculado a partir de un período de 7 años contrastado con las velocidades medias mensuales de todo el período	48
Fig. 4.9 Ubicación geográfica de las estaciones seleccionadas	50
Fig. 4.10 Duración de las series, por semestre completo de julio a diciembre y de enero a junio, altura, entorno y montaje.	51
Fig. 4.11 Histogramas de velocidad de las 16 estaciones estudiadas. Período 1/7/2012 a 30/6/2014	56
Fig. 4.12 Parámetros de Weibull según altura.	57
Fig. 4.13 Distribuciones de Weibull para 9 estaciones distribuidas, con medidas entre 81 y 99m de altura.	58
Fig. 4.14 Rosas de viento de las 16 estaciones estudiadas. Período 1/7/2012 a 30/6/2014.....	60
Fig. 4.15 Regiones identificadas a partir de las rosas de viento.	62

Fig. 4.16 tramos horarios analizados	62
Fig. 4.17 Rosas de viento por horario. Estaciones costeras PIE, ROC, JIG, MMN y ROM.....	63
Fig. 4.18 Rosas de viento correspondientes al horario 4 (de 14:50 a 18:50) para las estaciones costeras	63
Fig. 4.19 Variaciones interanuales en porcentaje de la velocidad media del período total (2010-2013).	64
Fig. 4.20 Resultados de CVar obtenidos en [16] para un período de 11 años	65
Fig. 4.21 Evolución histórica de velocidades medias mensuales. Medidas de más de 77 m de altura.	67
Fig. 4.22 Evolución histórica de velocidades medias mensuales. Medidas entre 35 y 75 m de altura con velocidades medias mayores a 5 m/s.	67
Fig. 4.23 Evolución histórica de velocidades medias mensuales. Medidas a menos de 40 m de altura con velocidades medias menores a 5 m/s.....	68
Fig. 4.24 Ciclos anuales de mediciones de más de 60m (arriba) y de menos de 60m (abajo)....	69
Fig. 4.25 Anomalías respecto del ciclo anual total expresadas en porcentaje.	71
Fig. 4.26 Ciclo anual promedio de cada zona expresado por unidad de velocidad media.	71
Fig. 4.27 Comparación de ciclos anuales con 2, 3 y 5 años de período.	72
Fig. 4.28. Velocidades medias horarias para distintas alturas de medición dentro de la capa límite. Extraído de [26].....	73
Fig. 4.29 Velocidades medias horarias para tres alturas de medición de la estación VAL.	73
Fig. 4.30 Perfil horario de velocidad a alturas mayores a 85m.....	74
Fig. 4.31 Perfil horario de velocidad a alturas próximas a 60m en la zona costera.....	75
Fig. 4.32 Perfil horario de velocidad a alturas próximas a 100m en la zona costera.....	75
Fig. 4.33 Imagen aérea de la estación CEC1, rosa de viento y rosa de exponentes alfa.....	79
Fig. 4.34 Ilustración del comportamiento de un pequeño elemento de aire en atmósfera estable e inestable. Extraído de Apuntes del curso de Energía Eólica.....	81
Fig. 4.35 Evolución termodinámica de la capa límite. Stull 1988 [17].	82
Fig. 4.36 Comportamiento esperado de L, diurno y nocturno. Extraído de [17].....	84
Fig. 4.37 Relación entre las variables adimensionadas Ri y z/L . Extraído de [17].....	84
Fig. 4.38 Clasificación de los estados atmosféricos de Pasquill Gifford.....	85
Fig. 4.39 Histogramas de frecuencia por hora de los estados atmosféricos según. Estación PAM.	85
Fig. 4.40 Perfiles típicos de temperatura, velocidad y humedad en la capa límite estable. Extraído de [17].....	87
Fig. 4.41 Histogramas de gradientes de temperatura y velocidad e Intensidad de turbulencia para 5 estaciones, diferenciando horario diurno y nocturno. Se indica nombre de la estación y distancia a la costa en kilómetros.	89
Fig. 4.42 Probabilidades de estados atmosféricos por estación. Clasificación según Tabla 4.5. 90	
Fig. 4.43 Curvas de duración de las variaciones de módulo de velocidad	92
Fig. 4.44 Curvas de autocorrelación para las series de módulos de velocidad.....	93
Fig. 5.1 Varianza representada por los patrones principales encontrados en las series de v_x y v_y	96
Fig. 5.2 Representación vectorial de los patrones principales encontrados en las series de v_x y v_y	97

Fig. 5.3 Varianza representada por los patrones principales encontrados en las series de vx y xy, sólo para las 8 estaciones con más historia..... 98

Fig. 5.4 Representación vectorial (izquierda) y Espectro de frecuencias acumulado (derecha) de los patrones principales encontrados en las series de vx y xy, sólo para las 8 estaciones con más historia..... 99

Fig. 5.5 Factores de correlación de cada estación estudiada con las restantes, en función de la distancia que las separa en kilómetros. 101

Fig. 5.6 Correlación cruzada entre estaciones en función de la distancia, para diferentes períodos de promediado de datos..... 102

Fig. 5.7 Espectro de frecuencias (izquierda) y varianza acumulada representada por los patrones principales para velocidades medias diarias. 104

Fig. 5.8 Variabilidad diezminutal de las velocidades de todas las estaciones de medición para los casos estables (azul) comparada con los resultados de variabilidad sin filtrar (rojo) 105

Fig. 5.9 Comparación de la correlación cruzada entre estaciones en función de la distancia para el caso estable y el caso sin filtrar 106

Listado de Tablas

Tabla 2.1 Reducción de la variabilidad con la distribución geográfica de los parques. Extraído de [3]. 27

Tabla 4.1 Parámetros A y k de Weibull en cada altura de medición para todas las estaciones estudiadas. 57

Tabla 4.2 Valores de CVar obtenidos para 8 estaciones en el período (2010-2013). 65

Tabla 4.3 Valores medios del exponente alfa hallados para las estaciones estudiadas..... 80

Tabla 4.4 Resumen de comportamiento de las variables de interés dentro de la capa límite... 88

Tabla 4.5 Clasificación de estados atmosféricos elaborada a partir de [27]..... 88

Motivación

Desde el inicio de mis actividades en el estudio del viento y la generación eólica me he enfrentado muchísimas veces a las mismas preguntas, con diferentes enfoques dependiendo del interlocutor: ¿cómo pueden integrarse a nuestro sistema grandes cantidades de potencia instalada cuya producción de energía es variable, impredecible, no gestionable, y no soporta demanda de potencia firme, como la energía eólica? ¿Qué potencia de respaldo se requiere instalar por cada MW instalado de eólica? ¿Si se eligiera a la eólica como fuente más significativa para el abastecimiento del sistema eléctrico, que se hace con las “sequías de viento”? o ¿qué se hace cuando se den salidas intempestivas masivas de los parques eólicos por vientos fuertes? ¿El viento es el mismo en todo el país o existen zonas con variaciones complementarias, tal que si se distribuye la potencia a instalar de determinada manera se puede lograr asegurar cierta “firmeza” en la potencia global esperada?

Buscar respuestas a todas estas preguntas ha sido mi principal motivación en este camino que he ido transitando, intentando acercarme a él, conocerlo, comprenderlo y explicarlo, para poder aprovechar la enorme riqueza que a su manera nos da.

1. CAPÍTULO 1 - CONTEXTO

Las primeras fuentes de energía que el hombre utilizó, luego de la tracción animal, fueron las energías hidráulica y eólica, las cuales han sido utilizadas moviendo “molinos” con múltiples usos desde varios siglos antes de la aparición de la máquina de vapor en el siglo XVIII.

Luego, las grandes inversiones en los países desarrollados se centraron solamente en la investigación y desarrollo de tecnologías de generación y medios de utilización de las fuentes de energía que posibilitaban la concentración de poder en torno a éstas, quedando de lado, a nivel mundial, el desarrollo de fuentes renovables, las cuales se encuentran amplísimamente distribuidas por toda la superficie del planeta.

Finalmente, luego de una pausa de algo más de un siglo, la generación de energía eléctrica en base a fuentes renovables, comenzó a retomar el camino del desarrollo.

En 1982, se instala el primer parque eólico de Europa con 5 turbinas de 20 kW, en la isla griega de Kyathos, y se comienzan a exportar desde Europa aerogeneradores a California. El mismo año se funda la Asociación Europea de Energía Eólica. En los años siguientes se presentan varios prototipos de aerogeneradores de dos y tres palas, de potencias inferiores a los 100 kW, y se comienza la producción en serie de aerogeneradores por parte de la empresa Vestas. Para 1985 la potencia instalada en California ya excedía los 1000 MW. Esta misma capacidad instalada se alcanza en Europa en 1993, y en 1995 se alcanzan los 2500 MW.

La industria se continúa desarrollando aumentando los diámetros de las turbinas, las potencias unitarias, las potencias instaladas y la energía suministrada. En 1998 la capacidad eólica instalada en todo el mundo ronda los 10.000 MW, quince años después, en el 2013, dicha capacidad asciende a 318.529 MW. En la figura 1.1 se aprecia la evolución de la potencia instalada en el mundo, y en la figura 1.2 el aumento de la potencia instalada durante cada año.

World Total Installed Capacity [MW]

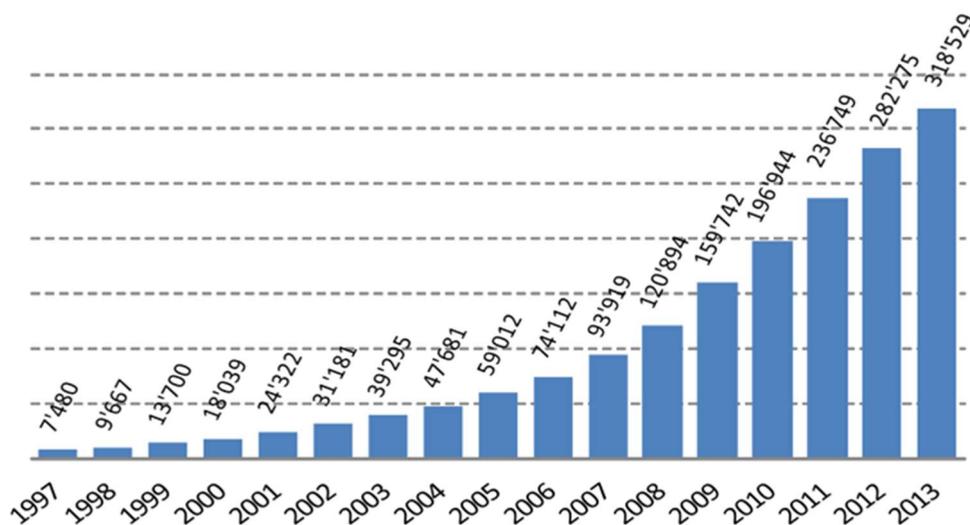


Fig. 1.1 Potencia instalada mundial. Fuente: World Wind Energy Association Key Statistics of World Wind Energy Report 2013 Shanghai, 7 April 2014

En el año 2008, con el comienzo de la crisis económica mundial que afectó fuertemente sobre todo a los países desarrollados, cayó fuertemente el desarrollo de nuevas centrales eólicas en los países que presentaban mayor crecimiento. Las fábricas de aerogeneradores que se encontraban en una situación de sobredemanda, pasaron a la situación contraria en pocos meses, teniendo excedente de producción y de personal.

New Installed Capacity [MW]

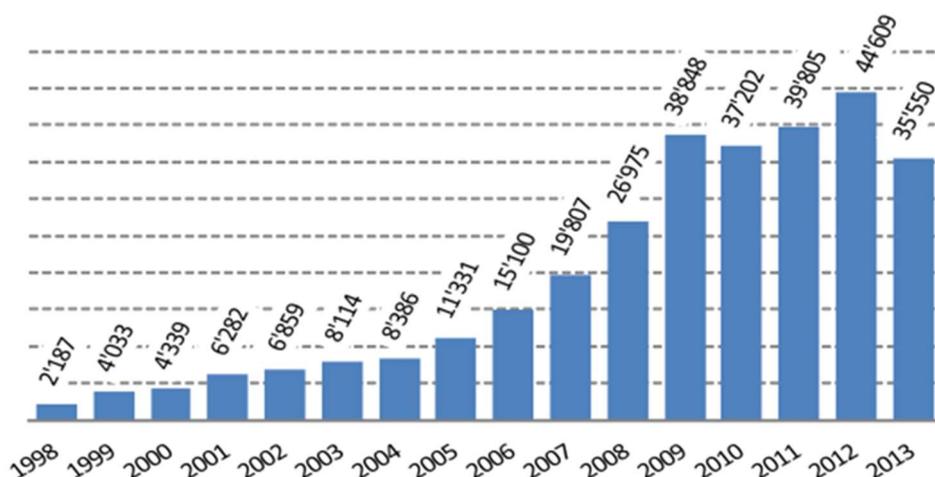


Fig. 1.2 Nueva potencia instalada mundial. Fuente: World Wind Energy Association Key Statistics of World Wind Energy Report 2013 Shanghai, 7 April 2014

El crecimiento del mercado eólico fue ascendente entre los años 2004 y 2008, donde se centró el crecimiento más explosivo de la capacidad instalada mundial. Desde el 2009 en adelante los ratios de crecimiento vienen en descenso, presentando de todas

maneras un nivel de crecimiento del 13% en el año 2013, tal como se aprecia en la figura 1.3.



Fig. 1.3 Ratios de crecimiento del mercado mundial. Fuente: World Wind Energy Association Key Statistics of World Wind Energy Report 2013 Shanghai, 7 April 2014

Mientras tanto en Uruguay, en 1988 se firmó un convenio entre la Facultad de Ingeniería de la Universidad de la República y UTE para la evaluación y estudio del potencial eólico del Uruguay, con resultados como el primer mapa eólico del país presentado en el año 1992 y la concreción de una “granja piloto” con la instalación de un aerogenerador de 150kW en la sierra de los Caracoles en el año 2000 a través del proyecto BID-CONICYT 116 [2], donde años más tarde, en el 2008, se concretara la instalación del primer parque eólico de UTE, con 10 MW de potencia nominal, que serían ampliados a 20 MW en el año 2010.

A pesar de los avances en el conocimiento del recurso eólico a nivel académico, no se valoraba aun el potencial energético existente en el viento por parte de los tomadores de decisión en cuanto a políticas energéticas y planificación de inversiones. Los primeros pasos comenzaron a darse recién a partir de los años 2006 y 2007 afianzándose en el 2009.

El Decreto 77/006 de marzo de 2006 promovía “la celebración de contratos especiales de compraventa de energía eléctrica con proveedores a instalarse en territorio nacional, que produjesen dicha energía a partir de la fuente eólica, de biomasa o de pequeñas centrales hidráulicas. La potencia total instalada en centrales asociadas a dichos contratos no superarán los 60 MW, planteándose inicialmente una meta de asignación de 20 MW a cada uno de los tres tipos de fuente mencionada.”

En julio del 2007 comenzó a operar el Programa de Energía Eólica del Uruguay (PEEU), financiado por el Fondo Global Para el Medio Ambiente (GEF), finalizando en Junio de 2013. Los objetivos de este programa fueron “crear las condiciones favorables e incentivar el proceso de inserción de la energía eólica en el país desde un abordaje

multidisciplinario, de modo de alcanzar el objetivo de contribuir a la mitigación de emisión de gases de efecto invernadero.”, de acuerdo a lo que se indica en la web de dicho programa¹.

Hasta entonces se había logrado introducir la energía eólica en los ámbitos de discusión y definición de políticas energéticas, sin embargo ésta se mantenía en un lugar muy marginal, como una innovación para la diversificación de fuentes y la reducción de la contaminación ambiental.

El trabajo desarrollado por el PEEU dentro de la DNE y UTE sumado a un creciente interés mostrado por inversores privados y fabricantes de aerogeneradores en el mercado uruguayo, la coyuntura internacional y los avances obtenidos en el conocimiento del recurso eólico, generaron el contexto necesario para que se impulsara una nueva iniciativa con una meta un poco más ambiciosa: la encomendación por parte del Poder Ejecutivo a UTE de la contratación de 300 MW eólicos a través del decreto 403/009 de agosto de 2009.

A partir de este decreto se implementó un proceso competitivo para la contratación de energía de 150 MW eólicos en febrero de 2010, y en diciembre del mismo año se anunció que se realizaría un nuevo proceso a principios de 2011 para completar los 300 MW indicados en el decreto, lo que finalmente se concretó a través de un nuevo Decreto (159/011) de mayo de 2011 y una nueva convocatoria lanzada en junio.

Para ampliar el espectro de posibles interesados en participar de las convocatorias, UTE publicó mediciones de viento de tres sitios de referencia con buen potencial eólico. Muchos de los primeros proyectos presentados se basaron en estas medidas de referencia y esto se ve reflejado en la ubicación de los proyectos adjudicados.

La primera convocatoria culminó con la adjudicación en marzo de 2011 para la firma de tres contratos, por 50 MW cada uno, con un precio promedio de 87 dólares el MWh.

La segunda convocatoria finalizó en agosto de 2011 y resultaron adjudicados 3 proyectos con un total de 192MW, con un precio promedio del entorno de los 63,5 dólares por MWh.

Rápidamente se anunció una nueva convocatoria para el mismo año, concretándose a partir de un nuevo decreto (424/011) en que, contrariamente a los decretos anteriores, no se limita la potencia a contratar pero si se limita el precio, al valor promedio de la última convocatoria. Esto culmina con la adjudicación de 538 MW a principios de 2012.

¹ <http://www.energiaeolica.gub.uy/>

Se tienen actualmente estos 880MW en distintas etapas de desarrollo, con los primeros ya entrando en operación y otros en etapa de construcción.

Por otro lado se tienen 480 MW desarrollados por UTE, también con distintos grados de avance.

Cuando estos proyectos estén operativos, el Uruguay tendrá más del 30% de su abastecimiento eléctrico anual cubierto en base a energía eólica. Se trata de una muy alta participación de esta energía en el sistema eléctrico si se compara con otros países del mundo. Sin embargo, todos los sistemas eléctricos son diferentes, y el uruguayo presenta ventajas particulares frente a otros sistemas como lo son la importante proporción de energía hidroeléctrica que lo compone y la fuerte interconexión con los países vecinos. Ambos factores contribuyen a que la alta incorporación de energía eólica sea más factible que en otros sistemas normalmente utilizados como referencia, por ejemplo España o Dinamarca.

2. CAPITULO 2 - Introducción de la energía eólica en el SIN

La introducción de la energía eólica en proporciones importantes en un sistema eléctrico existente es un desafío diferente para cada sistema, pues depende de las características de éste, de su interconexión con sistemas vecinos y del tipo de centrales eléctricas que a priori lo abastecen.

El objetivo del sistema eléctrico es abastecer a cada instante la energía demandada por los consumidores, con la calidad adecuada. Las dificultades que cada sistema enfrenta para lograr este objetivo son diferentes en función de sus características, y no sólo la eólica se presenta como un desafío sino que otras tecnologías como la nuclear también han puesto en jaque a los operadores de sistemas con alta participación de estas centrales, existiendo ya una historia de avances tecnológicos en cuanto a soluciones implementadas para dar la flexibilidad necesaria a cada sistema de manera de poder cumplir instante a instante con su principal objetivo.

En [5] se plantean estos aspectos y se recoge información referente a la integración de la energía eólica en los sistemas eléctricos de distintas partes del mundo. Tomando como referencia este texto se describen en el presente capítulo los principales aspectos a tener en cuenta para la incorporación de energía eólica al sistema, aplicados al sistema uruguayo.

2.1. Operación del sistema

El sistema eléctrico está compuesto por las centrales de generación, el sistema de transmisión y distribución y los consumidores de energía eléctrica.

El balance entre la potencia generada y la potencia consumida debe cumplirse instante a instante, es decir:

$$G = D + L$$

Con

G = potencia generada en todas las centrales disponibles

D = potencia demandada por los consumidores

L = pérdidas eléctricas

Este planteo clásico de la igualdad con la generación de un lado y el resto del otro presupone la capacidad de decisión sobre las centrales de generación para atender la demanda y las pérdidas, las cuales son en principio no gestionables por el operador del sistema.

Con la incorporación de la energía eólica, aparecen centrales de generación de energía cuya potencia no es gestionable instante a instante por el operador, sino que depende del recurso eólico existente en cada momento, el cual no es regulable por el hombre. Esto hace que resulte conveniente, desde el punto de vista de la operación del sistema, representar la ecuación anterior de la siguiente manera:

$$G = D + L - W$$

Con

G = potencia generada en las centrales gestionables disponibles

D = potencia demandada por los consumidores

L = pérdidas eléctricas

W = potencia generada en las centrales eólicas (válido también para otras energías renovables no acumulables como la energía solar).

Otra manera de expresar la misma idea es componer la demanda (D) con la generación eólica (W) generando la Demanda Neta (DN = D-W), que es un término muy utilizado que ayuda en la incorporación de la idea del abastecimiento de la demanda con potencia no gestionable y obliga a sustituir la idea del tradicional comportamiento de la demanda como objetivo a cumplir por el operador.

Esta ecuación debe cumplirse en todo momento independientemente de cual sea el período observado, es decir, debe cumplirse tanto en un lapso de un minuto como en el lapso de un año.

A su vez, son cometidos de la operación garantizar la confiabilidad del sistema, el control de frecuencia y el control del voltaje.

2.1.1. Confiabilidad del sistema

Garantizar la confiabilidad, es decir, que el cumplimiento del abastecimiento de potencia se realice de manera permanente en las condiciones esperadas requiere que se mantengan reservas tanto de potencia activa como de potencia reactiva, que puedan utilizarse en caso de ser necesario, así como también, que el sistema sea diseñado y operado de manera consistente con la operación en caso que ocurra al menos una falla, ya sea en una central, en una línea de transmisión o en una subestación.

La integración de la energía eólica al sistema cambia el tradicional enfoque dado por el operador a este respecto, ya que ahora la disponibilidad de reservas así como la operación en general deben volverse mucho más flexibles para atender las constantes variaciones del viento.

Para medir la confiabilidad de un sistema el método más utilizado es el de potencia de falla esperada (LOLE en inglés por Loss of Load Expectation), asociado también a la probabilidad de falla (LOLP en inglés por Loss of Load Probability) y a la energía de falla esperada (LOEE en inglés por Loss of Energy Expectation). En [6] se define y trata en profundidad este método de evaluación de confiabilidad.

2.1.2. Control de frecuencia

La frecuencia del sistema eléctrico debe mantenerse en torno a su valor nominal, con un pequeño rango de variación que debe controlarse para garantizar la calidad y seguridad del servicio. Cuando el consumo tiende a ser mayor que la generación, la frecuencia baja, y viceversa. En el sistema uruguayo la frecuencia nominal es 50 Hz

pudiendo variar entre 49,8 Hz y 50,2 Hz en condiciones normales. De forma transitoria podría variar en el rango de 47,5 Hz y 53 Hz durante hasta 3 segundos.²

El control primario sobre la frecuencia se realiza en las centrales generadoras, como un control automático que se activa con las fluctuaciones de frecuencia de modo de mantener las fluctuaciones dentro de la banda admitida. Este control primario tiene capacidad de actuar en plazos de segundos. Físicamente se trata de reserva rotante, es decir capacidad ociosa en centrales que se encuentran generando energía y que permiten un margen suficiente de subida y bajada como para regular la frecuencia a este nivel primario.

Cuando el equilibrio del sistema se ve alterado por perturbaciones de mayor magnitud, deben actuar reservas de potencia activa y reactiva de orden secundario, con capacidad de actuar en plazos de minutos, las cuales pueden activarse de manera automática o manual. Esta reserva se encuentra en general en centrales térmicas de encendido rápido (por ejemplo turbinas de gas o motores)

El tercer respaldo consiste en la reserva de potencia terciaria, la cual actúa siendo activada de manera manual, en plazos de algunas horas. Esta reserva se llama reserva fría y puede estar en cualquier central disponible.

2.1.3. Control de voltaje

Mantener el voltaje en el valor óptimo definido para el sistema es otro requerimiento a cumplir en la operación del sistema eléctrico. Para esto se utilizan reservas de potencia reactiva ubicadas tanto junto a las centrales de generación como a puntos de consumo importante, con el objetivo de prevenir la ocurrencia de sobretensiones o caídas de tensión, inyectando o consumiendo reactiva directamente en el sitio evitando así la sobrecarga de líneas o aumento de pérdidas en las líneas de transmisión por conducción de potencia reactiva.

² Según establece el reglamento de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua (URSEA), Texto Compilado de Normativas de diciembre de 2014.

2.2. La generación eólica en el sistema

Las características relevantes del recurso eólico respecto de su integración al sistema son su distribución de probabilidad, su comportamiento estacional y diario y la magnitud y frecuencia de sus variaciones.

2.2.1. Distribución de probabilidad

La importancia de la distribución de probabilidad es debida a la necesidad de conocer la producción energética esperada, pensando en el balance energético de largo plazo del sistema, es decir, conocer la distribución del paquete de energía eólica de que se dispone para evaluar su complementación con la distribución de la demanda y de las otras energías disponibles.

La consideración de este aspecto es fundamental desde el punto de vista de la planificación energética de largo plazo, ya que, siendo la potencia eólica una fuente no gestionable, en una primera instancia podría pensarse erróneamente que el 100% de la energía eólica debería ser respaldada por otra fuente gestionable para garantizar el abastecimiento en eventuales períodos de ausencia de viento o “sequías de viento” como se denominaba en Uruguay a este temido fenómeno.

Sin embargo el análisis del recurso muestra que las “sequías de viento” no existen, ya que a pesar de la fuerte variabilidad característica en el corto plazo, la distribución de probabilidades de la generación eólica depende del paso de tiempo de integración de la energía considerado, siendo cada vez menor la dispersión de la distribución cuando se va ampliando el período de integración de horario a diario, de diario a semanal, de semanal a mensual, y de mensual a anual.

En la figura 2.1 se presenta la distribución de la potencia media esperada para el parque de Caracoles (Emanuele Cambilargiu) realizada a partir de las mediciones de viento previas a la construcción, modelando la generación eólica con un único aerogenerador instalado en el punto de medición. Las distintas curvas representan distintas ventanas de integración de 1 hora, 168 horas (una semana) y 720 horas (un mes). Puede observarse que para una ventana de 168 horas (1 semana) se tiene un factor de capacidad de 30 % con una probabilidad de excedencia de 95%.

Es decir en términos semanales el parque de Caracoles aseguraría un suministro de energía correspondiente al 30% de su potencia instalada, con una confiabilidad del 95%.

Si bien se trata de modalidades de utilización diferentes, por lo cual es difícil comparar valores directamente, a modo de referencia se hace notar que las máquinas térmicas actualmente disponibles en el sistema uruguayo, presentan un factor de disponibilidad fortuita del entorno del 75%. Esto quiere decir que, al momento de convocar una máquina térmica, sólo se tiene 75% de probabilidad de que ésta se encuentre disponible para responder³.

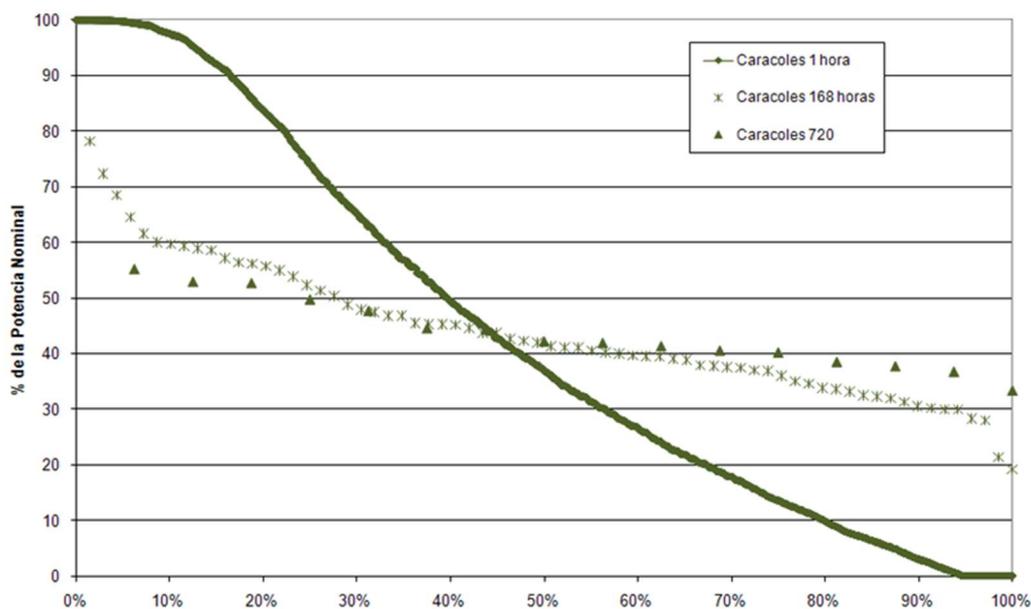


Fig. 2.1 Probabilidad de excedencia de la potencia media generada por un parque concentrado en un sitio. Potencias medias generadas en períodos de 1, 168 y 720 horas

Asimismo, cuando en vez de suponer la generación concentrada en un único sitio, se considera la producción de potencia acumulada de varios sitios distribuidos, se reduce aún más la dispersión de las potencias medias horarias y diarias reduciendo fuertemente la cantidad de horas al año con generación eólica mínima y máxima. En períodos de una semana y mayores ya no influye la distribución espacial en la uniformización de la potencia media esperada dado que el recurso en si tiende a ser uniforme en ese paso de tiempo. En la figura 2.2 se puede observar que es mucho menor al 1% la probabilidad de que todos los parques eólicos se encuentren

³ Esta información se basa en datos reales de disponibilidad fortuita y factores de convocatoria del período Junio 2013 a Marzo 2014, obtenido de la “Programación Estacional Noviembre 2014- Abril 2015” elaborada por UTE, que define la política de operación de largo plazo del embalse de la central G. Terra y analiza la operación esperada para el período.

generando a potencia nominal y también se destaca, en consecuencia, lo baja que es la probabilidad de que se produzcan desconexiones simultáneas en masa por altos vientos.

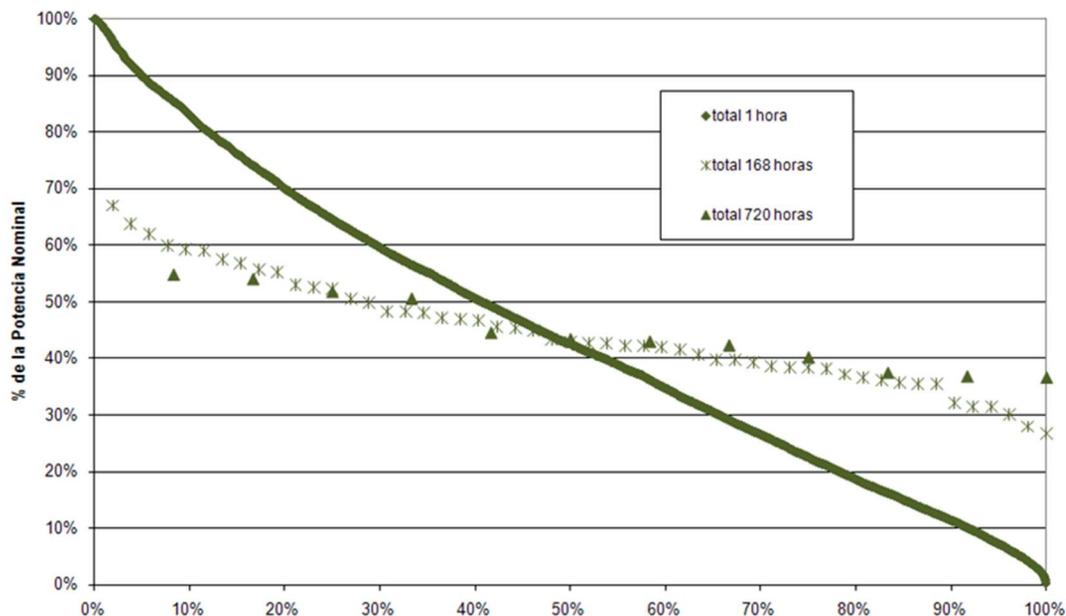


Fig. 2.2 Probabilidad de excedencia de la potencia media generada por varios parques distribuidos en el territorio. Potencias medias generadas en períodos de 1, 168 y 720 horas.

2.2.2. Estacionalidad del recurso

El comportamiento estacional y durante las horas del día es relevante a efectos de evaluar la complementación con la demanda, que presenta un comportamiento diario y estacional conocido, y con el resto de las fuentes generadoras que pudieran presentarlo.

Utilizando datos diezminutales⁴ de demanda real del sistema uruguayo y datos diezminutales de generación eólica modelada a partir de datos de viento en 7 puntos distribuidos en diferentes sitios del país, se realizó una comparación de medias mensuales y medias horarias para evaluar la existencia o no de complementariedad en el comportamiento de ambas variables. Los resultados se muestran en las figuras 2.3 y 2.4.

⁴ Se utiliza la expresión “diezminutal” para referirse a datos tomados con periodicidad de 10 minutos.

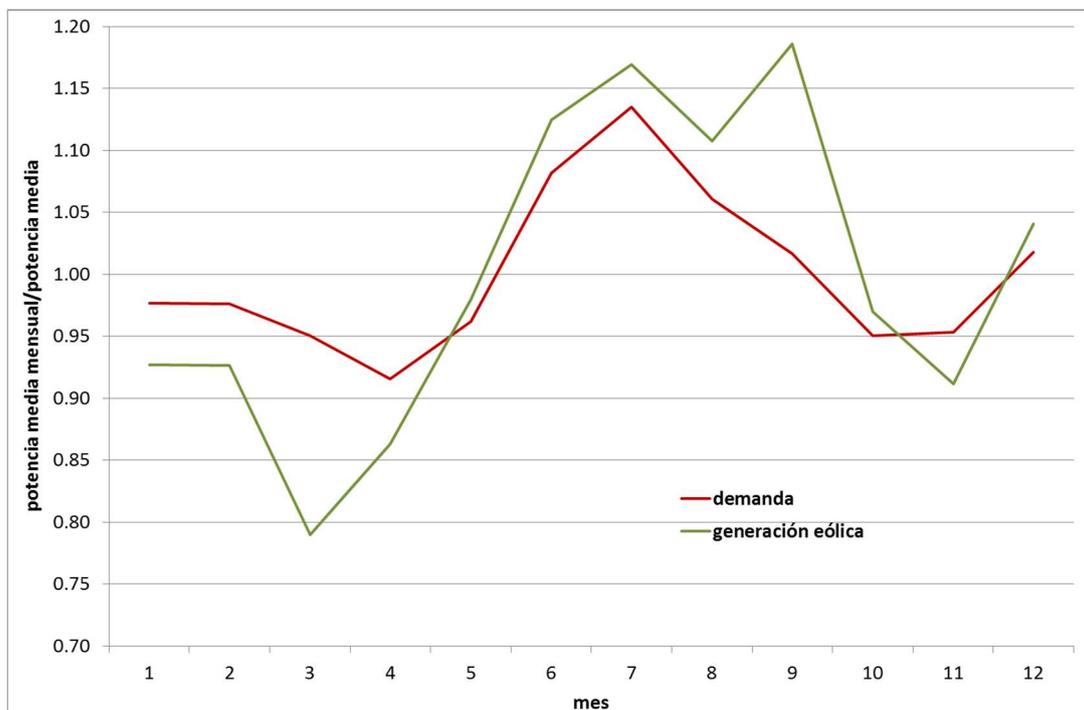


Fig. 2.3 Estacionalidad de la demanda y de la generación eólica.

Para el caso de las medias mensuales se observa una significativa correlación de ambas variables lo cual es positivo desde el punto de vista de la incorporación de la energía eólica al sistema. Por otro lado, el comportamiento horario es significativamente anti correlacionado durante la mayor parte del día, con excepción del pico de la demanda, el cual es acompañado por un aumento de la generación, que contribuye al abastecimiento.

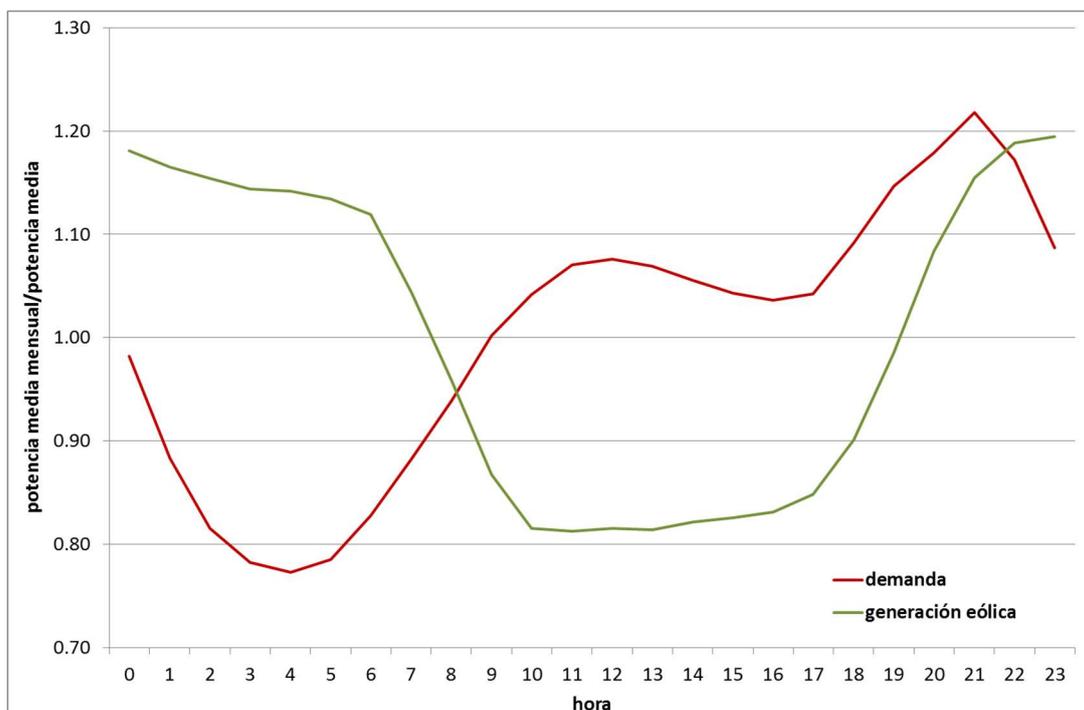


Fig. 2.4 Estacionalidad de la demanda y de la generación eólica.

Tanto el comportamiento estacional del recurso eólico como su comportamiento horario se analizan en profundidad en el apartado 4.4, pudiéndose allí observar que la distribución geográfica de los parques eólicos influye tímidamente en el comportamiento de las medias mensuales y mucho más significativamente en el comportamiento de las medias horarias, debido a que el comportamiento diurno es diferente dependiendo de si el sitio se encuentra en la cercanía de la costa atlántica del territorio o alejado de ésta.

Debido a que los datos de viento utilizados para el modelado de la generación eólica presentada en los gráficos de las figuras 2.3 y 2.4 pertenecen a estaciones mayoritariamente ubicadas en el centro del país, el mencionado comportamiento diferenciado observado en las estaciones costeras no se ve reflejado en dichos gráficos.

2.2.3. Variabilidad

Por último, conocer la magnitud y frecuencia de las variaciones, es imprescindible para evaluar el impacto desde el punto de vista de la operación, ayudando a determinar la cantidad y tipo de reserva necesaria para mantener la confiabilidad del sistema.

En el capítulo 4 de [5] se plantea que la incorporación de potencia eólica en gran proporción tiene dos aspectos positivos desde el punto de vista de la operación del sistema:

- El aumento del número de máquinas en un parque eólico permite el filtrado de la variabilidad de la potencia en plazos de segundos provocada por ráfagas debido a que el viento es un flujo turbulento, las cuales no afectarán en forma simultánea a todas las turbinas del parque. En condiciones ideales, plantea que la variación en la potencia de salida de todo el parque se reduce proporcional a $n^{-1/2}$, siendo n el número de turbinas. Esto quiere decir que si se tiene n unidades de potencia nominal P , es decir una potencia total instalada de $n \times P$, y en un instante en que la generación de una máquina es $P(t)$ y la amplitud de la fluctuación de esta potencia fuera $\Delta P(t)$, la fluctuación de la producción del parque, que estaría generado $n \times P(t)$, sería $n \times \Delta P(t)/n^{1/2}$
- La distribución de los parques eólicos en amplias áreas geográficas, permite reducir el pico diurno y sinóptico de la variabilidad debido al cambio en los forzantes sinópticos, cambio que no afecta al mismo tiempo a los distintos parques.

El primer aspecto se analizó en [3] a partir de datos reales del parque eólico Emanuele Cambilargiu, de 20 MW sobre la Sierra de los Caracoles, observándose por ejemplo

que, la amplitud de los cambios de potencia (en valor absoluto) con probabilidad de excedencia del 1% pasan de ser del entorno del 25% de la potencia nominal para un solo aerogenerador, a 17% de la potencia nominal para diez aerogeneradores. Esto puede observarse en la figura 2.5.

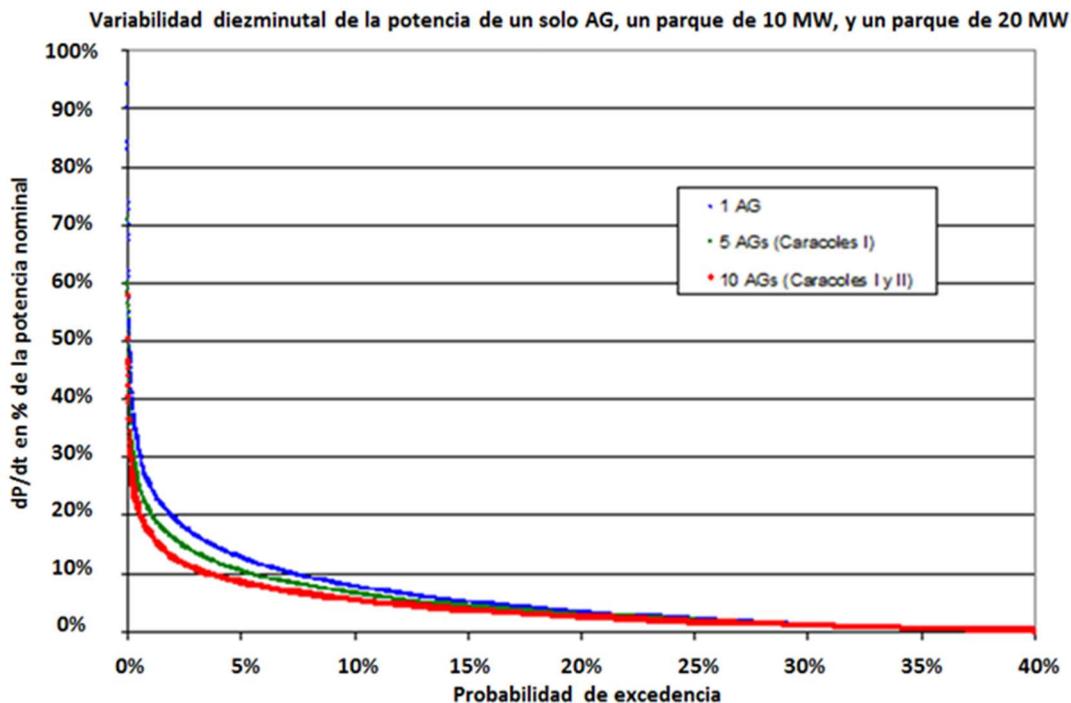


Fig. 2.5 Reducción de la variabilidad con el aumento de cantidad de aerogeneradores. Extraído de [3]

El segundo aspecto también se analizó en [3], utilizando el modelado de la generación eólica presentado en ese trabajo para generar datos de generación simultánea en siete parques distribuidos, a partir de datos de viento reales. Los resultados obtenidos se presentan en la tabla 2.1 donde se compara la magnitud de las variaciones diezminutales de potencia, $(P(t) - P(t - 1))/P instalada$, y su probabilidad de excedencia, registradas en el parque de Caracoles con las esperadas para los siete parques distribuidos en el territorio que totalizan una potencia instalada de 660 MW, cuya generación se simuló utilizando el modelo que se presenta en dicho trabajo.

	Parque de Caracoles (20MW)	Parque distribuido de 660 MW
subida máxima	58%	20%
subida con PE 1%	17%	9%
subida con PE 5%	9%	5%
subida con PE 10%	6%	4%
bajada máxima	-74%	22%
bajada con PE 99%	-16%	-8%
bajada con PE 95%	-9%	-5%
bajada con PE 90%	-6%	-4%

Tabla 2.1 Reducción de la variabilidad con la distribución geográfica de los parques. Extraído de [3].

En torno al mismo fenómeno se trabajó en [4], buscando la distribución geográfica “óptima” para los parques eólicos a instalar en el país, analizando el comportamiento de la generación eólica global según distintas distribuciones propuestas. La definición del óptimo es función del objetivo perseguido. En dicho trabajo se manejan tres optimizaciones diferentes, una distribución minimizando la variabilidad de corto plazo, otra maximizando la correlación de la generación con la demanda y otra maximizando la generación eólica. Todo esto se analizó a partir de datos de viento de 14 estaciones de medida, dentro de las cuales no se incluía la zona litoral-norte.

Dado que, como se mencionó en 2.1, lo que el operador debe atender es el abastecimiento de la denominada Demanda Neta, también debe preocuparse por las variaciones de la Demanda Neta y no de la demanda ni de la energía eólica por separado.

Sobre este punto, en [7], se presenta el análisis de la variabilidad propia de la demanda junto con la de la generación eólica y la variabilidad de la suma. Los resultados se presentan comparativamente en la figura 2.6.

La variabilidad de la potencia eólica considerada en [7] se debe tomar como una cota superior de la variabilidad real ya que para su cálculo, la potencia de cada parque se escaló linealmente a partir de la potencia de un único aerogenerador supuestamente instalado en cada sitio. Sin embargo, tal como fue explicado anteriormente, la variabilidad de la potencia de un parque eólico en particular se suaviza al aumentar el número de máquinas instaladas.

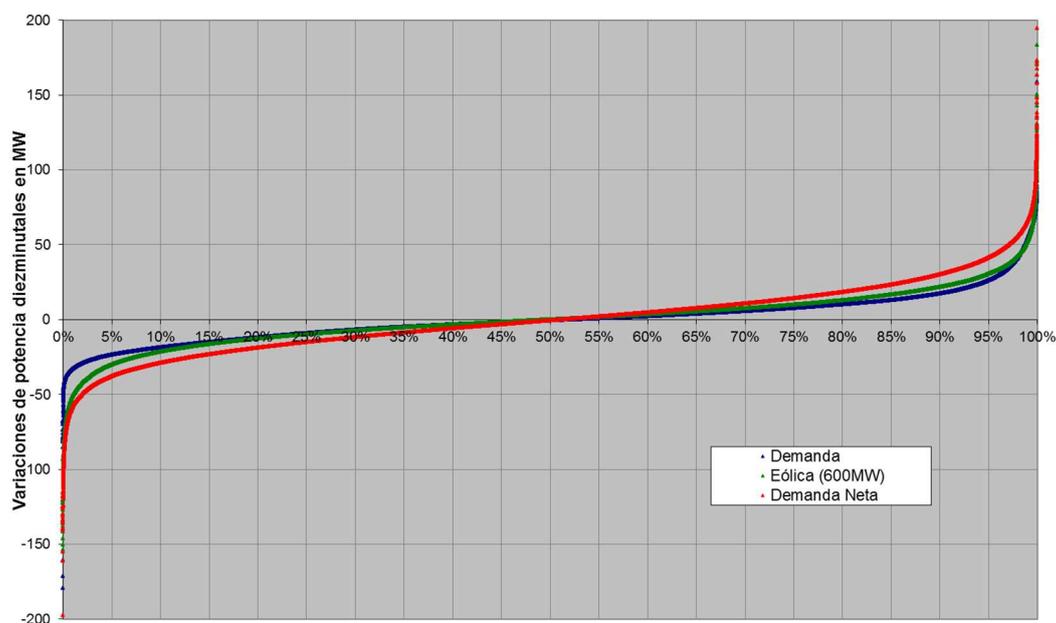


Fig. 2.6 Distribución de probabilidad de las diferencias diezminutales de la demanda (azul) la energía eólica (verde) y la demanda neta (rojo). Extraído de [7].

En la figura 2.7 se observa el andamio de la demanda, la generación eólica y la diferencia entre ambas para dos días de enero de 2015, elaborado a partir de los datos utilizados en [7]. La potencia eólica corresponde a un parque distribuido de 600 MW,

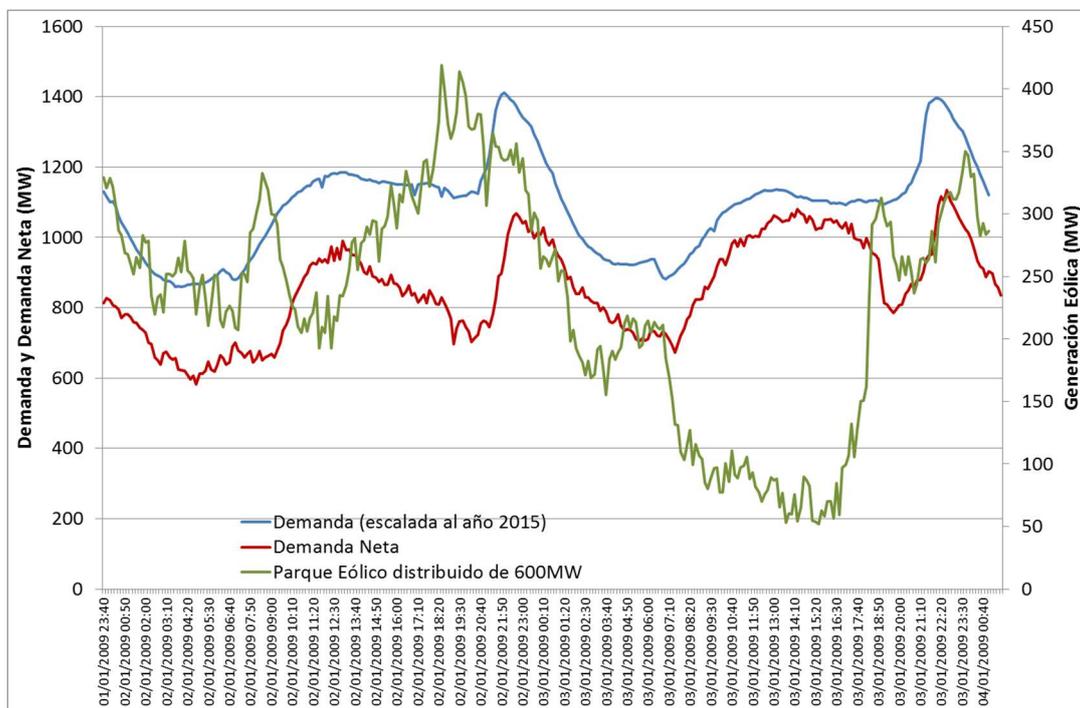


Fig. 2.7 Demanda, Eólica y Demanda Neta según datos diezminutales de demanda real del año 2009 escalados según nivel de demanda esperada para el año 2015, y datos de producción eólica calculados a partir de datos de viento reales del mismo periodo.

2.2.4. Escalas temporales de la Eólica y la Demanda

Del análisis de los comportamientos temporales de la generación Eólica y la Demanda se puede observar:

- ***Una marcada coordinación de la estacionalidad anual.***

A los efectos de la introducción de la generación eólica al sistema este aspecto se presenta como una importante ventaja, reforzada por la baja dispersión que presentan la demanda y la generación eólica respecto de su ciclo anual. En el apartado 4.4.4 se describe en detalle la estacionalidad anual de las estaciones de medición analizadas en el presente estudio.

- ***Una fuerte descoordinación de la estacionalidad diaria.***

Este aspecto tiene consecuencias importantes desde el punto de vista de la programación y operación diaria del sistema. Actualmente, la programación del despacho óptimo se realiza dividiendo los casos a atender en “postes horarios”, según la potencia demandada por el sistema en cada período diferenciado del ciclo diario, es

decir, horas pico, horas valle, etc. Esto independiza de alguna manera la resolución del despacho de la evolución temporal de las variables. La incorporación de generación eólica en cantidad suficiente modificará el esquema tradicional de división de postes horarios, haciéndose necesario trabajar con la Demanda Neta en lugar de la demanda. A su vez, debido a la gran dispersión del comportamiento horario de la generación eólica, dejaría de tener sentido la división en postes predefinidos. Dicha división podría realizarse utilizando pronósticos de generación eólica y demanda, que permitan establecer postes válidos únicamente para el período pronosticado.

Este aspecto se considera particularmente relevante desde el punto de vista del modelado debido a la influencia que podría tener sobre la planificación y programación de la operación del sistema.

- ***Variaciones de corto plazo con un gran nivel de incertidumbre.***

La demanda presenta a muy corto plazo variaciones con un gran nivel de incertidumbre, al igual que la generación eólica. La amplitud y frecuencia de las variaciones de corto plazo de la demanda y la generación eólica producida por una potencia instalada del orden de los 600MW, son comparables entre sí, cómo se observó en 2.2.3. También se observó que la variabilidad del conjunto de generación eólica distribuida es proporcionalmente menor a la variabilidad individual, lo cual permite prever un crecimiento no proporcional de la variabilidad a soportar por el sistema con el incremento de la potencia total instalada.

Asimismo, se observa que en la evolución temporal que presentaría la producción eólica se perciben variaciones con períodos similares a las que presenta la demanda.

3. CAPITULO 3 - Modelado del recurso eólico para su simulación dentro del SIN.

Uno de los primeros pasos para poder empezar a pensar en la incorporación de potencia eólica en grandes cantidades al Sistema Interconectado Nacional (SIN) es lograr incorporar la fuente eólica a los programas utilizados para la planificación de la expansión energética, representada de la mejor manera y más convincente posible de acuerdo a la información existente. De esta manera, dependiendo de la idoneidad del modelo que se logre diseñar, se pueden contestar todas o la mayoría de las incógnitas que se presentan al momento de proponerse la incorporación de una nueva fuente de generación eléctrica.

El manejo del sistema electro-energético abarca una serie de actividades diferentes en cuanto a sus objetivos particulares y por lo tanto, la información que deben contener los modelos que se utilizan difiere para los distintos casos.

3.1. *Objetivos del modelado*

El principal objetivo de los modelos es resolver la ecuación de balance energético del sistema en cada paso de tiempo de un horizonte de tiempo definido, optimizando los recursos disponibles y cumpliendo con la calidad de servicio exigida y las restricciones operativas existentes.

A la ecuación de balance energético mostrada en 2.1 se agrega la variable Falla, que representa la energía no suministrada, a la cual se le asigna un valor económico dependiendo del nivel de potencia de falla alcanzado, con el cual se representa en el modelado. A partir de esta variable es que se definen los índices de confiabilidad mencionados en 2.1.1.

La mayor parte de las variables involucradas presentan incertidumbre por lo cual deben ser considerados como procesos estocásticos adecuadamente modelados, por ejemplo, la demanda, los aportes hidráulicos, el recurso eólico, la disponibilidad de las centrales o máquinas, etc.

Un ejemplo de aplicación del modelado para la toma de decisiones de largo plazo se presenta en [9] para evaluar la factibilidad de incorporar energías renovables, como solar fotovoltaica, eólica y solar de concentración, en las regiones del MENA (Middle East and North África), utilizando como ejemplo el caso de Jordania.

En [8] se describen los principales modelos utilizados por UTE para la planificación y operación del sistema eléctrico. Allí se clasifican los distintos estudios según su horizonte de tiempo:

- Largo Plazo: Estudios a 10 o 20 años para la toma de decisiones de inversión en centrales de generación para la expansión del sistema.
- Corto y Mediano Plazo: Estudios para la planificación de la operación del sistema con horizontes de tiempo que van desde algunos días (operación de corto plazo) algunos meses (operación de mediano plazo) o incluso hasta 2 o 3 años (operación de largo plazo).

En ambos casos, el problema a resolver es la minimización del costo, teniendo en el primer caso un grado de libertad adicional, ya que el parque generador no es determinado, sino que la conformación óptima del mismo es uno de los resultados buscados.

En cualquier caso, el método utilizado para la resolución, dada la cantidad de variables aleatorias y no lineales involucradas, es el método de Montecarlo.

Los modelos presentados en [8], trabajo presentado en el año 2009, aún no contemplaban la modelación de la generación eólica, que contaba con menos de 20 MW operativos en ese entonces.

La principal complejidad del modelado con el sistema compuesto únicamente por centrales térmicas e hidráulicas radicaba en el problema de la determinación del valor económico que se asigna al agua disponible en los embalses. La posibilidad de almacenar el agua hace que la decisión de su uso dependa no sólo de considerar la reducción del costo de operación en el instante que se utiliza, sino también el aumento de costos que podría darse en el futuro por no disponer de ella.

3.2. Modelos computacionales utilizados

Los modelos computacionales utilizados con este fin, se basan en el método de Montecarlo y han avanzado notoriamente gracias al incremento de la capacidad de cálculo existente en la actualidad.

La existencia en el problema de variables con memoria, como lo son el estado de los embalses de las centrales hidroeléctricas, o el stock de combustibles almacenados, o el manejo de contratos de compra de éstos bajo la modalidad take or pay, generan un problema adicional para su resolución ya que la solución óptima del problema en todo el horizonte de tiempo completo, condiciona la solución óptima de cada paso de tiempo.

Resolver todos los pasos de tiempo de una sola vez configura un problema computacional demasiado complejo, por este motivo se recurre a la programación dinámica.

Un trabajo reciente, realizado en Portugal, que trata el problema de resolver el despacho óptimo en presencia de fuentes intermitentes de energía se presenta en [10]. Allí se realiza en primer lugar una revisión bibliográfica de los distintos métodos propuestos para resolver este problema, entre los cuales se encuentran la programación estocástica, programación con oportunidad restringida, programación dinámica estocástica, optimización robusta, y enfoques probabilísticos.

Según se plantea en [10], en todos los trabajos analizados se evidencia que la consideración de la incertidumbre eólica y la probabilidad de falla agrega una complejidad importante a la resolución del problema en cuestión. En particular, las eventuales limitaciones impuestas por el sistema a la generación eólica por falta de reserva rotante para compensar los cambios bruscos, incluso en presencia de pronósticos, debido a los errores inherentes a éstos. Luego se propone un método para considerar el pronóstico eólico y su error dentro de la optimización.

En los estudios realizados para el sistema eléctrico uruguayo no se han considerado directamente los pronósticos ni el comportamiento de la reserva rotante como una limitante para el despacho óptimo, no obstante se han realizado estimaciones (ver por ejemplo [7]) que indirectamente muestran que dado el fuerte componente hídrico del sistema, estas limitantes son de segundo o tercer orden, al menos en la primer etapa de incorporación eólica planificada.

Los modelos actualmente utilizados para resolver la operación óptima y la planificación de inversiones del sistema uruguayo son:

Modelo EDF: Se utiliza para resolver problemas con horizonte de optimización de uno a varios años, tales como la planificación de inversiones o la planificación estacional de la operación.

Modelos OPERGEN: Se utilizan para resolver problemas con horizonte de optimización de mediano y corto plazo, como por ejemplo: planificación de la operación semanal o diaria.

Modelo SimSEE: Se utiliza para resolver tanto problemas de planificación de inversiones como problemas de operación de paso de tiempo horario y mayores. Para esto encadena los resultados de la optimización realizada con un horizonte de tiempo mayor como condiciones de borde para la optimización de paso de tiempo más corto y menor horizonte temporal.

3.3. Vinculación entre variables de planificación y parámetros meteorológicos

Como se presentó en 2.2 la información relevante del recurso eólico dentro del sistema eléctrico incluye la distribución de probabilidad, la estacionalidad y la variabilidad de los diferentes recursos considerados. En los siguientes puntos se describe la vinculación de las variables más destacadas a considerar en el sistema eléctrico uruguayo y su vinculación con la mencionada información del recurso eólico.

- **Valor del agua**

En una simulación de mediano plazo (días – meses), para la determinación del valor del agua, es necesario conocer la estacionalidad del recurso para cuantificar la probabilidad de contar con mayor o menor recurso eólico en el futuro lo cual contribuiría a desvalorizar o valorizar el agua disponible en el momento actual, dependiendo del caso.

En una simulación de corto plazo, pensando análogamente, se podría considerar necesario conocer el comportamiento medio horario para conocer la probabilidad futura de abundancia o de escasez de generación eólica para atender, por ejemplo, el pico de la demanda. Sin embargo, dado que la dispersión del recurso eólico en pasos de tiempo reducidos es muy grande, es más relevante, a efectos de la valorización del agua, la evaluación de esta dispersión o incertidumbre en cuanto a la potencia eólica esperable que el comportamiento medio horario.

- **Falla**

La variabilidad del recurso, considerada de manera global a nivel de potencia eólica total generada, combinada con la variabilidad de la demanda, es decir, la variabilidad de la demanda neta cómo se planteó en 2.2.3, es fundamental para la estimación de la probabilidad de falla por variaciones bruscas de potencias

- **Incertidumbre en el recurso eólico**

Para la modelación del recurso eólico como un proceso estocástico, es importante representar correctamente la variabilidad esperada del recurso de modo que la exigencia impuesta al resto del sistema para responder de manera imprevista a cambios de producción eólica no sea subestimada ni sobreestimada. Para esto, además de describir su comportamiento básico, sus distribuciones de probabilidad y su estacionalidad, es necesario conocer su variabilidad en los distintos pasos de tiempo de interés, es decir desde los diez minutos en adelante. Es importante también identificar, de toda la variabilidad presente en el recurso, lo que son anomalías

aleatorias respecto de un comportamiento medio esperado, y las variaciones que forman parte del comportamiento esperado.

3.4. Información necesaria para el modelado

La información recabada por la campaña de medición de viento en varias estaciones distribuidas en el territorio y a varias alturas de medición llevada a cabo por el área Generación de UTE, que se analiza en este trabajo, constituye una fuente de información muy valiosa a partir de la cual es posible describir detalladamente el comportamiento del recurso en todo el territorio para identificar las variables relevantes a considerar al momento de realizar el modelado del recurso.

A los efectos de contemplar todas las necesidades planteadas para la planificación energética en sus distintas facetas, se requiere:

- a) Caracterizar el comportamiento del recurso eólico a alturas típicas de generación a nivel local en cada una de las estaciones, evaluando:
 - El comportamiento estacional del recurso
 - Comportamiento horario del recurso
 - Variabilidad del recurso - Auto-correlación en distintos pasos de tiempo
- b) Analizar la covarianza de las series en distintos pasos de tiempo para evaluar la variabilidad de la potencia eólica generable a nivel nacional
- c) Identificar regiones a partir de las similitudes y diferencias encontradas en el comportamiento de las variables de interés, entre las distintas estaciones de medida, e identificar los posibles forzantes que generarían los diferentes comportamientos en el territorio para representar esta regionalización correctamente en el modelado.

Otro aspecto fundamental para el perfeccionamiento de los distintos modelos es resolver el modelado de manera conjunta entre las diferentes variables aleatorias involucradas. Este aspecto no está contemplado en este trabajo más allá de alguna mención o comparación somera del recurso estudiado con alguna otra variable, como la demanda. Hasta el momento en los programas utilizados en Uruguay las distintas variables consideradas se modelan de manera independiente y no existe una evaluación precisa de la magnitud de la influencia de las correlaciones naturalmente existente entre ellas.

4. CAPITULO 4 - Análisis de la información meteorológica

La información meteorológica utilizada para este estudio es la generada mediante una campaña de medición de viento llevada adelante por UTE desde el año 2008, cuyo objetivo primordial ha sido la prospección del recurso eólico en el territorio para la definición de zonas donde desarrollar posibles aprovechamientos eólicos.

4.1. Descripción de la campaña de medidas y selección de estaciones

Las primeras torres de medición de viento instaladas por UTE con objetivos de prospección para producción de energía eólica tuvieron lugar en el año 2007, en el dique Alburquerque (cercano a la Central Hidroeléctrica de Rincón del Bonete) y en el pico más alto de la sierra de Caracoles, donde ya funcionaba el primer aerogenerador eólico instalado en el Uruguay, de 150 kW de potencia nominal. El objetivo era definir cuál sería el sitio óptimo para la instalación del primer parque eólico del Uruguay, a concretarse como resultado de un convenio suscrito entre Uruguay y España (Ley 17665) de condonación de deuda, lo cual permitía financiar una cifra cercana al 50% de la inversión necesaria.

A partir de esta primera aproximación al tema, se resolvió continuar la experiencia haciendo prospección eólica en todo el territorio⁵. Para esto se aprovechó la vasta red de torres de telefonía celular existente en el país, tanto de propiedad de Antel como de la empresa Movistar. La mayor parte de estas torres tienen alturas de entre 70 y 100 metros, y aunque sus estructuras no son totalmente adecuadas para la medición de viento, teniendo en cuenta esto se tomaron precauciones especiales y se realizaron medidas de calidad aceptable que hoy componen la mejor fuente histórica de datos de viento en altura existente en el país.

La ubicación de las estaciones de medición se realizó teniendo en cuenta, además de la potencialidad del sitio en cuanto a la altura del suelo respecto del entorno y otras consideraciones topográficas básicas, la disponibilidad de líneas o subestaciones de alta tensión en las cercanías, que permitieran una fácil evacuación de la potencia eléctrica generada en caso de verificarse la potencialidad eólica de la zona en cuestión.

⁵ Existían en aquella época y continuaron existiendo durante todo el proceso, reiteradas ofertas desde el exterior para realizar todo el estudio de prospección eólica del país mediante la utilización de datos de viento satelitales y programas computacionales, en algunos casos complementados con algunas pocas mediciones reales. A entender de la autora, el camino elegido ha sido ampliamente más beneficioso para el país, permitiendo la apropiación del conocimiento sobre su propio recurso.

Entre los años 2008 y 2009 se cubrió de esta manera una vasta región del país con mediciones de viento. A partir del año 2010 se comenzaron a realizar algunas mediciones dedicadas, es decir, se instalaron torres de medida expresamente fabricadas para estos fines, en sitios donde se cumplían ya otras condiciones necesarias para el desarrollo de parques eólicos. A menor ritmo en este segundo período, se realizaron también algunas nuevas instalaciones exploratorias en torres de telecomunicaciones.

Para la realización de este trabajo, de todas las estaciones disponibles se seleccionaron 16, buscando cubrir todo el territorio nacional. Se descartaron básicamente estaciones que se encontraban muy cerca de otra estación con mejores características.

Entre las características positivas consideradas para la selección de las estaciones se pueden enumerar:

- altura máxima de medición de 80 m o más,
- configuración del montaje de los instrumentos y de la torre normalizados o próximo a la norma,
- período de medición lo mayor posible
- baja afectación del entorno inmediato

A continuación se describe la importancia de cada uno de estos aspectos.

4.1.1. Altura de la medición

La altura de las mediciones es importante pues los principales resultados de este trabajo se orientan a la generación de energía de gran escala, para lo cual las alturas relevantes son superiores a 80 m.

Con el conocimiento de las primeras mediciones de viento a más de 50 metros de altura y con al menos dos alturas de medición en cada estación de medida, se tuvo conciencia, por primera vez, de la influencia determinante de los estados termodinámicos atmosféricos sobre el gradiente vertical instantáneo de la velocidad del viento y también en su valor medio, característicos en el territorio nacional. Esta observación alertó de las limitaciones existentes para la aplicación de la hipótesis de atmósfera neutra, comúnmente utilizada para realizar extrapolaciones verticales de velocidad de viento, con la cual se utiliza sólo la rugosidad del terreno como dato, ya que se ha observado que el comportamiento medio no es bien representado por el estado atmosférico neutro.

El comportamiento de la velocidad del viento en la altura y el procedimiento de extrapolación se describen detalladamente en el apartado 4.4.6.

Partiendo de mediciones con la mayor altura posible, es decir, lo más cercanas posibles a las alturas de interés, se reduce ampliamente la incertidumbre en la estimación de la velocidad a dichas alturas.

4.1.2. Configuración del montaje

La configuración del montaje y de la torre sobre la que se encuentran los instrumentos influye sensiblemente en la calidad y confiabilidad de los datos obtenidos. La norma IEC 61400-12-1, referida a la “Power performance measurements of electricity producing wind turbines”, describe en su anexo G “Mounting of instruments on the meteorological mast”, los recaudos mínimos a tener en cuenta para garantizar la confiabilidad de las medidas desde este punto de vista.

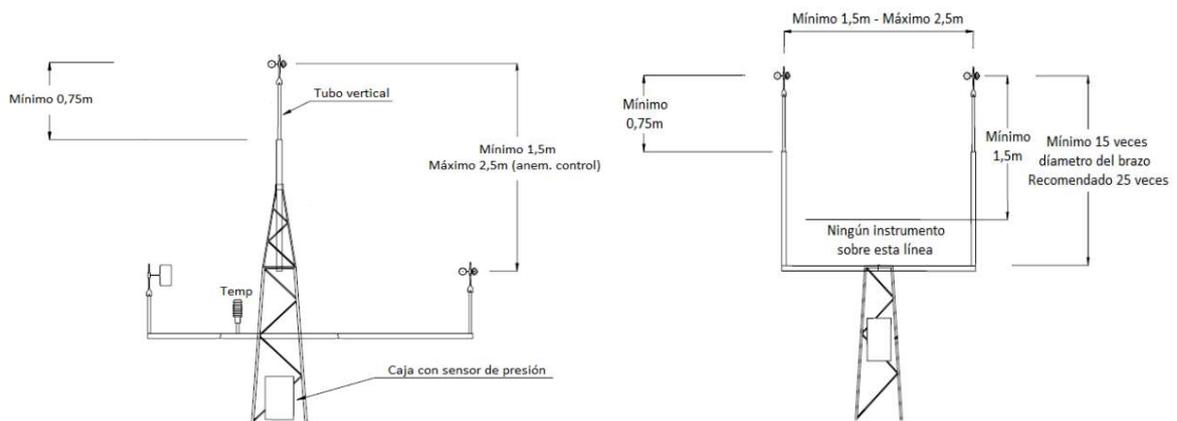


Fig. 4.1 Ejemplo de montaje de anemómetro en la parte superior y anemómetro de control, veleta y otros sensores (izquierda) – Ejemplo de montaje de anemómetro primario y de control en la parte superior (derecha). Extraído de IEC 61400-12-1 Anexo G.

La influencia de la torre dependerá de la solidez de la torre, del coeficiente de arrastre de sus componentes, la distancia a la que se encuentra el anemómetro y la dirección del viento. En cuanto a esto último, se tiene que, cuando la dirección del viento es tal que deja al anemómetro aguas debajo de la torre, esta medición no será válida. Un nivel aceptable de perturbación por efecto de la torre no debería superar el 0,5% o 1% de la medición.

Asimismo, cuando la dirección de viento es tal que la torre se posiciona aguas abajo del anemómetro, existe una perturbación importante provocada por la desaceleración del flujo en presencia de la estructura de la torre. Esto se detalla en el mencionado

anexo de la norma, donde pueden encontrarse las figuras 4.2 y 4.3 que muestran el comportamiento de las líneas de isovelocidad en torno a la torre⁶.

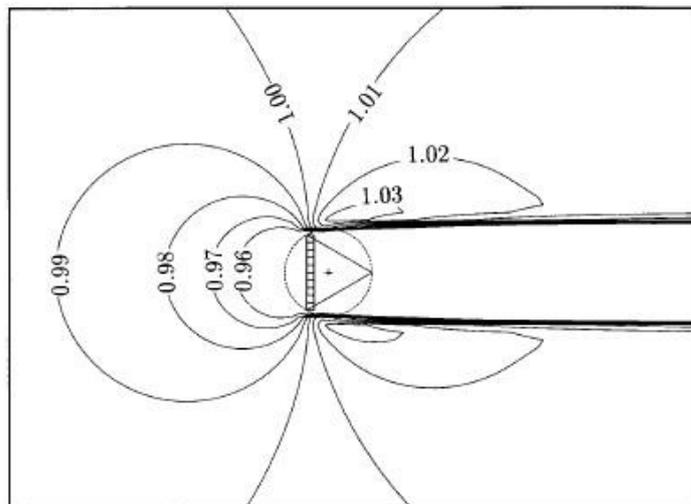


Fig. 4.2 Gráfico de isovelocidades del flujo local en torno a una torre triangular reticulada. Con un C_t de 0,5 normalizado según la velocidad del viento libre incidente (desde la izquierda). Extraído de IEC 61400-12-1 Anexo G.

A partir de esta figura se concluye que, para torres de sección triangular, la dirección menos afectada por la perturbación de la torres es la perpendicular a la dirección del viento incidente. Por lo tanto, para optimizar la calidad de las mediciones, los soportes de los anemómetros deben instalarse orientados de manera perpendicular a la dirección más frecuente del viento.

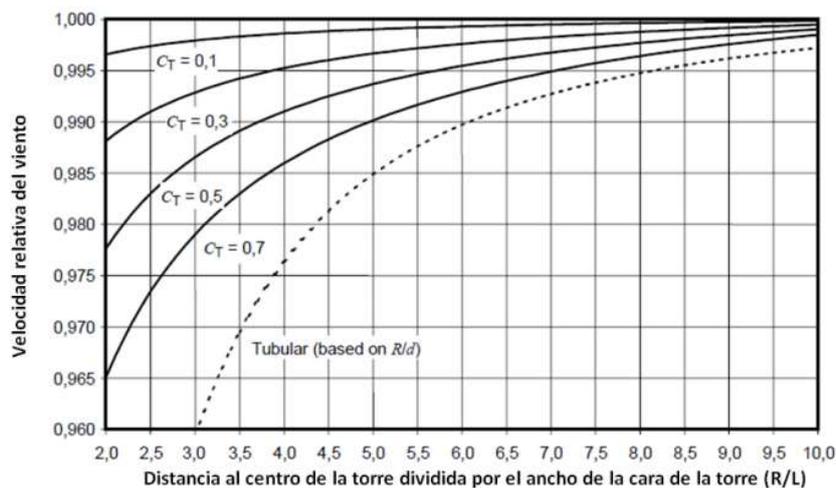


Fig. 4.3 Velocidad relativa de la línea media del flujo en función de la distancia al centro de una torre triangular reticulada de lado L , para varios valores de C_t .

⁶ Aquí se presenta solamente la información correspondiente a torres de geometría triangular. La norma incluye también torres de sección circular en torno a la cual el flujo se comporta diferente y por lo tanto también son diferentes las recomendaciones de montaje.

Para el caso de las instalaciones realizadas sobre torres de telecomunicaciones es técnicamente imposible cumplir con la distancia mínima que según la norma se debe mantener desde el centro de la torre hasta el instrumento de medida para obtener una perturbación menor al 1% pues la longitud del lado de la sección de estas torres varía entre 1 y 1,50 metros y su c_T puede ser de entre 0.29 y 0.31. De esta manera, la longitud libre del soporte del instrumento debería ser de más de 2.3 metros (o 2.9 metros para torres de 1,5 m de lado) para alcanzar una perturbación menor al 1%. Esto implica que el largo total del soporte debería ser de aproximadamente 3,5 metros en el primer caso y de 4,5 metros en el segundo caso.

Los soportes disponibles al inicio de la campaña tenían sólo 1,5 metros de lado. Para minimizar los problemas que esto pudiera generar en las medidas, se resolvió la instalación de dos anemómetros en cada nivel de medición, orientados uno perpendicular a la dirección principal del viento (generalmente dirección Sur, para captar la dirección Este) y el otro a 90° de este (generalmente dirección Este, para captar las direcciones del rango NE y SE) con una inclinación máxima de 45° respecto de la exposición óptima. La dirección más desfavorecida con esta configuración es la dirección NW, lo cual es aceptable debido a la baja frecuencia que tienen en nuestro territorio los vientos provenientes de esa dirección.

Para verificar empíricamente la afectación que la torre produce sobre las mediciones se realizó, para los anemómetros instalados a la misma altura un gráfico de diferencias de velocidades por dirección.

La figura 4.4, correspondiente a la estación PIE1, muestra la importante diferencia de velocidad que se origina por la presencia de la torre cuando cada uno de los anemómetros instalados a la máxima altura de medición se posiciona aguas abajo de la torre.

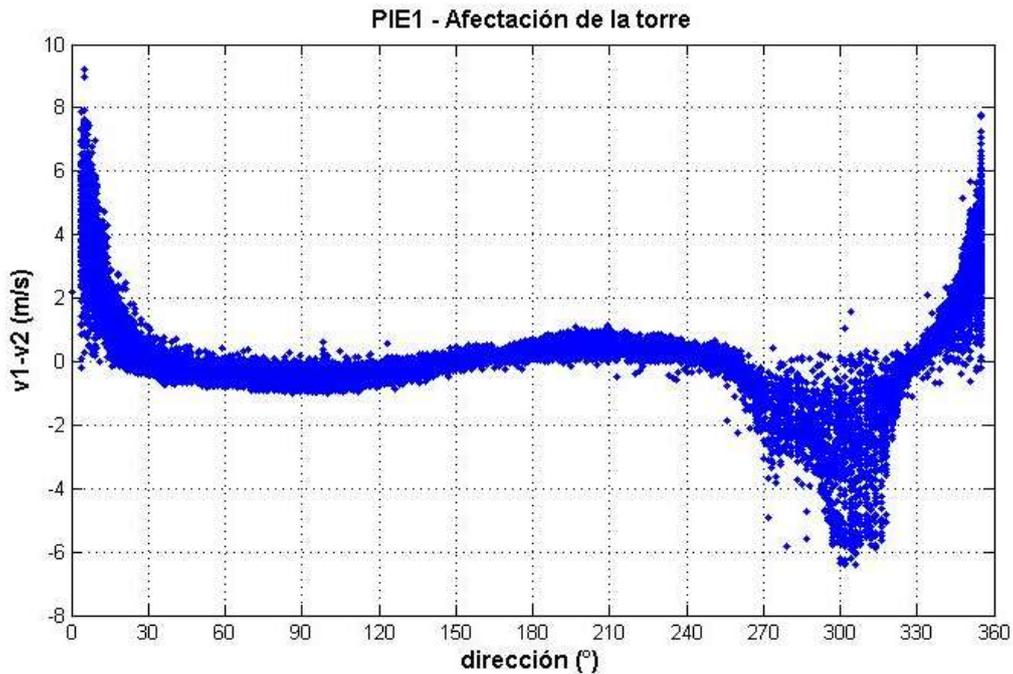


Fig. 4.4 Diferencia de velocidades entre anemómetros redundantes. Estación PIE1.

En el rango de direcciones comprendido entre los 30° y 250° ambos anemómetros presentan indicaciones con diferencias menores a 1 m/s, con un promedio muy cercano a cero, cubriendo todo el rango de direcciones de mayor frecuencia.

Con el avance de la campaña de medición se comenzaron a fabricar soportes más largos para la medición en este tipo de torres, logrando disminuir el grado de afectación de las mediciones. Estos soportes se sujetan a las caras de la torre, no a los vértices como los primeros, por lo que la separación angular de los anemómetros con la nueva configuración es de 120°.

Como se observa en la figura 4.5, para estas instalaciones se reduce tanto la amplitud en módulo de la diferencia de velocidades como la amplitud del rango de direcciones de esta afectación.

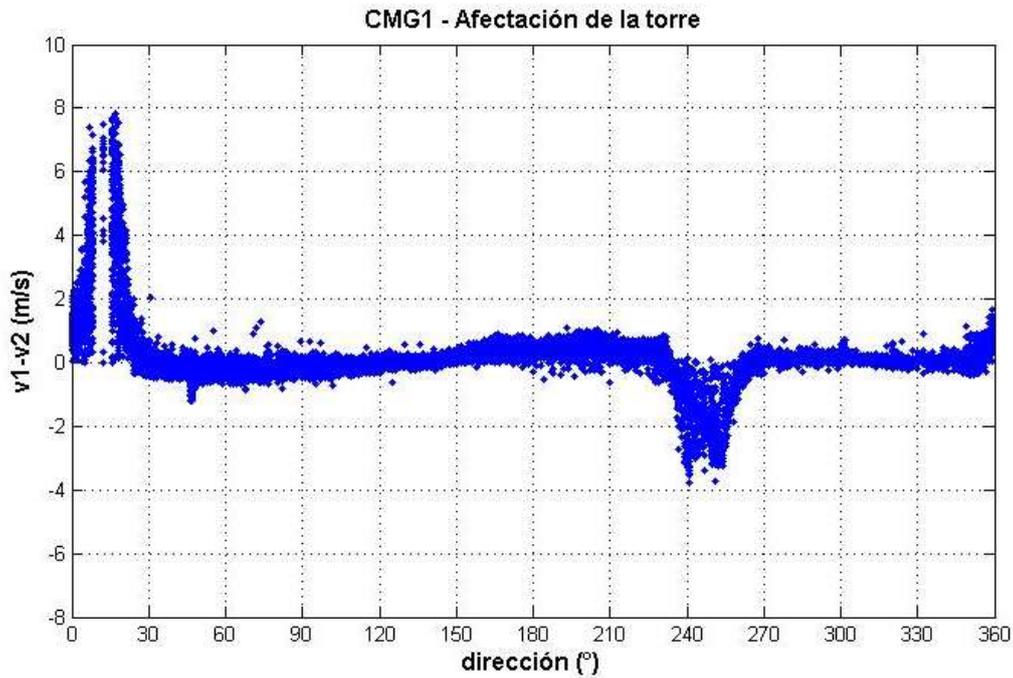


Fig. 4.5 Diferencia de velocidades entre anemómetros redundantes. Estación CMG1.

La figura 4.6 presenta una situación más adecuada de medición, con torres dedicadas que admiten la instalación de los instrumentos de acuerdo a la norma.

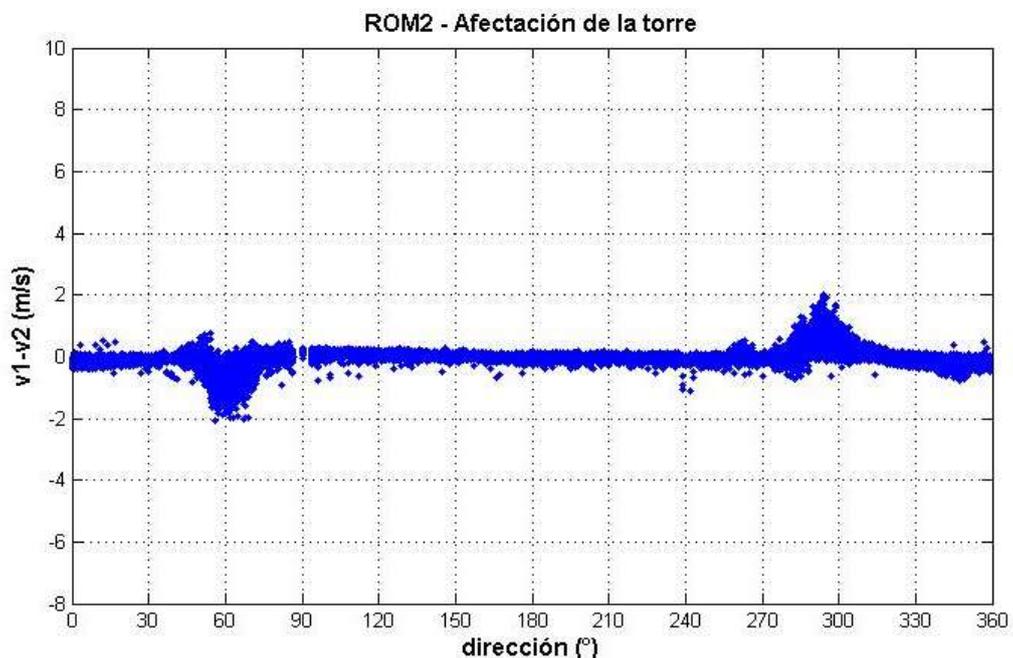


Fig. 4.6 Diferencia de velocidades entre anemómetros redundantes. Estación ROM2.

Todo lo descrito se tuvo en cuenta para la selección de estaciones priorizando aquellas cuyo montaje presenta la mejores condiciones relativas en cuanto a la potencial afectación de la torre.

4.1.3. El período de medición

En la figura 4.7 se presenta el espectro de potencia característico del viento presentado por Van der Hoven en 1956, donde se pueden apreciar tres máximos relativos que se asocian a fenómenos de diferentes escalas espaciales y temporales.

El máximo del extremo derecho del gráfico corresponde a las fluctuaciones turbulentas, en el intervalo de las llamadas escalas micrometeorológicas. El siguiente pico en el espectro de potencia está relacionado al ciclo diario de puesta y salida del sol el cual se asocia a fenómenos de tipo brisa marina, así como a variaciones asociadas a cambios en el estado atmosférico. El máximo del extremo izquierdo del gráfico corresponde a las escalas sinópticas que tienen períodos de algunas horas a varios días, asociado a ondas baroclínicas como por ejemplo la oscilación entre la presencia de un ciclón y un anticiclón extratropical.

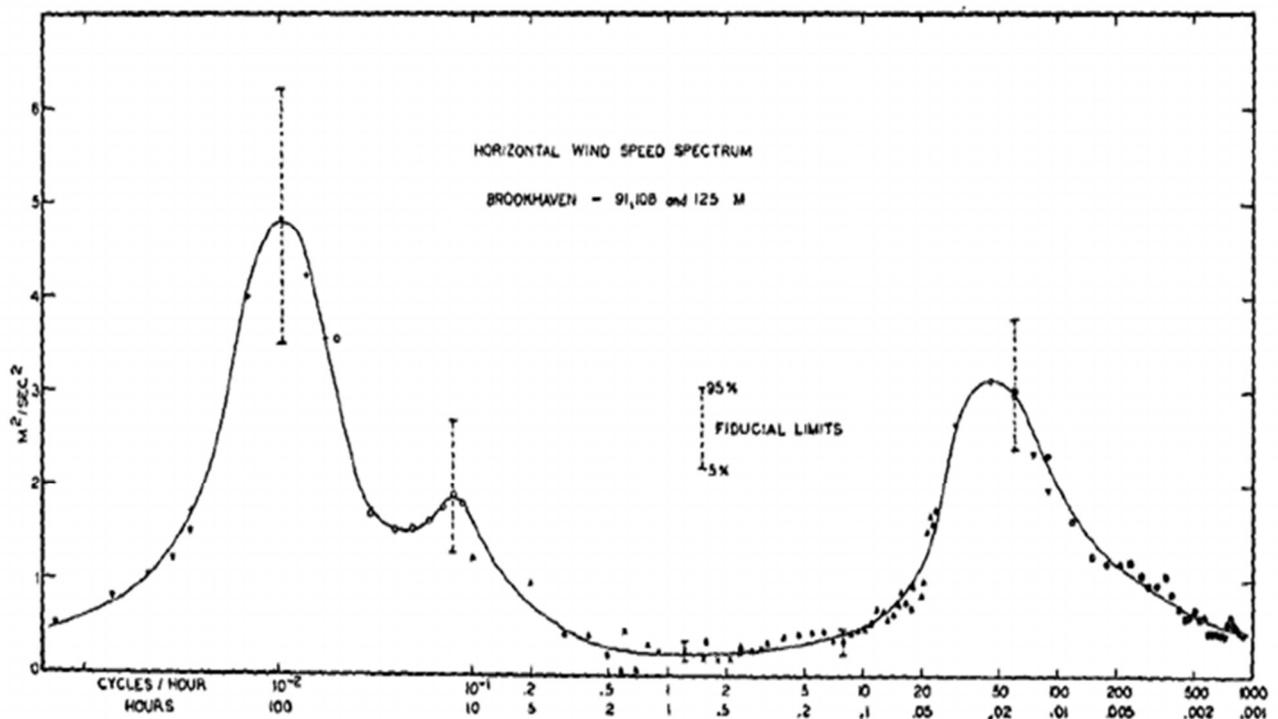


Fig. 4.7 Espectro de Van der Hoven

Se mostrará más adelante que, con la información disponible de 5 años de mediciones con frecuencia diezminutal, se ha podido observar que el espectro característico del viento de Uruguay muestra una componente de largo plazo de aproximadamente 9 meses, el siguiente pico se centra en torno a los 9 días aproximadamente y el siguiente corresponde a las 24 horas. La frecuencia de medición no permite observar las escalas micrometeorológicas.

En la figura 4.8 se presenta la serie histórica, en rojo, del valor medio mensual de la velocidad del viento medida en la estación Bonete (BON), ubicada en el centro del país. Conjuntamente con dicha serie histórica de medias mensuales se presenta el ciclo anual característico, en negro, el cual se obtuvo haciendo el promedio de todos los valores medios mensuales a lo largo de los 7 años de medición. El resultado presentado muestra que el período más significativo a los efectos de representar la evolución temporal del viento es el año. A lo largo de ese periodo se puede identificar un ciclo bastante definido del comportamiento estacional del viento, el cual se repite año tras año con fluctuaciones relativamente menores. Este comportamiento es el que da lugar a las principales características que describen el clima de viento del sitio.

Además se identifican variaciones interanuales de intensidad de viento registradas, así como de la evolución temporal de la ocurrencia de los eventos particulares que definen el ciclo anual. Por ejemplo, las mayores velocidades medias de viento ocurren a lo largo del periodo que transcurre entre fines de agosto y principios de setiembre, lo cual es posible observar en el ciclo anual de velocidades medias mensuales.

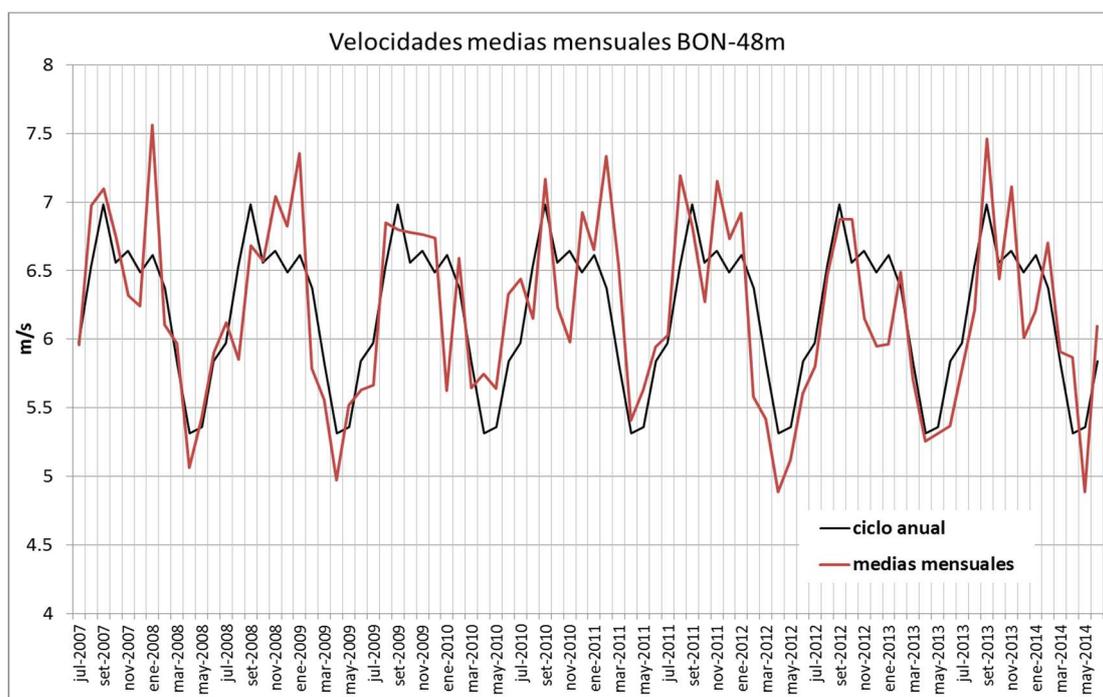


Fig. 4.8 Ciclo anual calculado a partir de un período de 7 años contrastado con las velocidades medias mensuales de todo el período

Las consideraciones previas permiten deducir que la descripción del clima de vientos en un sitio, donde se desea analizar el potencial eólico, implica la realización de mediciones durante períodos de tiempo y con frecuencias de muestreo que permitan describir las variaciones de la velocidad de viento en las diferentes escalas temporales que se identificaron.

Otro aspecto por el cual es relevante la duración de la medición, que no tiene aplicación en el contexto de esta tesis, pero es indispensable tener en cuenta para la

evaluación de la factibilidad de un emprendimiento eólico, es el análisis de los vientos extremos característicos del sitio para verificar la resistencia estructural de las máquinas a instalar ante eventos extremos esperables en el sitio. El clima de vientos extremos tiene una periodicidad de varios años por lo que en general es necesario recurrir a estaciones de referencia con períodos de medición mayores, idealmente de decenas de años, para realizar estos cálculos. Sin embargo, cuanto mayor sea el período de medición, mayor será también la fiabilidad de la correlación deducida entre la serie histórica obtenida en el sitio de medición y la obtenida en la estación meteorológica de referencia, donde se dispone de mayor número de años de medición.

En [13] se menciona que Aspliden et al. (1986) señalan como regla estadística que un año de datos es generalmente suficiente para predecir las velocidades de viento medias estacionales a largo plazo con una precisión del 10%, con un nivel de confianza del 90%.

De esta manera, si bien el mínimo período aceptable de medición para conocer el comportamiento del viento de un sitio sería de un año, y así lo define la normativa que regula internacionalmente la medición de viento para uso específico de la generación eólica, cuanto mayor sea el período de medición se tendrá mayor información y menor incertidumbre en todos los aspectos. Por esta razón, el período de medición fue otra de las variables relevantes utilizadas en la selección de estaciones para el estudio.

4.1.4. El entorno

A los efectos de este trabajo, cuyo objetivo es la caracterización del recurso eólico a nivel nacional que permita la modelación de éste en las distintas regiones del país, es imprescindible asegurarse que las mediciones de viento, tomadas como punto de partida, sean representativas de la región en la que se realizan y no se encuentren afectadas por particularidades locales, no propias de la región a caracterizar, como puede ser la presencia muy cercana de la costa, sino particulares de ese sitio concreto, como por ejemplo, accidentes topográficos o áreas forestadas inmediatas a la estación de medida. La presencia de este tipo de obstáculos junto a una estación generaría en la información relevada una perturbación cuya eliminación introduce incertidumbres en las mediciones. Por esta razón, también se consideró para la selección de estaciones, que dentro de lo posible, ninguna de ellas cuente con elementos perturbadores de la medición en su entorno inmediato.

4.2. Estaciones seleccionadas

Finalmente, se seleccionaron 16 estaciones distribuidas en todo el territorio cuyas series de datos tienen entre 2 y 6 años de duración. En la figura 4.9 se observa la distribución geográfica de las estaciones con marcadores de distintos colores según la duración de la serie de datos. Con verde se indican las estaciones de más de 5 años, con amarillo las de entre 3 y 4 años y con rojo las de menos de 3 años.

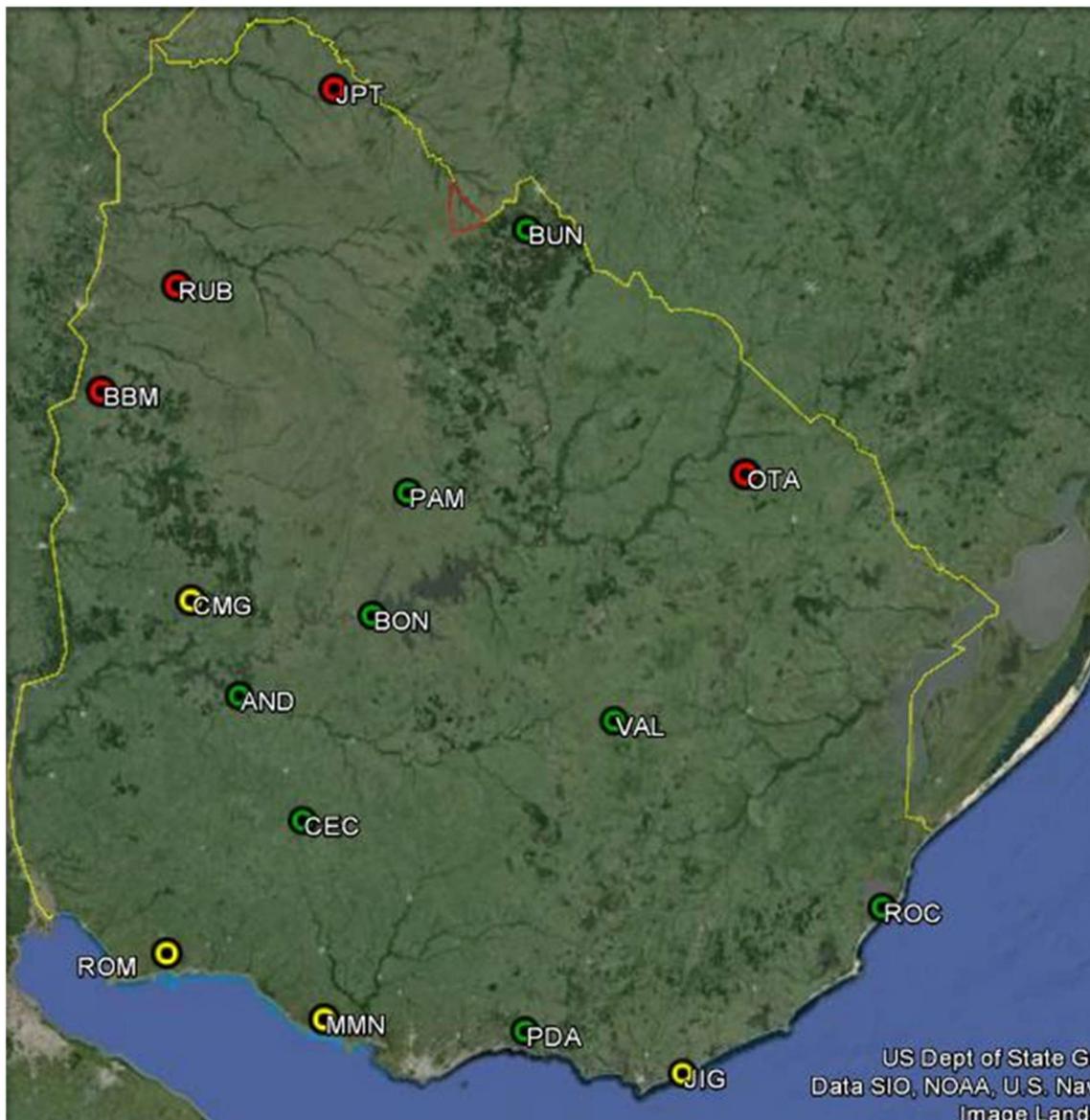


Fig. 4.9 Ubicación geográfica de las estaciones seleccionadas

Las características de las estaciones seleccionadas de acuerdo a los aspectos más relevantes se resumen en el cuadro de la figura 4.10.

Descripción del comportamiento del Recurso Eólico Nacional para su modelado dentro del SIN

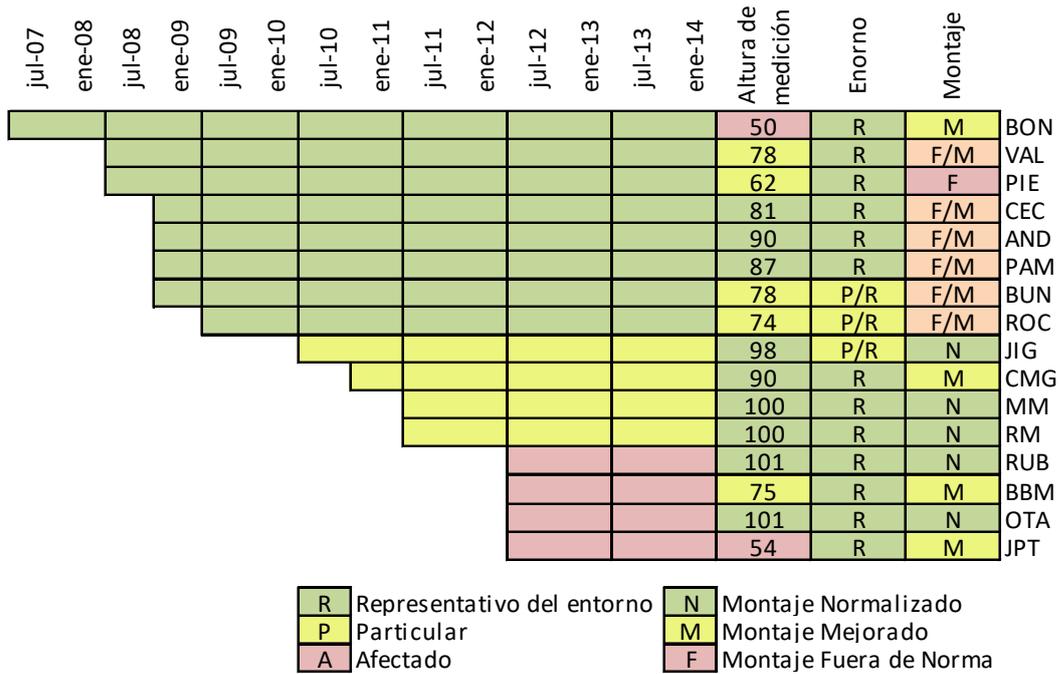


Fig. 4.10 Duración de las series, por semestre completo de julio a diciembre y de enero a junio, altura, entorno y montaje.

Las 16 estaciones cuentan con medidas simultáneas durante dos años desde el 31 de mayo de 2012, dentro de las cuales, 8 de ellas cuentan con medidas simultáneas desde el 9 de mayo de 2009.

4.3. Análisis de calidad de datos

El análisis de la calidad de los datos se realizó en dos etapas. En primer lugar, durante todo el período de recolección, mediante los distintos procedimientos que se describen a continuación, y en segundo lugar, mediante el análisis estadístico de las series completas finalmente utilizadas para este estudio.

4.3.1. Durante el período de recolección

El primer paso para asegurar la calidad de los datos es realizar su revisión periódica durante la recolección, como mínimo una vez por semana.

Además de corroborar que no existan faltantes de datos se debe verificar en esta revisión la coherencia de las mediciones. La verificación gráfica de que todas las velocidades presentan mediciones coherentes, con andamiento temporal similar, principalmente las mediciones redundantes de una misma altura que deberían presentar mediciones casi iguales excepto en las direcciones afectadas por la torre. También las mediciones de direcciones deben verificarse gráficamente así como todas las variables para las cuales tenga más de un medidor en la misma estación. En el resto de los casos se debe verificar la razonabilidad de las mediciones, es decir que se encuentren dentro de los rangos esperados.

Como segundo método de control periódico se aplican criterios que permitan detectar anomalías, como por ejemplo:

- Valor de la medición igual a cero en más de tres períodos consecutivos
- Desviación estándar de las mediciones igual a cero en más de un período consecutivo
- Histograma de diferencias en las mediciones de las veletas, con moda mayor a 3° en valor absoluto.
- Evolución creciente de la moda de las diferencias entre las mediciones de las veletas.
- Mediciones en anemómetros redundantes con diferencias mayores a la media, fuera de los rangos de dirección afectados por la torre.
- Promedios mensuales de las mediciones de anemómetros redundantes (filtrando sectores afectados por la torre de medición) con diferencias mayores al 0.5% o menores a dicho valor pero con tendencia creciente.

La detección de cualquiera de estas anomalías obliga a una inspección minuciosa del correspondiente período de datos para analizar posibles causas y determinar acciones correctivas tanto respecto de la instalación de la estación si fuese necesario, como de la validación de las mediciones ya registradas.

4.3.2. Durante la etapa de análisis

El primer paso previo al análisis de las mediciones es realizar el filtrado por dirección para generar una serie de velocidad para cada altura de medición que no se encuentre afectada por la presencia de la torre o que esta afectación sea lo mínima posible.

Para esto se parte de la información de montaje de las estaciones que debió ser debidamente registrada durante el procedimiento de instalación. Geométricamente se puede verificar entonces cuales deberían ser los rangos de direcciones a descartar de cada anemómetro. Como segunda verificación se deben construir gráficos como los de las figuras 4.4, 4.5 y 4.6 donde debería verificarse la afectación prevista de acuerdo al análisis geométrico a menos de algunos grados de diferencia los cuales es razonable que aparezcan debido a la inexactitud inherente a los métodos de instalación.

Una vez construida la serie de velocidad única (denominada serie “ficticia”), se realizan los siguientes análisis estadísticos de calidad de datos:

- Histograma de velocidad
- Histograma de direcciones (rosa de vientos)
- Gráfico de velocidades medias por dirección (rosa de velocidades medias)
- Gráfico de turbulencias medias por clase o “bin” de velocidad
- Gráfico de turbulencias medias por dirección
- Gráfico de velocidades medias por hora del día, incluyendo diferentes alturas de medición para su comparación.

La observación de estos gráficos y, en caso de existir, la comparación con datos históricos de la misma estación o de estaciones cercanas, ofrece un panorama bastante completo de la calidad de las mediciones y ayuda a detectar errores.

4.3.3. Principales problemas encontrados

Dentro de los problemas encontrados durante la medición y análisis de datos, se identifican dos como los más importantes por su grado de afectación y dificultad de

detección inmediata. El primero es el girado de los soportes de instrumentos, ya sea veletas o anemómetros, respecto de la estructura de la torre.

Este problema se daba en las primeras instalaciones, dónde los soportes se sujetaban a una sola columna de la torre de medición. Si bien se disponía un sistema de sujeción bastante seguro, ante fuertes vientos muchos de los soportes cedieron, desorientándose incluso algunas decenas de grados.

En los siguientes diseños de soportes que se llevaron adelante se tuvo especial cuidado en fortalecer este aspecto, llegándose luego de algunos diseños fallidos a establecer que en todos los casos la orientación del soporte debería quedar fija a dos columnas de la torre. Esto limita la posibilidad de orientación del anemómetro durante su instalación, ya que las posibles orientaciones que se le puede dar al soporte son sólo seis, y quedan determinadas a partir de la orientación de las caras de la torre.

Como se mencionó anteriormente, para torres triangulares, lo óptimo es instalar los anemómetros orientados perpendicularmente respecto de la dirección más frecuente del viento. Para torres dedicadas este aspecto se resuelve definiendo la orientación de la torre en forma previa a su instalación. Para torres de telecomunicaciones cuya orientación ya está dada, esto representa una limitación, pero no presentó mayores inconvenientes en las instalaciones hasta ahora realizadas.

La desorientación de una veleta perjudica también la medida de velocidad pues se pierde la referencia necesaria para detectar la influencia de la torre y descartar correctamente los datos afectados por esta. Las consecuencias del daño se minimizan utilizando la segunda veleta con que cuentan todas las estaciones instaladas, referencia que sirve además para detectar el problema tempranamente.

La desorientación de un anemómetro perjudica el proceso de filtrado de la afectación de la torre y la construcción de la serie ficticia, pudiendo provocar pérdida de datos.

El segundo problema de los más graves experimentados, se ha dado en algunas de las estaciones instaladas sobre torres de telecomunicaciones. Se trata de la colocación de nuevas antenas de telecomunicaciones, con posterioridad a la instalación de la estación, que por tratarse de equipos de gran tamaño generan indefectiblemente una afectación en la medición sensiblemente mayor a la afectación de la torre que es mayor cuanto mayor es la cercanía vertical respecto del anemómetro con que es instalado el nuevo equipamiento. Es un problema esperable, inherente al hecho de ser una instalación secundaria sobre una infraestructura cuyo objetivo primordial no es la medición de viento. La solución implementada en los casos detectados fue la instalación inmediata de una nueva altura de medición, cercana a la anterior pero alejada de los equipos que provocan la perturbación. Este problema ha provocado pérdida de datos pero de baja significancia en el largo plazo.

4.4. Descripción de parámetros meteorológicos

En el presente apartado se resumen los resultados del análisis aplicado a las estaciones seleccionadas, aportando una descripción general del comportamiento del recurso eólico en el territorio.

Los fundamentos aplicados en estos análisis se encuentran descritos en las siguientes fuentes consultadas [12] *Wind Energy Fundamentals, Resource Analysis and Economics* (Mathew, 2006), en su Capítulo 3 *Analysis of wind regimes*, [13] *Wind Energy Explained* (Manwell, McGowan y Rogers, 2009) en su Capítulo 2 *Wind Characteristics and Resources* y [14] *Wind Energy Handbook* (T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins E. Bossanyi, 2001), en su Capítulo 2 *The Wind Resource*.

4.4.1. Histograma de velocidad

Una significativa representación de la velocidad y del potencial energético contenido de un sitio es a través del histograma de velocidades.

En la figura 4.11 se presentan los histogramas correspondientes al período simultáneo de medición de las 16 estaciones, comprendido entre julio de 2012 y julio de 2014.

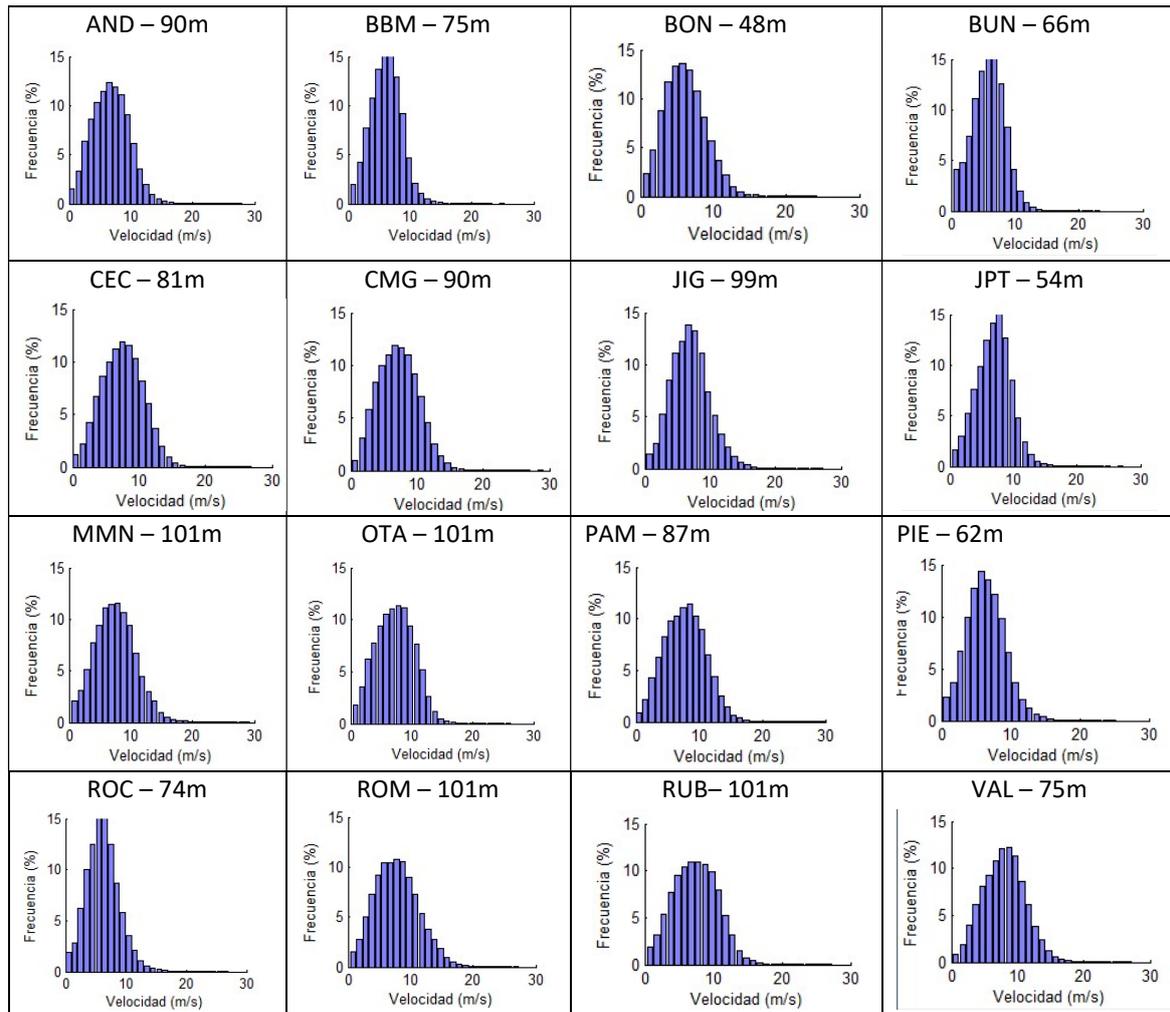


Fig. 4.11 Histogramas de velocidad de las 16 estaciones estudiadas. Período 1/7/2012 a 30/6/2014

La información contenida en el histograma se puede representar a partir de una función estadística estándar: la distribución de Weibull. En [12] y [13] se mencionan varias referencias sobre estadística y meteorología aplicada, donde se describe en profundidad el ajuste de la distribución de Weibull como Hennessey (1977), Justus (1978), Stevens y Smulders (1979), Johnson (1985), y Rohatgi y Nelson (1994).

La función de densidad de probabilidad de la distribución de Weibull se presenta en la ecuación (1)

$$p(v) = \frac{k}{A} \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} e^{-\frac{v^k}{A}} \quad (1)$$

Para el caso de las estaciones estudiadas, se encontraron parámetros característicos muy similares, tal como se aprecia en la tabla 4.1. La estimación de estos parámetros se realizó aproximando la función de densidad de probabilidad por el método de máxima verosimilitud (o MLE por sus siglas en inglés).

estación	altura (m)	A	k
AND	90	7.6	2.36
AND	40	6.26	2.34
BBM	75	6.91	2.63
BBM	39	5.66	2.36
BON	48	6.89	2.31
BUN	66	6.59	2.41
BUN	33	5.28	2.37
CEC	81	8.41	2.54
CEC	39	6.88	2.56
CMG	90	8.08	2.49
CMG	68	7.59	2.57
JIG	99	7.91	2.43
JIG	40	5.27	2.24
JIG	12	3.79	1.8
JPT	54	7.78	2.73
JPT	35	7.1	2.69
MMN	101	8.44	2.38
MMN	81	7.93	2.4

estación	altura (m)	A	k
MMN	60	7.38	2.41
OTA	101	8.2	2.45
OTA	81	7.76	2.48
OTA	60	7.21	2.48
PAM	87	8.73	2.52
PAM	34	6.5	2.62
PIE	62	7.22	2.39
PIE	37	6.22	2.31
ROC	74	6.98	2.37
ROC	33	5.41	2.16
ROM	101	8.77	2.37
ROM	81	8.36	2.45
ROM	60	7.83	2.53
RUB	101	8.35	2.46
RUB	81	7.87	2.48
RUB	63	7.28	2.5
VAL	75	8.88	2.7

Tabla 4.1 Parámetros A y k de Weibull en cada altura de medición para todas las estaciones estudiadas.

Sin considerar la medida de menor altura de la estación JIG (12 metros) se observa que el parámetro k se encuentra entre 2,2 y 2,7 en todo el territorio. A su vez se observa que a mayores alturas, el valor de dicho parámetro presenta una menor dispersión entre las diferentes estaciones, permaneciendo entre 2.36 y 2.54 para alturas mayores a 80 metros, con un promedio de 2.45.

El parámetro A también tiende a uniformizarse a partir de los 80 metros de altura, variando entre 7.6 y 8.8 m/s, con un promedio de 8.2 m/s.

Estos comportamientos se aprecian en la figura 4.12.

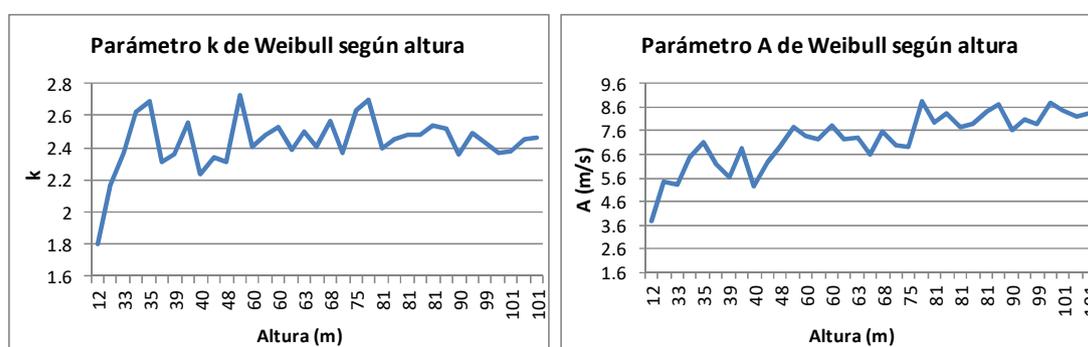


Fig. 4.12 Parámetros de Weibull según altura.

Se observa que la distribución de probabilidad resulta menos sensible a las variaciones del parámetro k, dentro del rango mencionado, que a los cambios en A. En este sentido, se entiende que a los efectos de una primera caracterización, podría

representarse el viento a estas alturas generalizando el parámetro de forma de la distribución de Weibull al promedio correspondiente, es decir $k= 2.45$.

Para verificar el error esperado obtenido de aproximar la distribución de densidad de probabilidad del viento, en cualquiera de estos sitios, por la distribución con el mencionado factor de forma promedio, se estimó la energía obtenida en uno y otro caso utilizando una curva de aerogenerador Clase III estándar, obteniéndose en todos los casos un error menor al 0.8% de la energía anual (menor a 0.3% en la mayoría de los casos). Ver gráfico comparativo de las distribuciones que presentan los sitios en el rango de alturas mencionado en la figura 4.13.

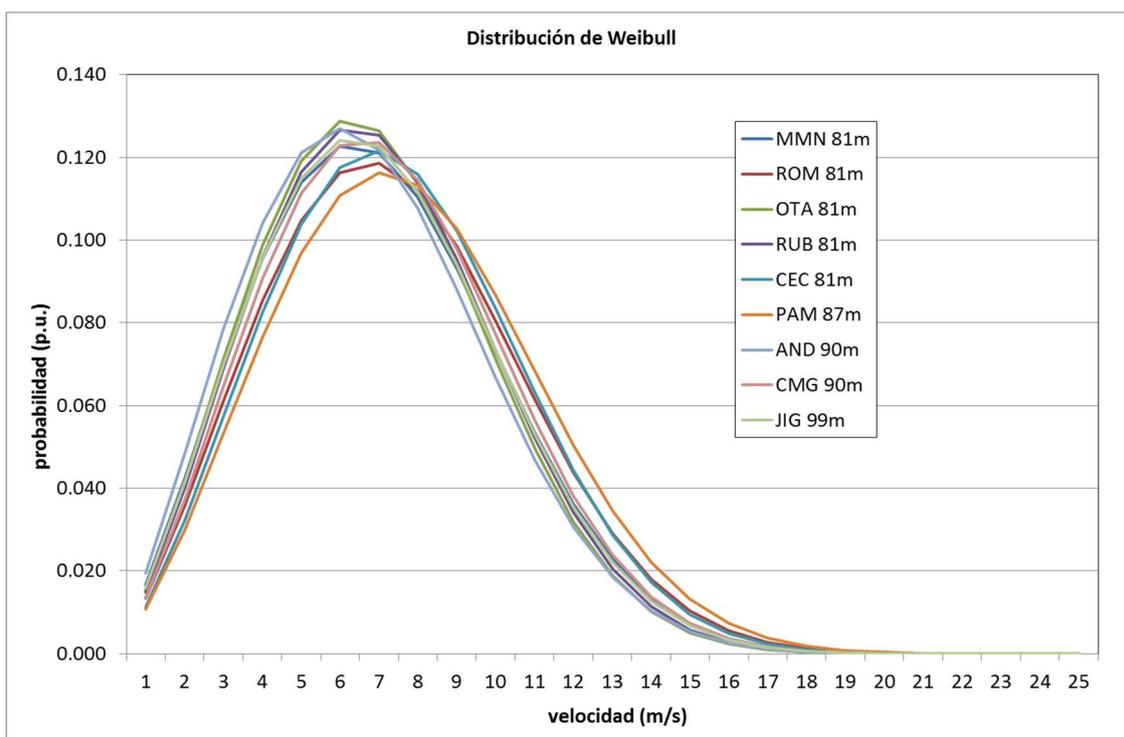


Fig. 4.13 Distribuciones de Weibull para 9 estaciones distribuidas, con medidas entre 81 y 99m de altura.

Cabe señalar que las estaciones a partir de las cuales se concluye esto presentan una distribución geográfica representativa de todo el territorio (MMN, ROM, JIG, CEC, AND, PAM, CMG, OTA y RUB), con altitudes sobre el terreno de entre 1m y 224 m, una de ellas a menos de 1km de la costa atlántica (JIG) y otra a menos de 1 km del lago de la represa de Palmar (AND).

El parámetro A es fuertemente dependiente de la velocidad media, por lo cual no es posible realizar una generalización al respecto, más allá de lo observado en cuanto a su concentración en torno a los 8 m/s aproximadamente, a partir de los 80 metros de altura.

4.4.2. Histograma de direcciones

El histograma de direcciones permite conocer la frecuencia con que el viento sopla desde cada sector de dirección. Se utilizan generalmente entre 8 y 16 divisiones al intervalo de direcciones comprendido entre 0 y 359°. Convencionalmente, con el 0° se representa la dirección Norte y la escala crece en sentido horario. La representación gráfica en forma circular de este histograma se denomina rosa de los vientos.

Típicamente se realiza además la representación en este tipo de gráfico de la “rosa de energía”, considerando la energía disponible en el viento o potencia meteorológica, la cual se define como el producto de 0.5 por la densidad del aire y por la velocidad del viento al cubo. La potencia meteorológica es un indicador de la energía disponible pero no resulta realmente la energía que se puede obtener, ya que la curva característica potencia – velocidad de un aerogenerador hace que la energía efectivamente generada no resulte proporcional a la potencia disponible pues para velocidades de viento superiores a la velocidad nominal del aerogenerador se obtiene la misma producción de potencia hasta la velocidad de viento de corte en que el aerogenerador deja de producir. Por esta razón se considera más útil representar la rosa de energía extraíble del viento y no la energía disponible, lo cual se realiza calculando, a partir de los datos de velocidad, la potencia que generaría el aerogenerador seleccionado y luego integrar la generación para cada dirección.

En la figura 4.14 se presentan todas las rosas de viento de las 16 estaciones estudiadas según su ubicación geográfica en el territorio, para el período simultáneo de medición de las 16 estaciones, comprendido entre julio de 2012 y julio de 2014.

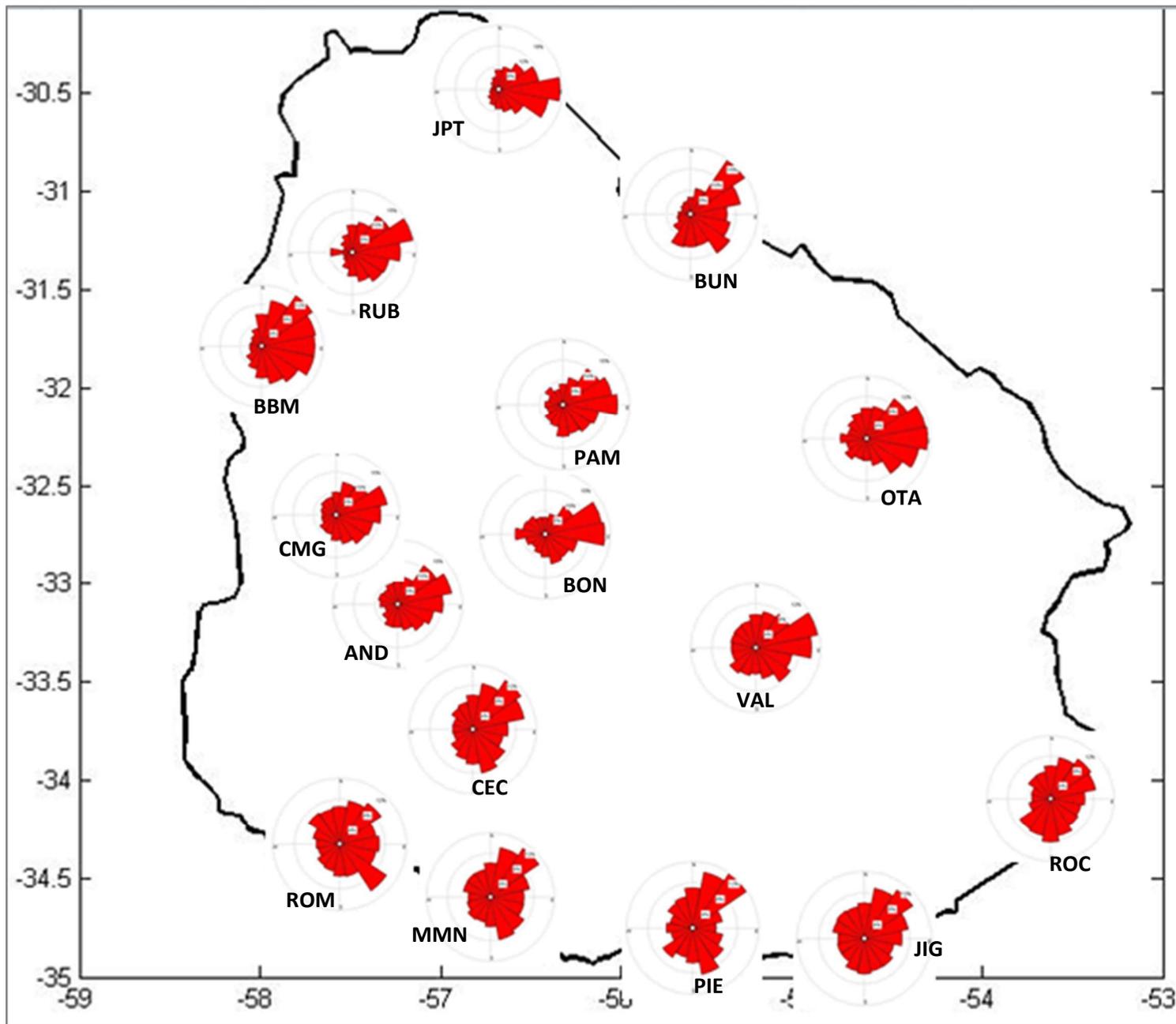


Fig. 4.14 Rosas de viento de las 16 estaciones estudiadas. Período 1/7/2012 a 30/6/2014.

Observando estos gráficos en el contexto de cada región del país se pueden advertir similitudes y diferencias entre ellos, identificando al menos cuatro regiones con comportamiento diferente desde el punto de vista de la rosa de vientos.

En primer lugar se tiene la región de la costa atlántica, donde las direcciones más frecuentes parecen ser paralelas a la línea costera NE-SW, combinadas con una menor, pero también importante, frecuencia del rango Sur, según se observa en las estaciones ROC y JIG.

En segundo lugar se tiene la región centro-este del país, donde se observa para las estaciones VAL, OTA, PAM y BON, y con menor preponderancia en las estaciones AND y CMG, una fuerte presencia de la componente Este y ENE.

En tercer lugar se tiene la región de la costa del Río de la Plata, donde se observa, para las estaciones ROM y MMN una componente principal con dirección Noreste combinada con una frecuencia también importante de vientos del Sureste.

Por último, se identifica la zona Norte, donde las rosas de las estaciones RUB, BBM y CMG no se distinguen direcciones muy marcadas, abarcando todo el rango Este con frecuencias más o menos importantes.

Se podría incluir dentro de esta zona la estación BUN, sin embargo, presenta una componente NE muy marcada que no aparece en las demás estaciones, excepto en BBM, en donde aparece pero seguida de otras direcciones de menor pero similar preponderancia. Ambas estaciones, BBM y BUN, presentan bajas velocidades medias, lo cual podría significar que, las peculiaridades que presentan las rosas obedezcan a efectos locales.

Por otro lado, la estación JPT presenta una fuerte preponderancia de la componente Este, lo cual la diferencia de este último grupo. Esta diferenciación podría indicar un comportamiento diferente en la región ubicada más al norte, o podría indicar algún tipo de error en la medición. Sin embargo, se ha comprobado la validez de la medición al comparar las dos veletas existentes en la estación y a su vez también, con la indicación de dos veletas más, existentes en una nueva estación ubicada a 5 kilómetros de la primera (que no fue considerada para este estudio), obteniendo resultados muy similares. Se trata además de un sitio con elevadas velocidades medias.

En la figura 4.15 se señalan de manera muy esquemática las regiones descritas anteriormente.

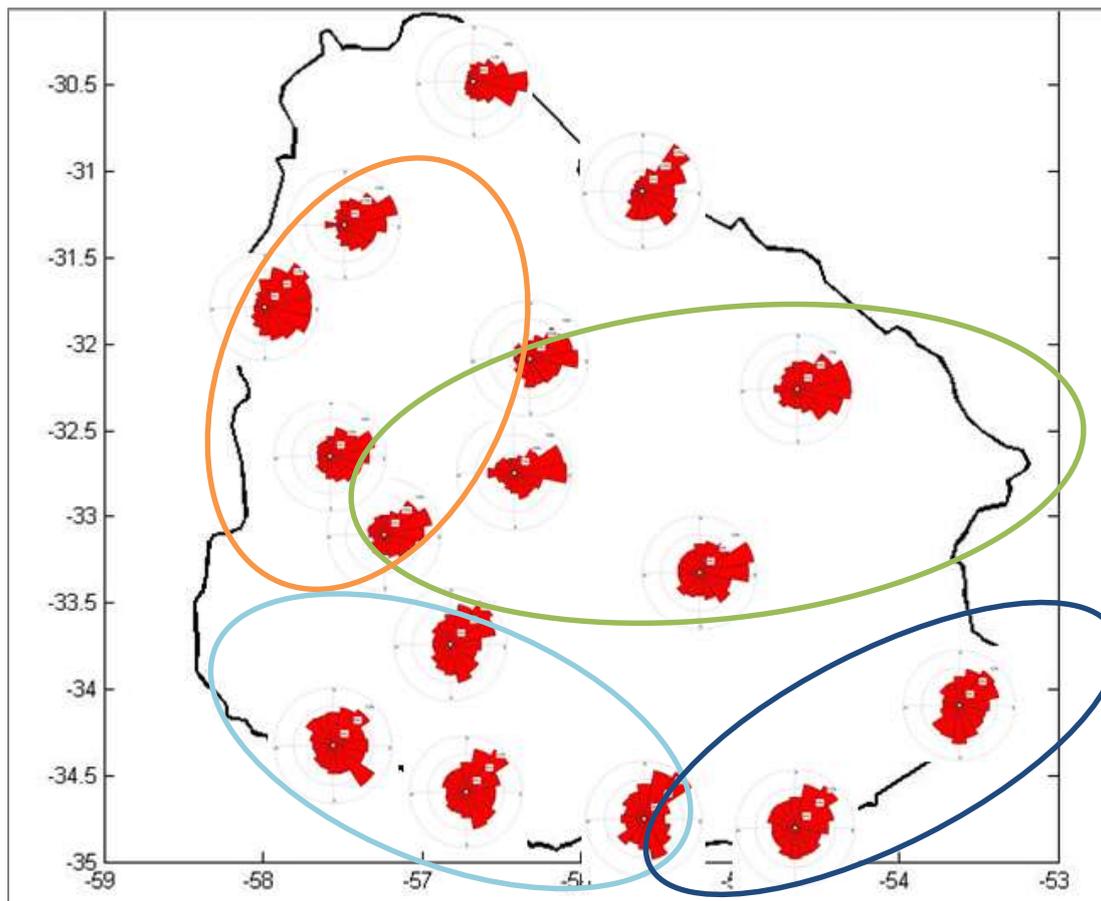


Fig. 4.15 Regiones identificadas a partir de las rosas de viento.

Para confirmar esta selección de regiones y profundizar en la búsqueda de los forzantes que podrían eventualmente ser los causantes de estos comportamientos, se analizó el comportamiento temporal de las rosas de viento, dividiendo el día en seis tramos de 4 horas, como se presenta en la figura 4.16 y calculando una rosa para cada tramo, en el período de dos años utilizado.

Se observó, en general, una importante similitud en el conjunto de horarios comprendidos entre las 23:00 y las 6:50 e incluso hasta las 10:50 en algunos casos.

Las diferencias se concentran en los horarios 3, 4 y 5, con mayores diferencias en los dos primeros. Es decir, en las horas de mayor calentamiento solar, y en el período inmediato, en que permanecen los efectos de este calentamiento.

	inicio	fin
horario 1	03:00	06:50
horario 2	07:00	10:50
horario 3	11:00	14:50
horario 4	15:00	18:50
horario 5	19:00	22:50
horario 6	23:00	02:50

Fig. 4.16 tramos horarios analizados

En las estaciones alejadas de la costa las diferencias son bastante menores, sin embargo, para las estaciones costeras las diferencias son significativas. Esto puede apreciarse en la figura 4.17.

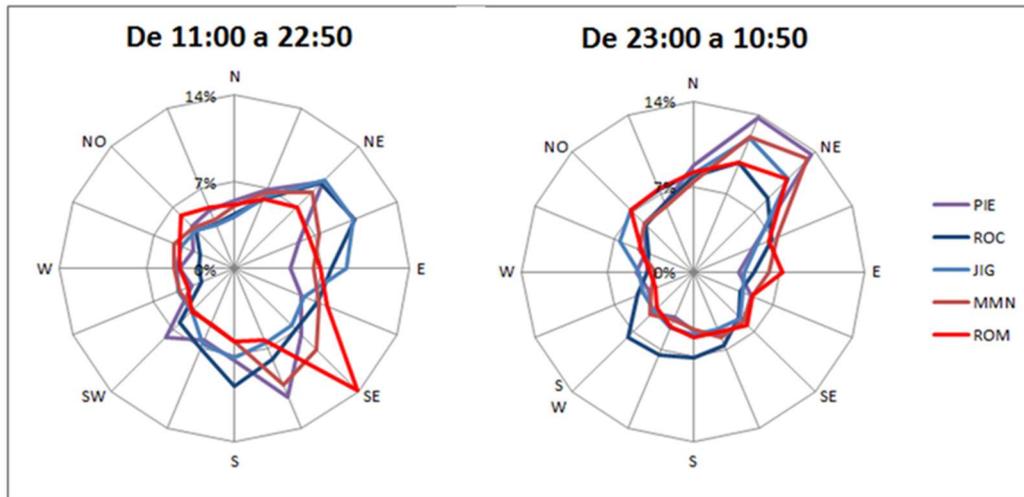


Fig. 4.17 Rosas de viento por horario. Estaciones costeras PIE, ROC, JIG, MMN y ROM.

Para las estaciones costeras se observa durante las horas de la noche y primeras horas de la mañana (de 23 a 10:50) que los vientos preponderantes tienen dirección 30° aproximadamente. Durante el día y primeras horas de la noche (de 11 a 22:50) la dirección principal depende de la localización. En el extremo Oeste, la estación ROM presenta la dirección SE muy marcada. MMN muestra una preponderancia de la misma dirección pero menos significativa, apareciendo en segundo lugar la dirección NE. Esta tendencia se continúa acentuando hacia el Este donde, se tiene en el otro extremo la estación ROC, con similar preponderancia de la dirección $45-60^\circ$ y la dirección 180° .

En la figura 4.18 se pueden apreciar las rosas correspondientes al horario 4, de las cinco estaciones de la costa (ROM, MMN, PIE, JIG y ROC, ordenadas de Oeste a Este). El horario 4 es el que presenta mayores diferencias respecto del resto de los horarios analizados y todo indica que esta diferencia se debe al fenómeno de brisa marina, sin embargo como se observa en la figura, los vientos preponderantes no presentan dirección perpendicular a la costa. En [15] se realiza un análisis del fenómeno de brisa marina (diurno y nocturno), observándose al igual que aquí, la no perpendicularidad de la dirección de este fenómeno respecto de la costa.

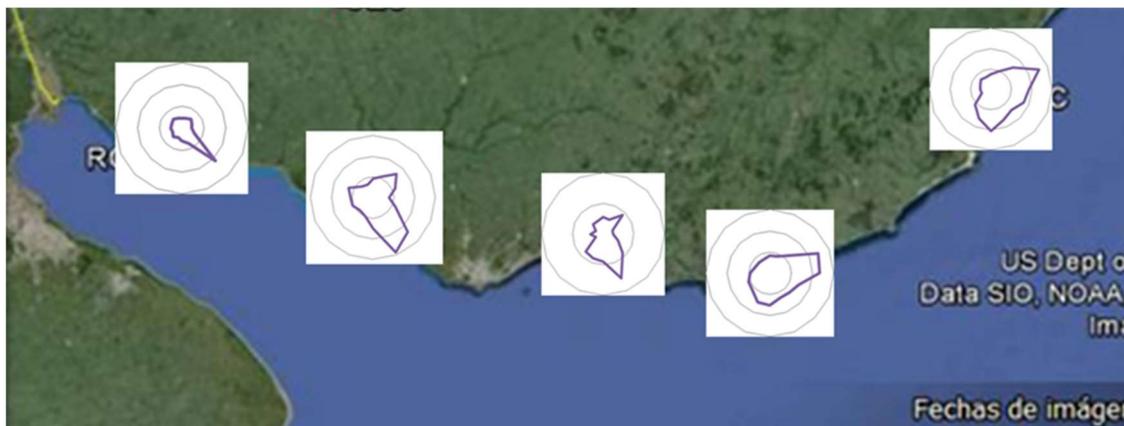


Fig. 4.18 Rosas de viento correspondientes al horario 4 (de 14:50 a 18:50) para las estaciones costeras

En el resto de las estaciones, la diferencia que se observa para los dos horarios finalmente comparados, es la aparición de la dirección SE durante las horas del día, con diferente relevancia según el caso, pero siempre en niveles relativamente bajos, excepto para el caso de CEC cuyo comportamiento se asemeja al de MMN y PIE.

4.4.3. Variabilidad interanual

Como se mencionó anteriormente, las variaciones interanuales de las velocidades medias de viento son muy bajas en comparación con las variaciones que presentan las velocidades medias a medida que se reduce el período de tiempo considerado. Las mediciones realizadas hasta el momento no permiten identificar ciclos de largo plazo que pudieran existir en la velocidad media anual. Tampoco se ha encontrado en la bibliografía analizada referencias a un ciclado interanual de largo plazo.

En el período 2010-2013, se observa una variación muy baja entre las velocidades medias de cada año en comparación con la velocidad media del período completo. En la figura 4.19 se observan las variaciones interanuales para las 8 estaciones con mayor período de medición de las 16 analizadas. Se observa en todos los casos una variación menor al 5%, con algunos casos de variaciones menores al 2%.

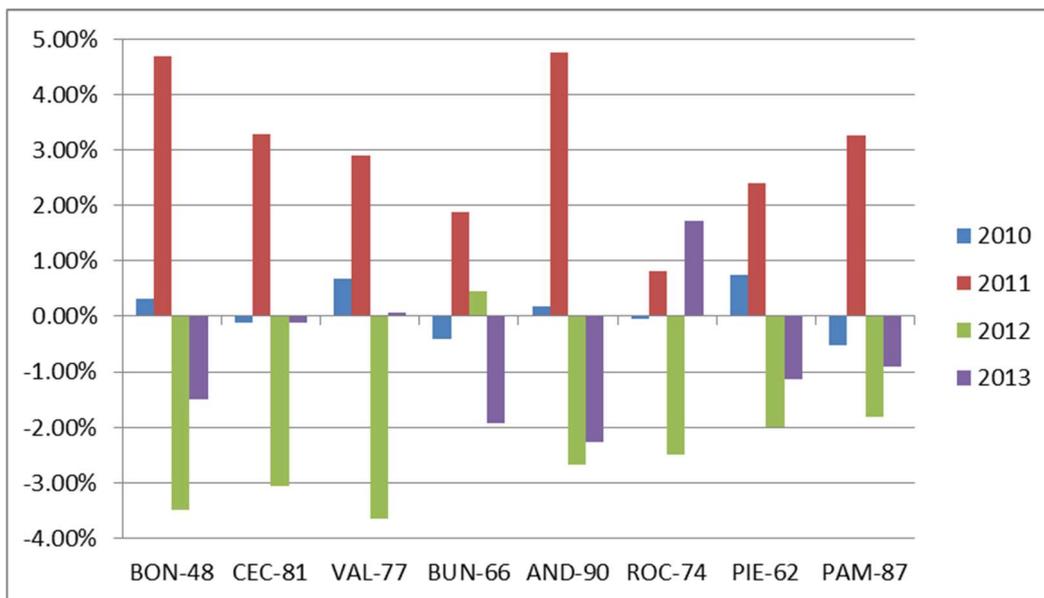


Fig. 4.19 Variaciones interanuales en porcentaje de la velocidad media del período total (2010-2013).

En [16] con el objetivo de modelar el recurso para evaluar el impacto de la variabilidad de éste en el sistema eléctrico del Reino Unido, partiendo de algunas medidas en torres meteorológicas y series de viento generadas con el modelo WRF se analiza la

mejor forma de considerar estos datos para representar correctamente la variabilidad interanual del recurso así como la variabilidad hora a hora.

Para evaluar la variabilidad utiliza el siguiente coeficiente CVar, según se define en las siguientes ecuaciones.

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad (2)$$

$$\sigma = \left(\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \right)^{\frac{1}{2}} \quad (3)$$

$$CVar = 100 \times \frac{\sigma}{\bar{x}} \quad (4)$$

Los resultados obtenidos para los puntos estudiados en [16] en Reino Unido, a 80 m de altura sobre el terreno, para 11 años de datos se encuentran entre el 3% y el 7%, tal como se observa en la figura 4.20.

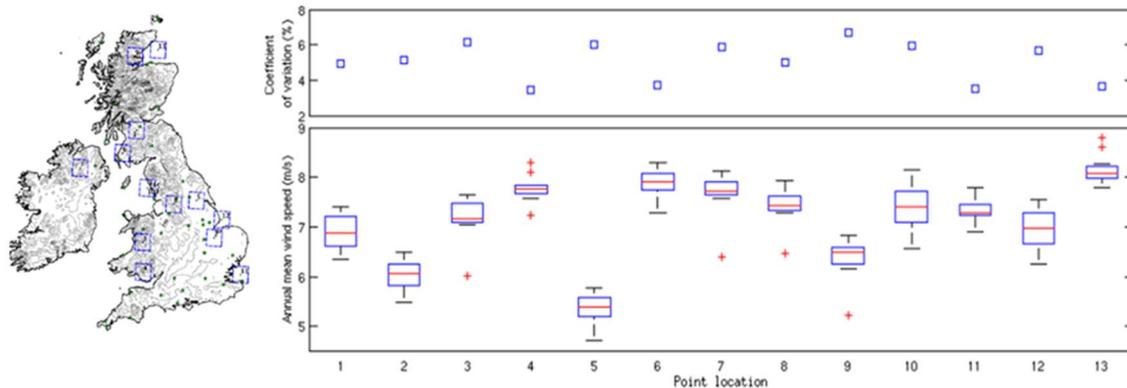


Fig. 4.20 Resultados de CVar obtenidos en [16] para un período de 11 años

Calculando el coeficiente CVar en el período 2010-2013 para las mismas 8 estaciones de la figura 4.19, se obtienen los valores mostrados en la tabla 4.23, muy inferiores a los del referido estudio.

	BON-48	CEC-81	VAL-77	BUN-66	AND-90	ROC-74	PIE-62	PAM-87
\bar{x} (m/s)	6.19	7.53	7.93	5.90	6.86	6.17	6.55	7.79
σ (m/s)	0.22	0.19	0.22	0.09	0.23	0.11	0.13	0.17
CVar	3.5%	2.6%	2.7%	1.6%	3.4%	1.8%	2.0%	2.2%

Tabla 4.2 Valores de CVar obtenidos para 8 estaciones en el período (2010-2013).

Desde el punto de vista de la prospección energética y la evaluación financiera de inversiones en parques eólicos este comportamiento de baja variabilidad interanual se presenta como una ventaja.

4.4.4. Estacionalidad anual

Las variaciones estacionales del viento, tienen su origen en los cambios que provoca sobre las corrientes de circulación de la atmósfera el calentamiento solar diferenciado, a lo largo de las distintas épocas del año. Adicionalmente influyen los forzantes de meso escala y micro escala, generando para cada sitio o cada región un comportamiento estacional característico.

Genéricamente, para todo el territorio nacional se tiene que las mayores velocidades medias de viento se registran durante el mes de setiembre, mientras que las menores velocidades ocurren entorno a los meses de abril y mayo.

En las figuras 4.21, 4.22 y 4.23 se observa la evolución de las series históricas de velocidades medias mensuales de todas las estaciones separados en grupos según su altura de medida. Para las mediciones registradas entre 35 y 40 metros de altura se separó además según sus velocidades medias, agrupando las de mayores velocidades junto con las de mayor altura, ya que en este rango de alturas se presentan las mayores diferencias de velocidades medias dependiendo de la estación. Las leyendas indican el nombre de la estación seguido de la altura de medición en metros.

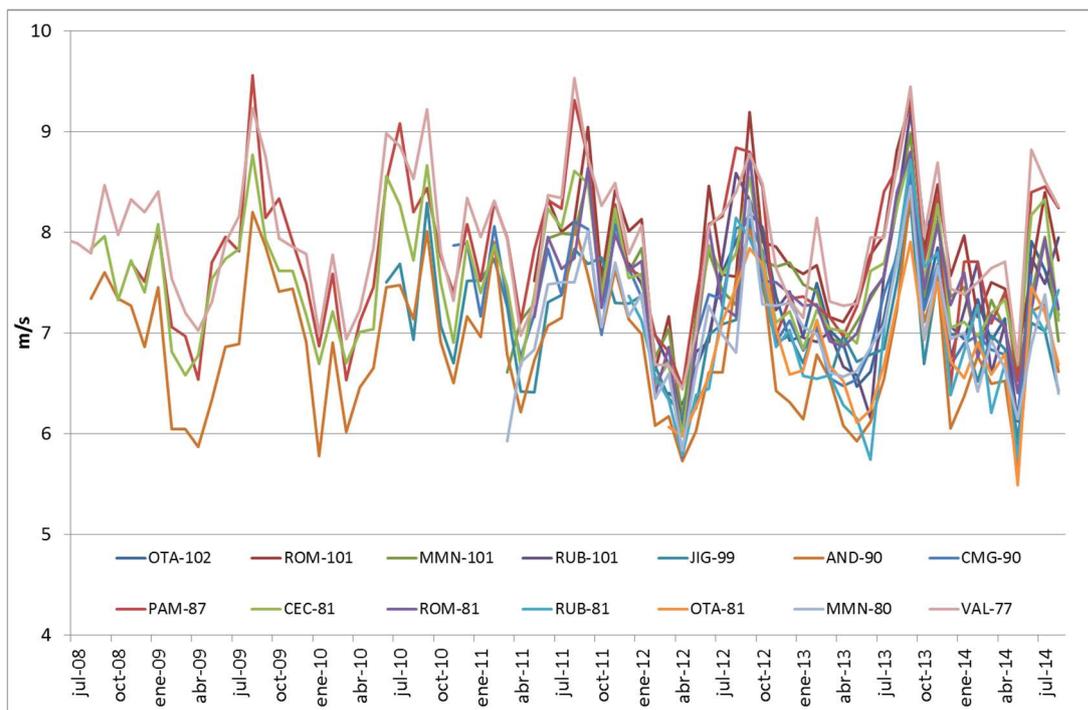


Fig. 4.21 Evolución histórica de velocidades medias mensuales. Medidas de más de 77 m de altura.

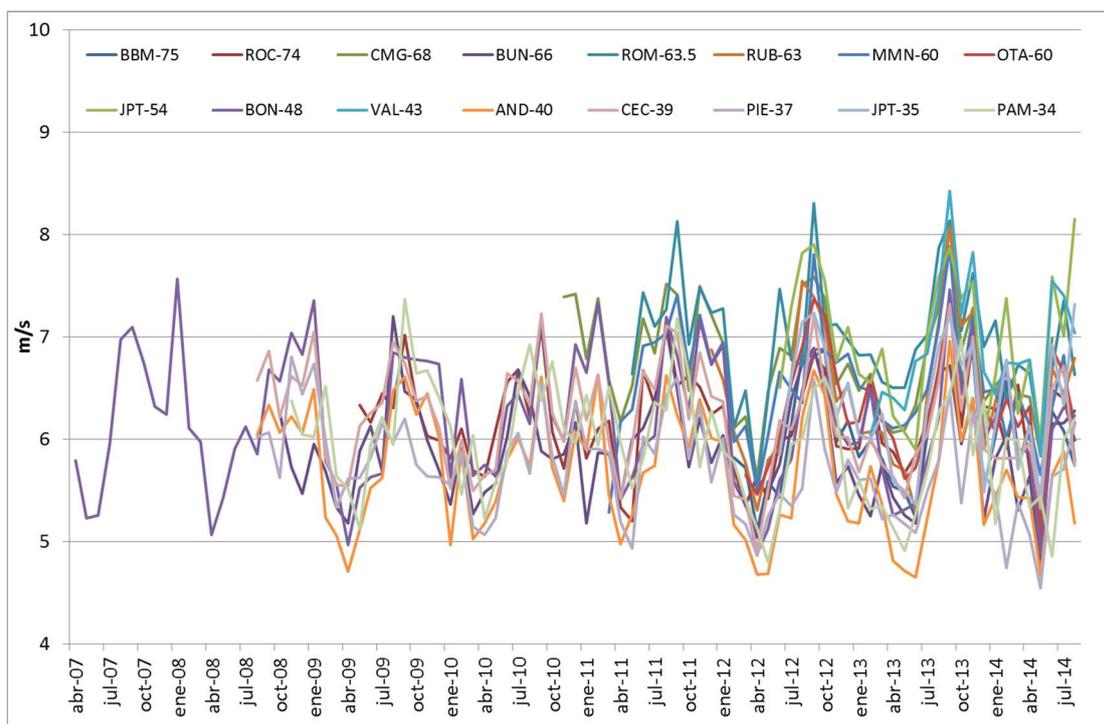


Fig. 4.22 Evolución histórica de velocidades medias mensuales. Medidas entre 35 y 75 m de altura con velocidades medias mayores a 5 m/s.

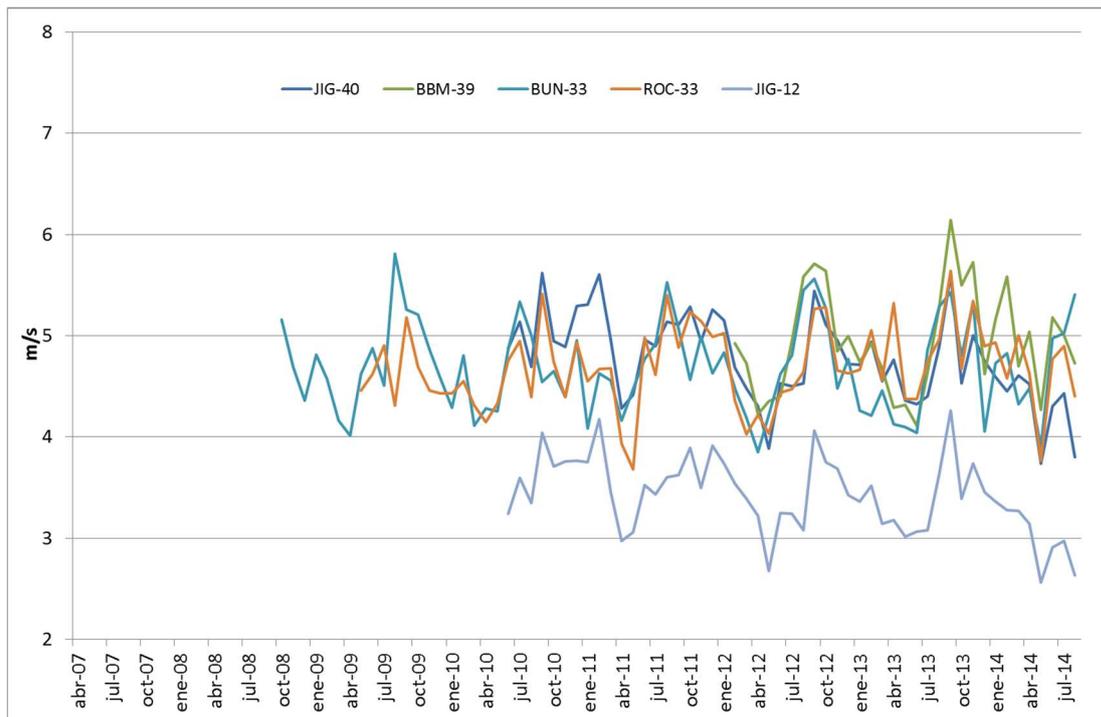


Fig. 4.23 Evolución histórica de velocidades medias mensuales. Medidas a menos de 40 m de altura con velocidades medias menores a 5 m/s.

Para describir el comportamiento característico de la estacionalidad anual se calculó el ciclo anual de cada estación de medición, es decir, la media histórica correspondiente a cada mes.

Se observó que la dispersión que presentan las medias mensuales respecto de la media histórica de cada mes es relativamente baja, hallándose apartamientos máximos menores al 15% de la media histórica (en valor absoluto) y desviaciones estándar del orden del 5% o 6%.

Dado que todas las estaciones cuentan con distinto período de medición, para hacer un análisis comparativo de los ciclos anuales se tomaron, en primer lugar, solo las ocho estaciones con más de cinco años de historia. Se observó un comportamiento levemente diferente según las alturas de medición, sobre todo al comparar la estación BON, cuya altura máxima de medida es 48m, con el resto de las estaciones de mayor altura. Por esta razón se separó el análisis en dos, para alturas mayores y menores a 60m. Los ciclos anuales se pueden apreciar en la figura 4.24.

Si bien el comportamiento es muy similar, como se mencionó desde un principio, al observar los gráficos se puede percibir que los meses donde se aprecian algunas diferencias son, principalmente, los comprendidos entre junio y setiembre, observándose que para algunas estaciones (PAM-BUN) el máximo anual es registrado en el mes de agosto y no en setiembre. Debido a que ambas estaciones se ubican al

norte del país esto hace pensar en la posibilidad de identificar distintas regiones diferenciadas de acuerdo al comportamiento de su ciclo anual.

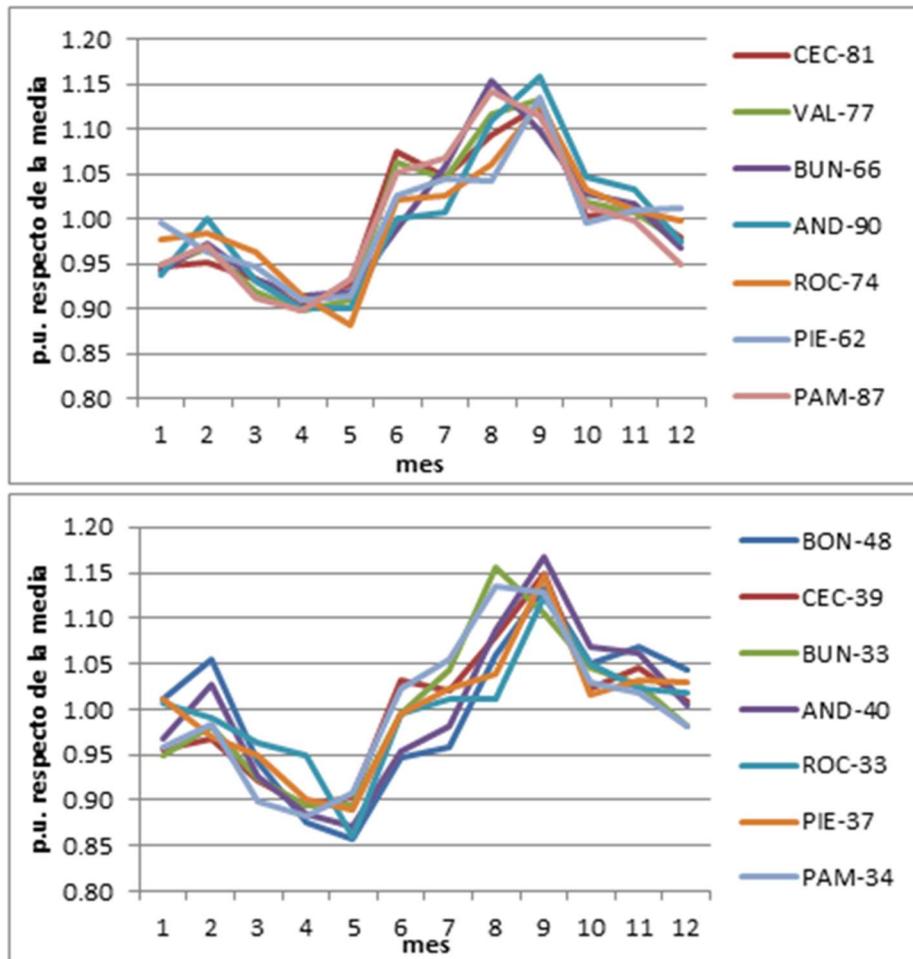


Fig. 4.24 Ciclos anuales de mediciones de más de 60m (arriba) y de menos de 60m (abajo)

Teniendo en cuenta las observaciones anteriores, se realiza un análisis de agrupamiento (cluster analysis) de estaciones en función de su ciclo anual.

En primer lugar se construyó un ciclo anual promedio global, promediando los ciclos anuales de todas las estaciones. Para cada estación se calcularon las anomalías de su ciclo anual respecto del ciclo anual promedio, es decir, las diferencias mes a mes entre el ciclo respectivo y el promedio. Para analizar la existencia de agrupaciones se calculó la “distancia” entre las distintas series de anomalías como la media cuadrática de las diferencias para cada mes entre las series de anomalías de todas las estaciones. Aquellas estaciones que presentan la menor “distancia” entre sí se agrupan en pares, y luego se recalculan las distancias entre la nueva configuración de grupos y estaciones formada, repitiendo la operación de agrupamiento. En las ecuaciones 5, 6 y 7 se presenta analíticamente el procedimiento seguido para el cálculo de la distancia mencionada.

Velocidad mensual del Ciclo Anual:

$$v_M = \frac{1}{V} \frac{1}{a} \sum_{i=1}^{i=a} v_m(i) \quad (5)$$

Siendo a la cantidad de años del período de medición considerado y V la velocidad media de dicho período para la estación correspondiente.

Anomalía del Ciclo Anual respecto del Ciclo Anual Promedio:

$$dv_M = v_M - \frac{1}{N} \sum_{E=1}^{E=N} v_M(E) \quad (6)$$

Siendo N el número de estaciones considerado para este cálculo

Distancia entre dos estaciones E1 y E2:

$$D = \sqrt{\frac{1}{12} \sum_{M=1}^{12} (dv_M(E1) - dv_M(E2))^2} \quad (7)$$

De esta manera se obtuvieron 2 zonas geográficas que se diferencian levemente por sus ciclos anuales promedio, estas son, la zona Costera compuesta por las estaciones PIE y ROC, y la zona continental, compuesta por las estaciones VAL, CEC, PAM y BUN.

Las estaciones BON y AND no se asocian a ninguna de las dos zonas, pero se asocian entre sí cuando se realiza la comparación entre alturas similares, es decir BON a 48m y AND a 40m. Lo que marca la diferencia entre estas estaciones de medida y el resto es la velocidad media de febrero que es mayor, en términos relativos, a lo que se registra para dicho mes en el resto de las estaciones. Esta es la observación más relevante obtenida de la comparación de los ciclos anuales de las mediciones de menor altura. Se estima que podría deberse al efecto provocado por los lagos de Rincón del Bonete y Palmar que se encuentran en la cercanía inmediata de dichas torres.

Las anomalías registradas en cada zona respecto del ciclo anual total, tal como se definió anteriormente, y los ciclos anuales promedio calculados para cada una de las zonas se pueden apreciar en las figuras 4.25 y 4.26 respectivamente, incluyendo el promedio de AND-40 y BON-48 como una tercer zona.

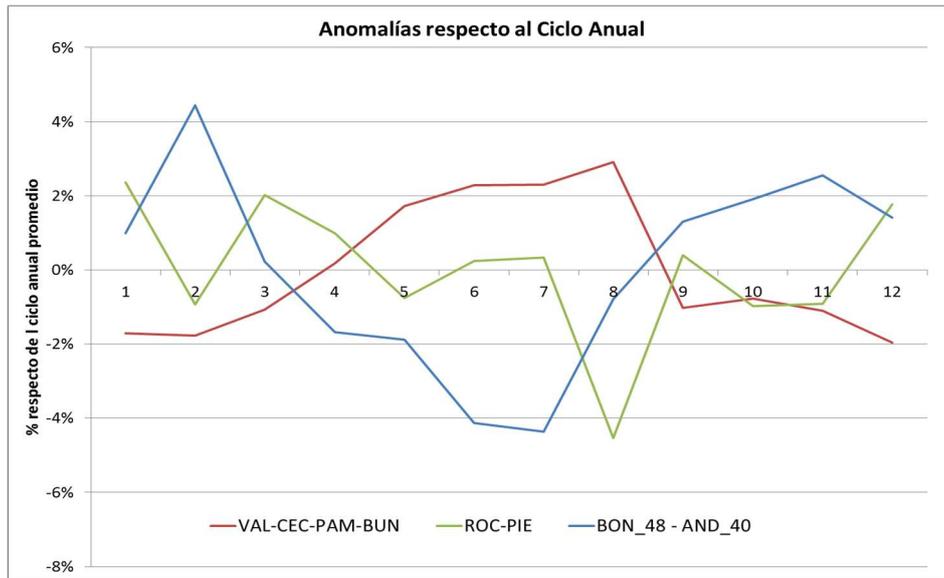


Fig. 4.25 Anomalías respecto del ciclo anual total expresadas en porcentaje.

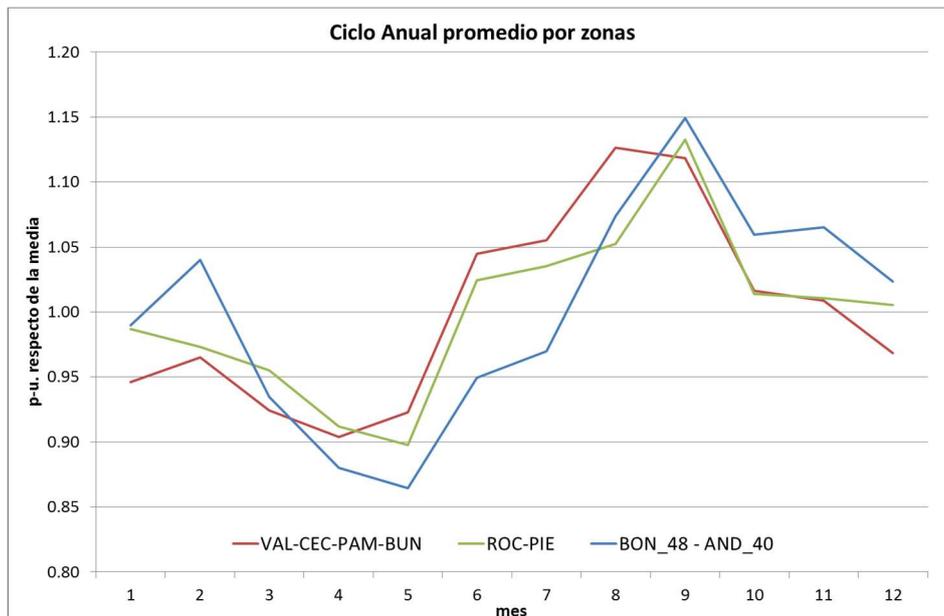


Fig. 4.26 Ciclo anual promedio de cada zona expresado por unidad de velocidad media.

Para verificar lo que sucede con el resto de las estaciones no consideradas por este análisis, debido a presentar un historial de medida más corto, se realizó primero un análisis de la evolución de los ciclos anuales con la disminución de la cantidad de años considerados. Esto puede observarse para tres estaciones con más de cinco años de período de medida en la figura 4.27.

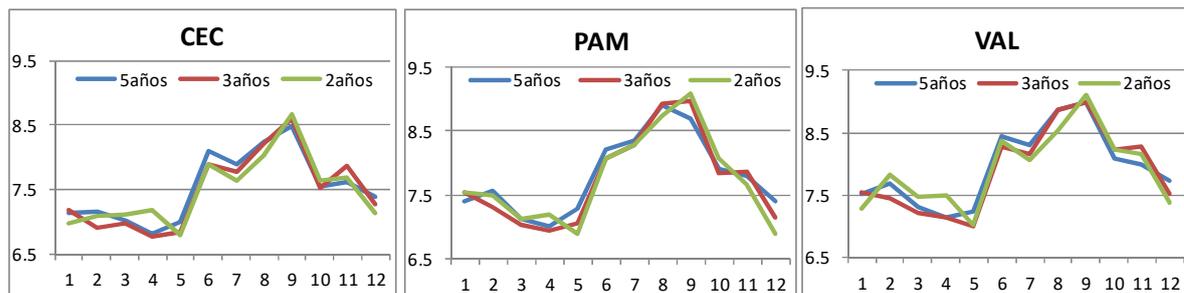


Fig. 4.27 Comparación de ciclos anuales con 2, 3 y 5 años de período.

Se observa que si bien el andamio general de la estación se mantiene, se registran cambios cuantitativos que afectarían la comparación, ya que por ejemplo, mientras que al promediar 5 años de medición, en PAM la máxima velocidad media mensual se registra en agosto, mirando sólo 2 años, este pico se observa en el mes de setiembre. Lo mismo sucede para el mínimo que se da en abril o mayo, dependiendo del período considerado.

A grandes rasgos, se podría confirmar una leve diferencia entre las estaciones de la costa y las de tierra adentro, caracterizada sobre todo por velocidades levemente superiores durante el invierno en estas últimas, pudiendo incluso la máxima media mensual registrarse en agosto en lugar de en setiembre.

4.4.5. Estacionalidad diaria

La influencia del calentamiento que produce la radiación solar sobre el suelo durante el día y su enfriamiento durante la noche, hace que el comportamiento de la velocidad del viento sea muy diferente a lo largo del día. Generalmente se tiene un comportamiento típico durante la noche, un importante cambio de velocidad durante la salida del sol, otro patrón de comportamiento durante las horas de sol, y un nuevo cambio en la transición día-noche.

Dada la relación directa que existe entre el cambio de comportamiento diurno-nocturno y el calentamiento de la superficie terrestre generado por el sol, se observan importantes diferencias en cuanto a este comportamiento al aumentar la distancia con la superficie del suelo. En la figura 4.28, extraída de [26], se observan mediciones realizadas entre 8 y 500 m de altura que reflejan lo antes dicho. Este fenómeno es explicado en el siguiente apartado.

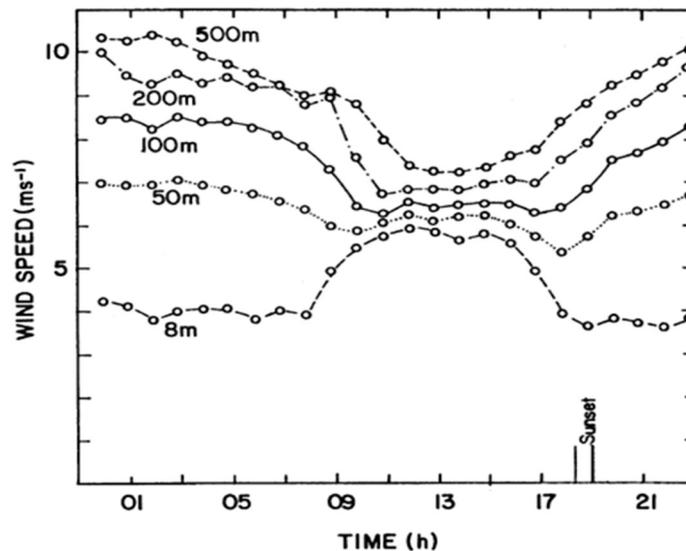


Fig. 4.28. Velocidades medias horarias para distintas alturas de medición dentro de la capa límite. Extraído de [26]

En la figura 4.29 se muestra el comportamiento medio horario de la estación VAL para las distintas alturas de medición, el cual repite lo mostrado en la figura 4.28. Mientras que a 76,5m de altura (v1), las velocidades son mayores a la noche y menores durante el día, exactamente lo contrario ocurre en el nivel inferior de medición, de 10m de altura (v3).

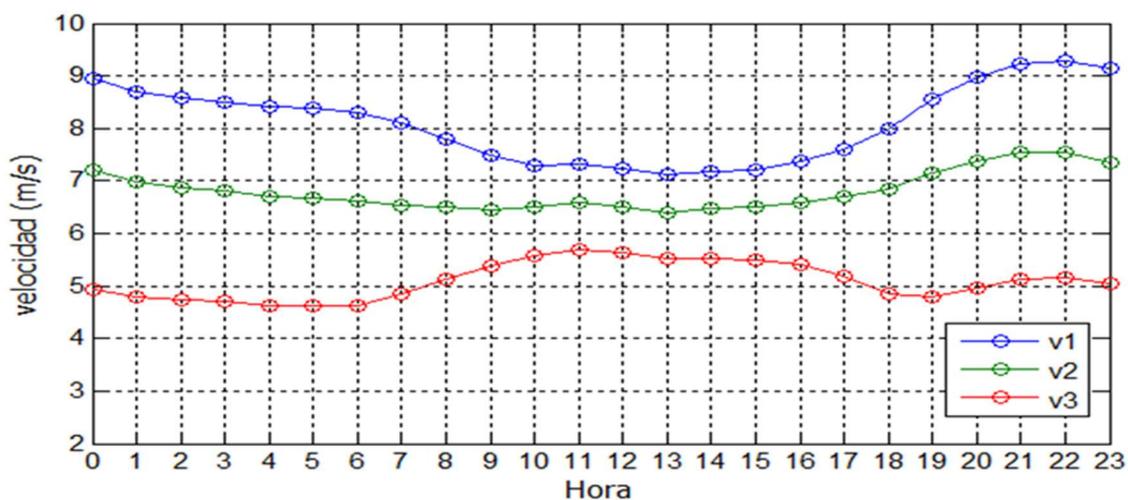


Fig. 4.29 Velocidades medias horarias para tres alturas de medición de la estación VAL.

Este comportamiento medio es característico de la mayoría de las estaciones, con las excepciones que se señalan a continuación. Sin embargo, dada la alta variabilidad que presenta la velocidad del viento en períodos del orden de minutos y horas, la dispersión que presentan las mediciones respecto del comportamiento medio descrito es muy alta, presentando desviaciones estándar del orden de entre 35% y 50% respecto de la media correspondiente. Las desviaciones estándar son mayores durante las horas del día, frecuentemente superiores al 45%, y menores durante las horas de la madrugada, con valores menores al 40%.

En la figura 4.30 se presenta el comparativo de las curvas de velocidad media horaria de las estaciones objeto de análisis con alturas de medición mayores a 85 metros. Se observan algunas excepciones al comportamiento general, en particular en la estación JIG, y más levemente en las estaciones ROM y MMN. Esta particularidad fue presentada en [4], donde realizando un análisis de agrupamiento se definieron tres zonas cuyo perfil horario mostraba comportamientos diferentes, a saber, la zona de la costa Atlántica, la zona del Río de la Plata y el resto del país. En [4] se utilizaron menos estaciones que en el presente estudio, y en el caso de la zona del Río de la Plata las estaciones utilizadas eran de baja altura (una 45m y otra con 60m de altura máxima). En esta zona donde ahora se cuenta con dos estaciones con mediciones a 60m, 80m y 100m aproximadamente, se observa que el fenómeno identificado en [4] es de intensidad bastante menor a alturas mayores a los 60 metros, siendo en ROM casi imperceptible.

El comportamiento observado, que presenta una mayor relevancia en ROC y JIG, y luego se va atenuando en PIE y MMN para ser casi imperceptible en ROM, da a pensar que el fenómeno es generado en la costa atlántica, y su influencia se extiende hacia el oeste por la costa, reduciendo su intensidad.

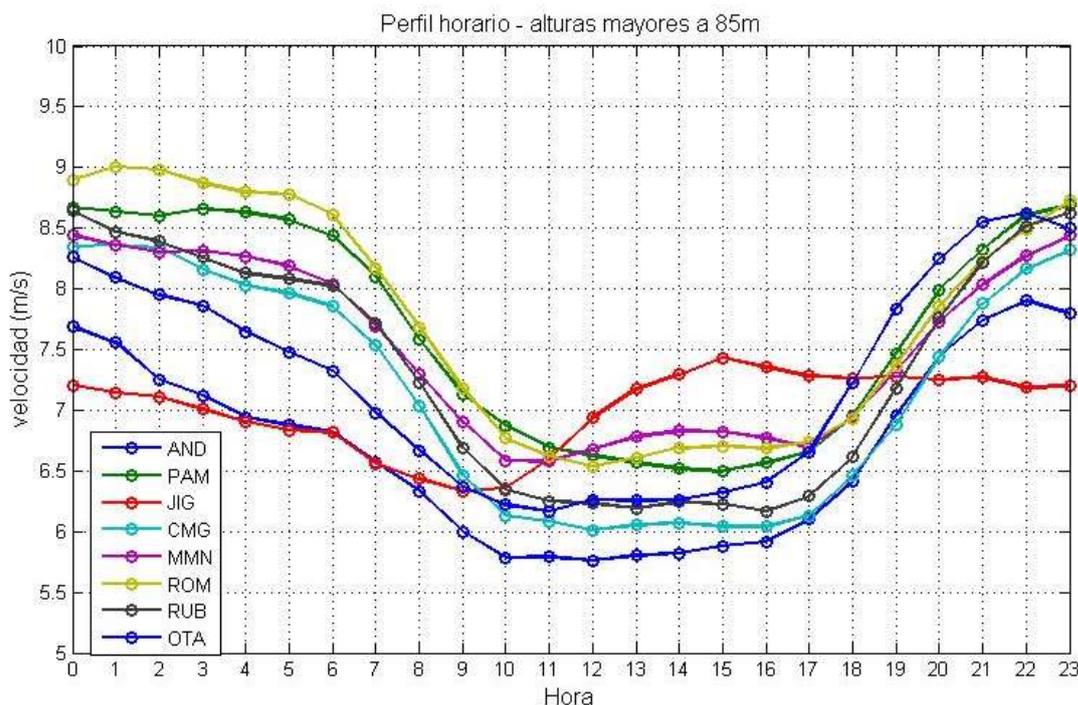


Fig. 4.30 Perfil horario de velocidad a alturas mayores a 85m.

Los perfiles característicos de cada una de las zonas costeras del Atlántico y el Río de la Plata se comparan en las figuras 4.31 y 4.32

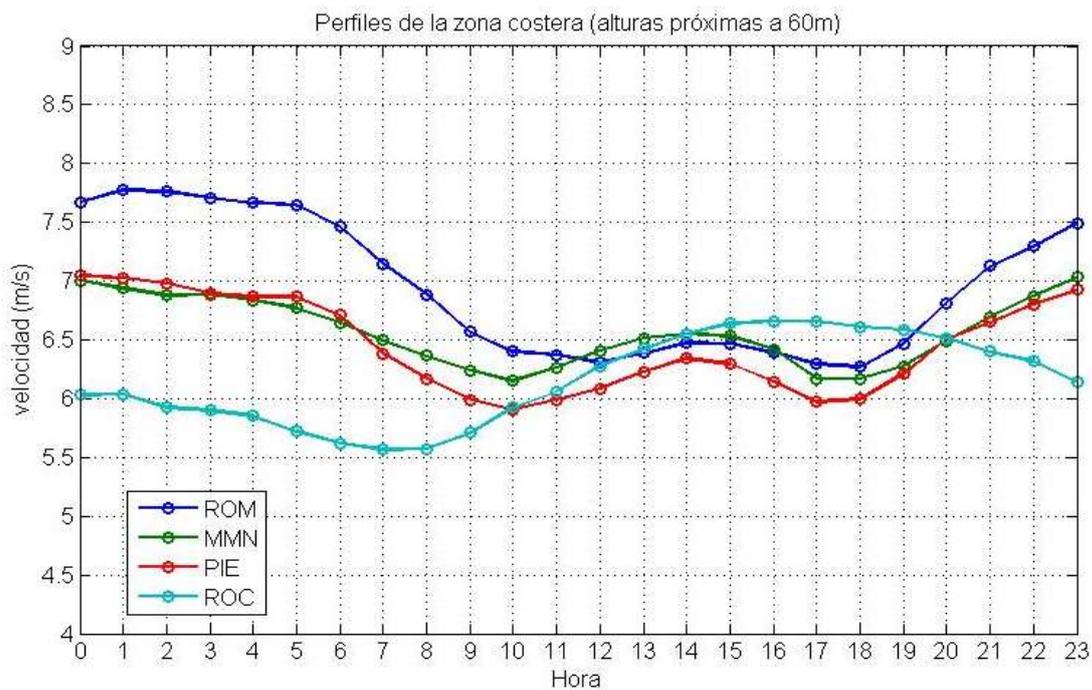


Fig. 4.31 Perfil horario de velocidad a alturas próximas a 60m en la zona costera.

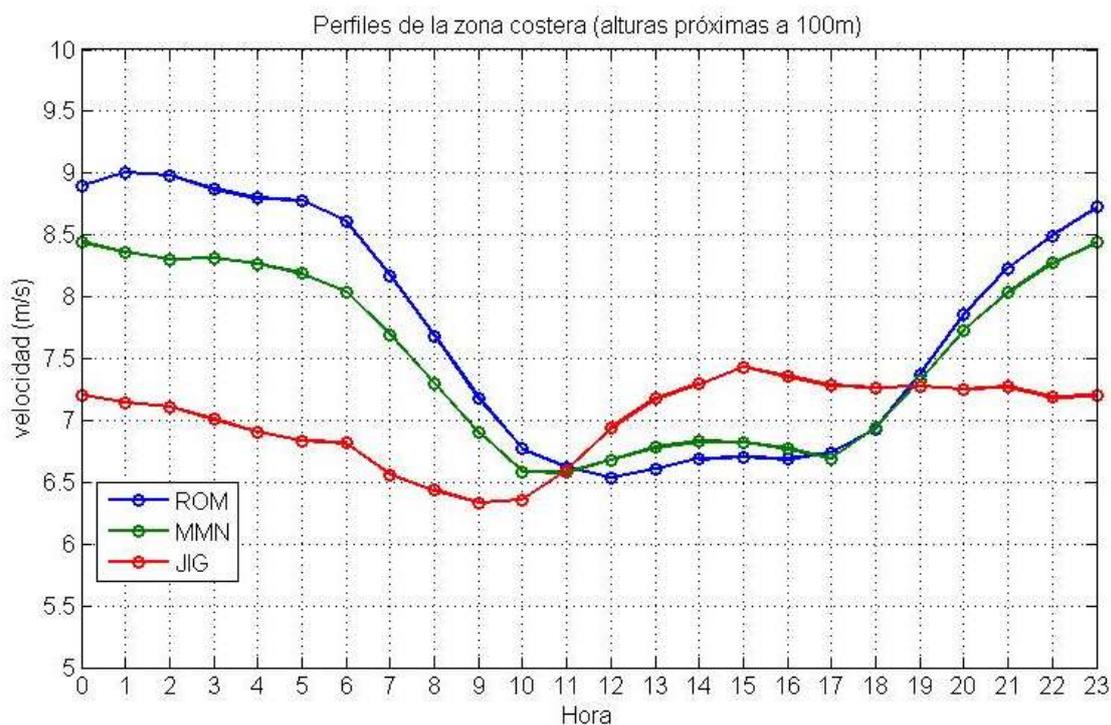


Fig. 4.32 Perfil horario de velocidad a alturas próximas a 100m en la zona costera

En los siguientes apartados se profundiza en el análisis de causas y caracterización de este comportamiento.

4.4.6. Perfil vertical de la velocidad

El Perfil vertical del viento es la variación que presenta la componente horizontal de la velocidad del viento dentro de la capa límite atmosférica. Esta capa de la atmósfera es la más próxima al suelo y se encuentra fuertemente influenciada por el contacto con éste. En particular, la velocidad del viento es nula sobre la superficie y se incrementa al aumentar la altura sobre el terreno. La forma de este incremento depende de los procesos de intercambio de potencia mecánica con el terreno, así como de los procesos de intercambio térmico con el mismo.

El intercambio de potencia mecánica depende de la rugosidad del terreno, la cual se caracteriza a través de la longitud de rugosidad (z_0) que puede variar desde cero, sobre la superficie del mar, a 10 o 15 cm en zonas rurales abiertas, 30 cm a 1 m en zonas de bosques o poblados bajos y hasta 3 metros o más sobre ciudades con edificios altos.

En condiciones de atmósfera neutra (sin influencia térmica sobre el perfil de velocidad) la distribución de velocidad media en altura sigue una ley del tipo logarítmica.

Se puede llegar a esta ley mediante un análisis dimensional realizado a partir del estudio inspeccional de las ecuaciones de movimiento, o a partir de la evidencia experimental de que existe una región de la capa límite en que la tensión rasante es constante.

El segundo método se presenta resumidamente en [13], a partir de un análisis realizado por Wortman (1982) y se reproduce a continuación:

En la región más cercana a la superficie, la ecuación de momento se reduce a:

$$\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial z} \tau_{xz}$$

Donde x y z son las coordenadas horizontal y vertical, p es la presión y τ_{xz} es la tensión rasante en dirección x , en un plano normal a z . En esta zona la presión es independiente de z y al integrar resulta:

$$\tau_{xz} = \tau_0 + z \frac{\partial p}{\partial x}$$

Donde τ_0 es la tensión rasante sobre la superficie. El segundo término se puede despreciar ya que cerca de la superficie el gradiente de presiones es pequeño. Usando la teoría de la longitud de mezcla de Prandtl, la tensión rasante se puede expresar como:

$$\tau_{xz} = \rho \ell^2 \left(\frac{\partial U}{\partial z} \right)^2$$

Donde ρ es la densidad del aire, U la componente horizontal de la velocidad y ℓ la longitud de mezcla. Combinando las dos últimas ecuaciones se tiene:

$$\frac{\partial U}{\partial z} = \frac{1}{\ell} \sqrt{\frac{\tau_0}{\rho}} = \frac{U^*}{\ell}$$

Donde U^* es la velocidad de fricción.

Si se asume que $\ell = k z$, siendo k la constante de Von Karman, igual a 0,4, e integrando entre z_0 y z , siendo z_0 la longitud de rugosidad de la superficie que caracteriza la rugosidad del terreno, resulta:

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

Conocida como la ecuación del perfil logarítmico.

Para determinar el perfil vertical de la velocidad media del viento en casos diferentes del neutro debe incluirse la influencia de la convección y el flujo de calor superficial.

En [20], una traducción reciente del trabajo presentado por Monin-Obukhov en 1954, se analiza el problema de la representación de los gradientes de velocidad y temperatura dentro de la capa superficial de la atmósfera en condiciones de estratificación, sobre la base de una aplicación sistemática de la teoría de la similitud. Allí se define la escala de longitud L , conocida como longitud de Monin- Obukhov.

Dyer (1974) y Businger (1971) presentaron por separado la siguiente formulación para incluir este fenómeno en la ecuación del gradiente vertical de la velocidad.

$$U(z) = \frac{U^*}{k} \times \left[\ln \left(\frac{z}{z_0} \right) + \psi \left(\frac{z}{L} \right) \right]$$

Los parámetros que definen la función ψ se estiman utilizando datos empíricos. Desde Dyer y Businger existen muchos trabajos experimentales que pretenden aproximar esta función.

En [21] se presenta una comparación de distintas representaciones de este comportamiento, concluyéndose que la más razonable es la presentada por Dyer y Hicks (1970) por sobre la formulación de Businger et al (1971). Sin embargo, ésta última fue encontrada más frecuentemente en la bibliografía revisada.

En [22] se realiza un nuevo análisis comparativo de las diferentes formulaciones, centrándose en la formulación de Högström de 1988 y su revisión de 1996, la cual, afirma, presenta mejor ajuste a gran cantidad de datos experimentales.

Finalmente, en [24] se realiza un resumen histórico de los avances obtenidos desde la publicación de la teoría de Monin-Obukov, señalándose allí que efectivamente, el estado del arte actual en cuanto a formulación de los flujos de calor y momento dentro de la capa límite turbulenta estarían reflejados en Högström (1988).

Esta formulación sería, para régimen estable ($L > 0$):

$$\psi\left(\frac{z}{L}\right) = \frac{-5.3z}{L}$$

Y para régimen inestable ($L < 0$)

$$\psi(x) = \ln\left[\left(\frac{1+x}{2}\right)^2\left(\frac{1+x^2}{2}\right)\right] - 2\arctan(x) + \frac{\pi}{2} \quad \text{con } x = \left(1 - 19\frac{z}{L}\right)^{1/4}$$

Para la situación neutra, ambas ecuaciones se aproximan al perfil logarítmico.

Otra expresión muy utilizada para representar el comportamiento de la distribución vertical del viento es la ley potencial (o ley de Hellman).

$$\bar{U}(z) \propto z^\alpha$$

Donde:

- $U(z)$ es la velocidad media del viento a altura z (m/s)
- z es la altura correspondiente (m)

Esta ley es una aproximación a la ecuación logarítmica anterior, en la cual el exponente α no tiene un sentido físico real. Dicho exponente depende de la rugosidad del terreno y de la altura sobre el terreno y suele estimarse a partir de datos empíricos, más allá de las aproximaciones que podrían hacerse a partir de la información del tipo del terreno y de la altura de interés.

La aplicación de estas ecuaciones está teóricamente limitada a la hipótesis de atmósfera neutra lo cual, como se describe en el próximo apartado, no es representativo del estado atmosférico más frecuente en el territorio uruguayo.

Es así que, si se toma cualquier caso particular de mediciones en las estaciones de medida consideradas en este estudio y, aplicando la ley logarítmica con un z_0 adecuado al tipo de terreno circundante, se intenta estimar la velocidad esperada a una altura mayor, ésta sería sensiblemente subestimada.

Este hecho podía intuirse al observar, a partir de la estacionalidad diaria a distintas alturas presentada en el apartado anterior, la importante diferencia que se registra a lo largo del día, en el gradiente de velocidades medios.

Como ejemplo se presenta el caso de la estación CEC1, cuyo entorno es en todas las direcciones asimilable a un z_0 de entre 10 y 15 centímetros, con excepción de unos 30° al Oeste, donde se tiene un z_0 de entre 20 y 30 centímetros.

La velocidad media medida a 39 m y 81 m de altura corresponden a 6.20 m/s y 7.52 m/s respectivamente. Si se supone que la atmósfera fuera neutra, la ley logarítmica que se ajustaría a estos valores debería tener un z_0 de 1,25 metros, lo cual es totalmente irreal en el entorno en cuestión. Si por otro lado, se estima la velocidad a 81 m a partir de la velocidad medida a 39 metros con un z_0 característico del terreno y suponiendo perfil logarítmico, la subestimación sería del 6%.



Fig. 4.33 Imagen aérea de la estación CEC1, rosa de viento y rosa de exponentes alfa.

Como método práctico para realizar extrapolaciones en altura con objetivos de cálculos energéticos, se suele utilizar la ecuación potencial, estimando el exponente α a partir de mediciones reales a diferentes alturas. Esto permite generalizar el uso de esta ecuación incluso en condiciones atmosféricas diferentes a neutra, con un buen grado de aproximación a los efectos mencionados. De lo contrario debería disponerse siempre de medidas de temperatura potencial en dos niveles o de flujo de calor superficial, que permitan describir el perfil según las formulaciones presentadas anteriormente.

Un valor elevado del exponente significa un mayor gradiente de velocidad, lo cual está asociado a la estratificación estable de la atmósfera, mientras que el caso inestable presenta velocidad más uniforme con la altura, es decir un exponente menor. En la

tabla 4.3 se resumen los exponentes α medios para las estaciones analizadas, detallando las alturas entre las que fueron calculadas.

Estación (altura 1 - altura 2)	α	Estación (altura 1 - altura 2)	α
AND (90 - 40)	0.2312	MMN (82 - 64)	0.2927
BBM (74 - 39)	0.3110	OTA (81 - 60)	0.2479
BON (50 - 26)	0.1962	PAM (86 - 34)	0.2775
BUN (78 - 34)	0.2738	PIE (62 - 37)	0.2676
CEC (81 - 39)	0.2547	ROC (74 - 33)	0.3390
CMG (90 - 68)	0.2254	ROM (81 - 63)	0.2405
JIG (99 - 40)	0.4219	RUB (81 - 63)	0.3094
JPT (54 - 35)	0.2144	VAL (78 - 41)	0.2694

Tabla 4.3 Valores medios del exponente alfa hallados para las estaciones estudiadas

En [18] se profundiza en el cálculo del perfil vertical para siete estaciones distribuidas en el territorio nacional que cuentan con 3 alturas de medición, lo cual permite evaluar la incertidumbre involucrada en la extrapolación en altura dependiendo del método utilizado. Entre las conclusiones de dicho estudio se destaca la observación de que el valor del exponente alfa se reduce al incrementarse la altura sobre el terreno.

4.4.7. Estabilidad atmosférica

Para ilustrar el concepto de estabilidad atmosférica se considera el desplazamiento vertical de un pequeño elemento de aire hasta una altitud con presión y temperatura ambientes diferentes a las iniciales. Si la atmósfera tiene estratificación estable, entonces si se desplaza en dirección vertical ascendente encontrará mayor temperatura y menor densidad que en su interior, siendo la fuerza de empuje ejercida por el exterior menor a su propio peso, por lo cual tenderá a volver a la posición inicial. Lo mismo ocurrirá si se desplazara en dirección descendente, pues encontrará una atmósfera con menor temperatura y mayor densidad que en su interior, por lo que la pequeña parcela de aire experimentará un empuje mayor a su peso, tendiendo a devolverlo a su posición inicial. En el caso inestable sucede exactamente lo opuesto. Lo descrito se puede observar esquemáticamente en la figura 4.34.

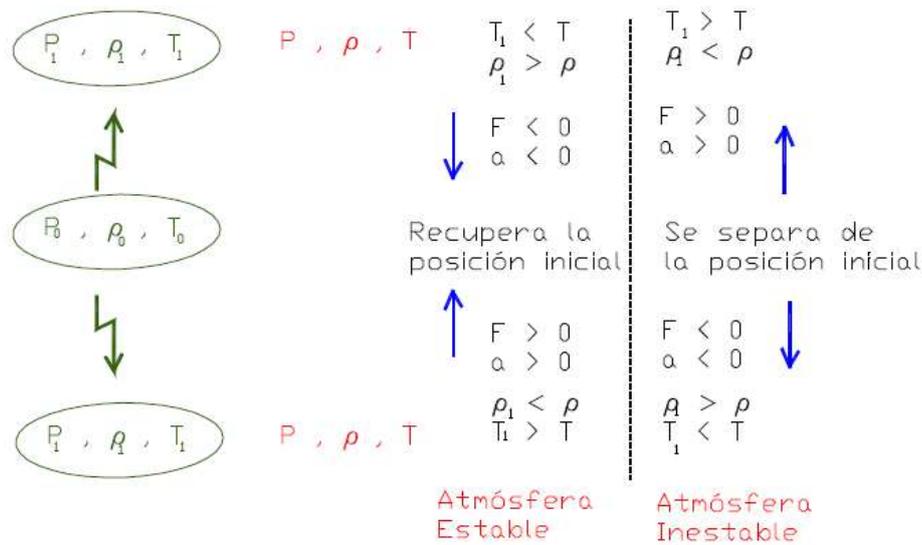


Fig. 4.34 Ilustración del comportamiento de un pequeño elemento de aire en atmósfera estable e inestable. Extraído de Apuntes del curso de Energía Eólica.

La reducción media de la temperatura con la altura en la tropósfera es de 6,5 °C/km. Perfiles de temperatura diferentes generan diferentes estados atmosféricos, estables o inestables. Este perfil va cambiando en función del calentamiento solar.

En lugar de utilizar la temperatura real para representar la estructura térmica de la atmósfera y sus cambios, se utiliza la temperatura potencial θ , la cual por definición, se mantiene constante bajo procesos adiabáticos.

$$\theta = T \left(\frac{P_0}{P} \right)^{\frac{k-1}{k}} \quad \text{con } k = \frac{c_p}{c_v} \text{ y } P_0 = 1000 \text{ mb}$$

En la figura 4.35 se presenta la evolución esperada de la estructura de la capa límite atmosférica, en una región de alta presión a lo largo del ciclo diario.

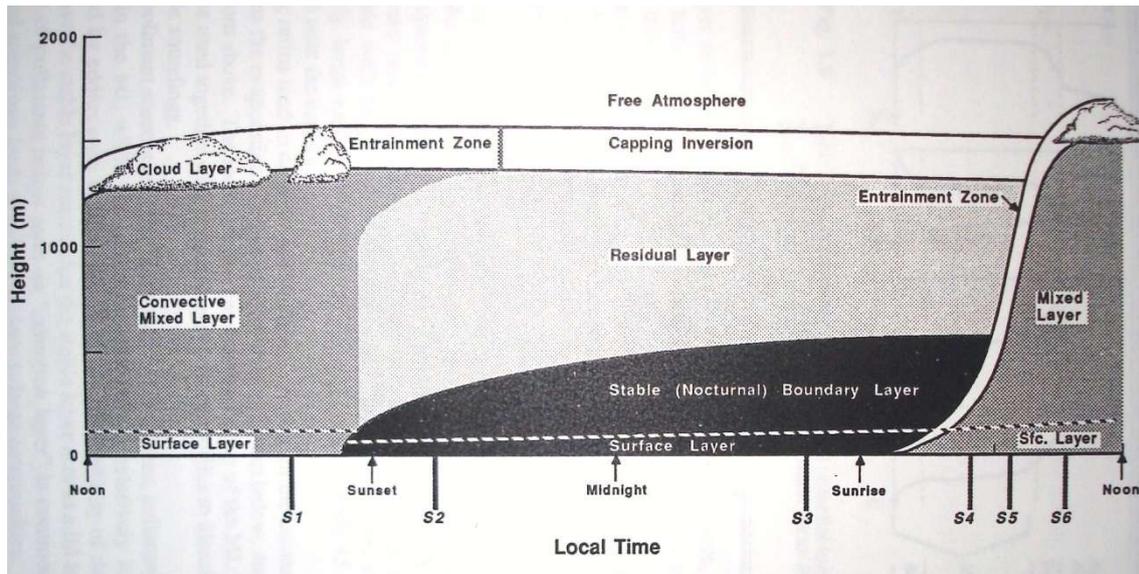


Fig. 4.35 Evolución termodinámica de la capa límite. Stull 1988 [17].

Poco después de la salida del sol, el calentamiento de la superficie por la radiación solar y el intercambio de calor sensible con la capa más baja de la atmósfera resulta en un progresivo calentamiento de ésta. Comienza a establecerse desde abajo hacia arriba una capa límite inestable en evolución. Esta capa tiene una estructura de tres regiones:

- una capa superficial inestable poco profunda con gradiente de temperatura potencial negativo (entre 5 y 10% de la altura total)
- una capa de mezcla más profunda con temperatura potencial casi uniforme (entre 35 y 80% de la altura total)
- una capa de arrastre poco profunda con gradiente de temperatura potencial positivo (entre 10 y 60% de la altura total)

En este período se constituye la denominada Capa de Mezcla Convectiva, donde la turbulencia es producida principalmente por convección.

Durante la noche se establece la Capa límite Estable. El proceso comienza poco antes de la puesta del sol, cuando la superficie comienza a enfriarse y el flujo de calor se vuelve negativo, por lo que también se reduce la temperatura del aire cerca de la superficie. La capa de inversión resultante se profundiza durante la noche. Esta capa también puede dividirse en dos capas:

- la capa más cercana a la superficie donde el flujo es altamente turbulento y con una energía cinética turbulenta sensiblemente constante,
- y una capa exterior con un nivel de turbulencia sensiblemente menor e intermitente.

Las velocidades en la capa límite estable son muy bajas sobre la superficie y presentan baja o esporádica turbulencia. Al aumentar la altura la velocidad comienza incrementarse notoriamente llegando rápidamente a la velocidad geostrofica del viento libre. Esta es la explicación del comportamiento del perfil de las velocidades medias horarias mostradas en la figura 4.28, donde se observa una diferencia muy apreciable entre las velocidades de baja y gran altura.

En [17] se realiza una descripción muy completa de todo el fenómeno antes resumido. Asimismo, se profundiza en el comportamiento de la capa límite en condiciones inestables y estables respectivamente.

En [26] se presenta un resumen sobre el tema aquí presentado, describiendo la evolución de los parámetros relevantes dentro de la capa límite, a lo largo del día y con la altura sobre el terreno, lo cual será necesario tener en consideración al momento de evaluar comparativamente las mediciones de las distintas variables utilizadas en este estudio, medidas a diferentes alturas sobre el terreno en cada estación.

4.4.8. Caracterización del estado atmosférico

Para la caracterización del estado atmosférico pueden utilizarse números adimensionados definidos en la bibliografía como el número de Richardson (Ri) o la mencionada Longitud de Monin-Obukhov (L).

Como interpretación física de la longitud de Monin-Obukhov se tiene que es proporcional a la altura sobre el terreno hasta la cual los procesos mecánicos de producción de turbulencia dominan sobre los procesos térmicos. En la figura 4.36 se presenta la evolución que presentaría este parámetro a lo largo del día.

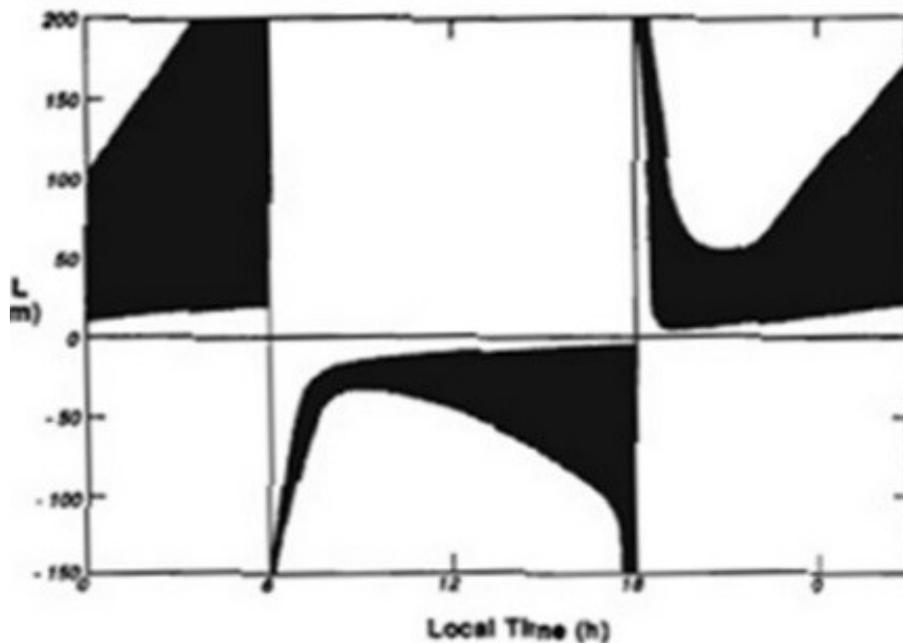


Fig. 4.36 Comportamiento esperado de L, diurno y nocturno. Extraído de [17]

Cuando la atmósfera es inestable puede considerarse que $Ri = z/L$.

Sin embargo, cuando la atmósfera es estable la relación podría expresarse según [17] como:

$$Ri = \frac{\zeta \left(0.74 + 4.7 \frac{\zeta}{L} \right)}{\left(1 + 4.7 \frac{\zeta}{L} \right)^2} \quad (5)$$

Esta relación puede observarse en la figura 4.37.

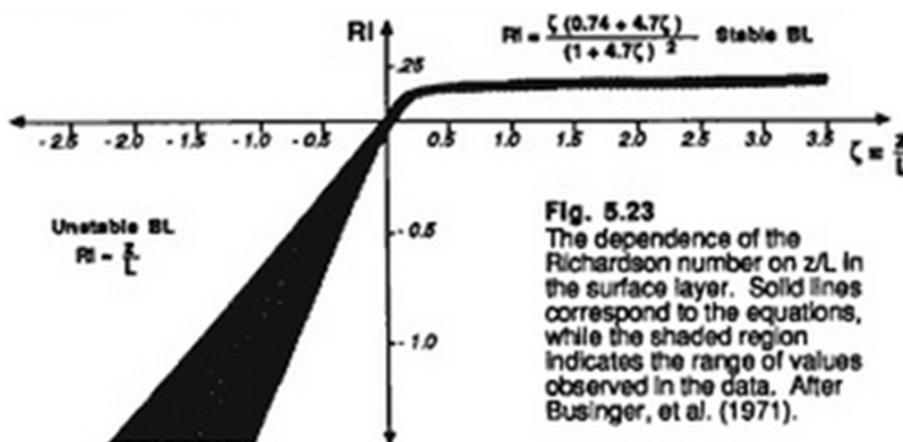


Fig. 4.37 Relación entre las variables adimensionadas Ri y z/L. Extraído de [17]

Realizando una estimación indirecta del estado atmosférico a partir del gradiente de temperaturas, utilizando las tabulaciones empíricas de Pasquill Gifford presentadas en la figura 4.38, se obtiene a modo de ejemplo para la estación PAM, la distribución de probabilidades presentada en la figura 4.39.

Categoría	Gradiente(°C/km)	Estado
A	<-19	Fuerte inestabilidad
B	-19 a -17	Moderada inestabilidad
C	-17 a -15	Ligera inestabilidad
D	-15 a -5	Neutra
E	-5 a 15	Ligera Estabilidad
F	15 a 40	Fuerte Estabilidad
G	> 40	Inversión

Fig. 4.38 Clasificación de los estados atmosféricos de Pasquill Gifford

En base a la clasificación realizada, los resultados mostrados en la figura 4.39 indican que la frecuencia de estabilidad atmosférica es muy alta durante las noches, en la estación analizada (estación PAM), mientras que su probabilidad es nula durante las horas diurnas de mayor calentamiento solar. En su lugar se presenta una alta frecuencia de estados neutros e inestables.

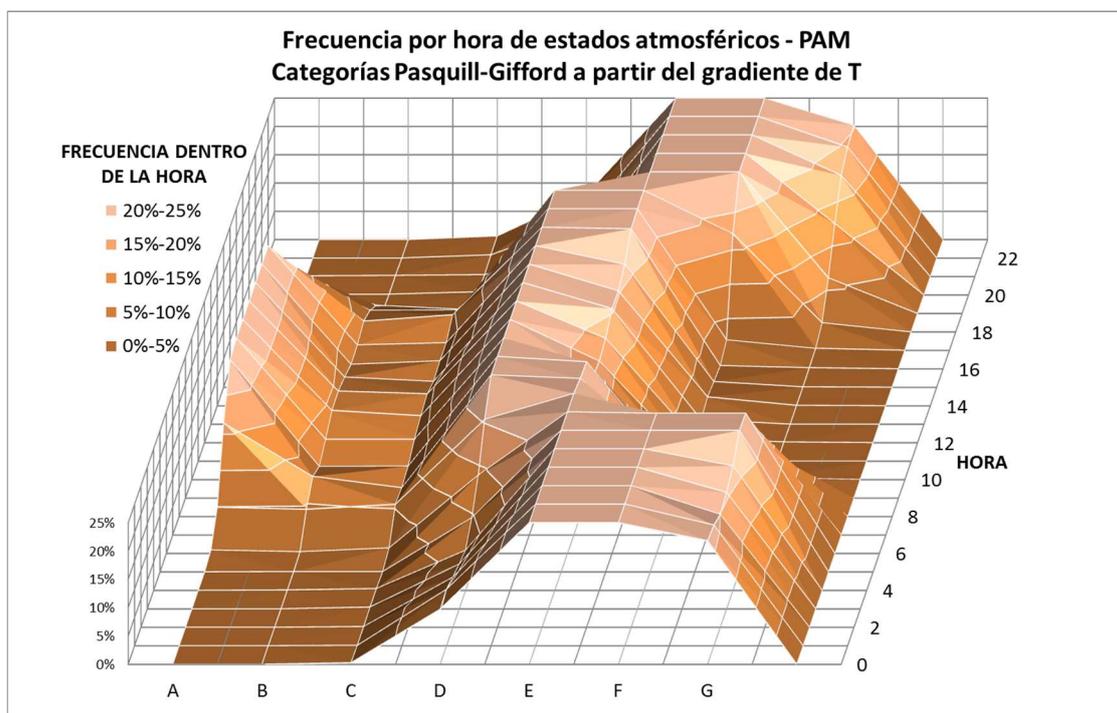


Fig. 4.39 Histogramas de frecuencia por hora de los estados atmosféricos. Estación PAM.

Cabe aclarar que el gradiente de temperatura medido en la estación PAM se determinó a partir de las mediciones de temperatura a 53m y 10m de altura

respectivamente. La clasificación de Pasquill Guifford refiere a variables medidas a 10m de altura, como es lo estándar para mediciones meteorológicas. Esto podría implicar alguna diferencia cuantitativa respecto de lo presentado en el gráfico por pequeñas variaciones de este gradiente que pudieran presentarse con la altura. Sin embargo se supone que los cambios importantes en el perfil de temperatura dentro de la capa límite se registran a alturas mayores a las mencionadas. Respecto a esto y la variación de otras variables dentro de la capa límite trata el siguiente apartado.

4.4.9. Inferencia del estado atmosférico.

Realizando un balance de energía en la superficie se tiene que, la suma del flujo de calor sensible (H), el flujo de calor latente (H_L) y el flujo de calor del suelo (H_G), es igual a la radiación neta (R_N). Sin embargo, considerando que la superficie no es opaca a la radiación, sino que las distintas capas superficiales, ya sea de vegetación, edificaciones o agua pueden almacenar o liberar energía, debe tenerse en cuenta un término adicional de flujo de calor superficial ΔH_s . Este último término puede despreciarse únicamente cuando se trabaja en condiciones cuasi-estacionarias en que no se registren cambios de temperatura en la superficie, o que se trate de superficies planas sin vegetación. Esto hace que el comportamiento de las variables de interés sobre la superficie así como su evolución vertical varíe también en función del tipo de suelo circundante y su capacidad térmica.⁷ [17, 26]

La evolución vertical de las distintas variables está asociada a la estructura de la atmósfera dentro de la capa límite. A continuación se resume, en base a [17] en sus capítulos 11 y 12 y a [26], cómo son dichas evoluciones esperadas de acuerdo al caso estable o inestable, lo cual será útil además para evaluar las posibilidades de inferir a partir de las mediciones disponibles el estado atmosférico.

- Caso convectivo o inestable

La capa de superficie se caracteriza por un gradiente térmico negativo e inferior a $-10^\circ\text{C}/\text{km}$, la reducción de la humedad con la altura y un gradiente de velocidades muy pronunciado el cual daría lugar a la aplicación de la ley logarítmica del perfil vertical de la velocidad.

Por encima de esta capa, la capa de mezcla se caracteriza por la baja variación de la temperatura, la humedad y la velocidad con la altura. La mezcla puede ser generada tanto por efectos mecánicos como convectivos.

⁷ Ver el caso de la estación BUN analizado en el apéndice 1

La altura típica de la capa límite en estas condiciones es de entre 1 km y 2 km, al mediodía, sobre terreno homogéneo en latitudes medias, siendo la altura típica del orden de los 1400 m.

- Caso estable

La capa más estable está cerca de la superficie y va haciéndose más “neutra” con la altura. Hasta los 10m de altura aproximadamente, la dirección del viento está determinada por la topografía local y la intensidad por efectos locales convectivos, de fricción o de arrastre. Al aumentar la altura comienzan a ser más importantes los forzantes de meso escala y aumentar considerablemente la velocidad que incluso puede llegar a superar la velocidad geostrofica a determinada altura y luego volver a reducirse lentamente.

Los perfiles verticales de velocidad adimensionada de viento y turbulencia presentan una importante dispersión en períodos cortos de tiempo. Sin embargo, si se promedian períodos suficientemente largos, se observa una reducción suave de la turbulencia con la altura.

La capa límite se puede concebir dividida en capas donde ocurren procesos de diferentes escalas, pero que de alguna manera se acoplan por lo que puede tratarse todo el conjunto como una sola entidad con una profundidad e intensidad de turbulencia asociadas. Las alturas típicas de esta capa límite rondarían entre los 100 m y los 500 m. En la figura 4.40 se observan los perfiles típicos de temperatura, temperatura potencial, velocidad y humedad específica.

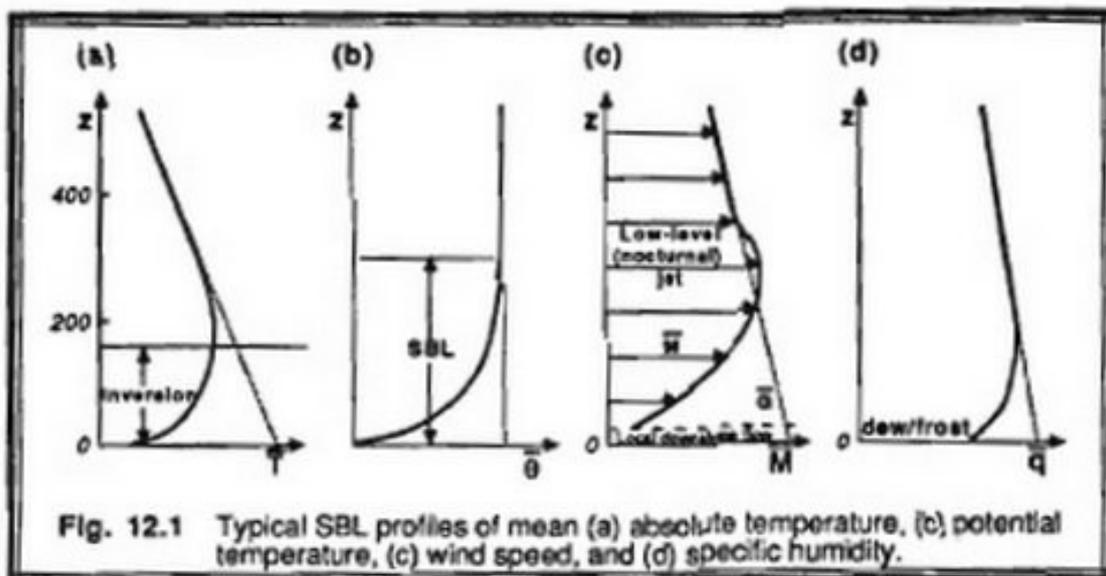


Fig. 4.40 Perfiles típicos de temperatura, velocidad y humedad en la capa límite estable. Extraído de [17]

Un resumen muy esquemático de las condiciones esperadas se muestra en la tabla 4.4.

Capa límite	∇v	∇T	IT
Convectiva baja	log	$\ll 0$	$\approx 15\%$
Convectiva alta	≈ 0	≈ 0	$\approx 10\%$
Estable baja	$\gg 0$	$\gg 0$	$< 5\%$
Estable alta	> 0	> 0	≈ 0

Tabla 4.4 Resumen de comportamiento de las variables de interés dentro de la capa límite.

En las estaciones de medición utilizadas para este trabajo se cuenta con mediciones de velocidad (media y desviación estándar) en al menos dos alturas. Esto permite el cálculo tanto del gradiente de velocidades como de intensidad de turbulencia en todas las estaciones para inferir desde allí el estado atmosférico.

Sin embargo sólo en algunas estaciones se cuenta con posibilidad de medir el gradiente de temperaturas, ya que en la mayoría se cuenta únicamente con un termómetro a una altura cercana a los 10 m o inferior.

De [27] se extrajo la clasificación mostrada en la tabla 4.5, En dicho trabajo se plantea que los niveles de turbulencia dependen significativamente del sitio concreto de medición citando varios trabajos donde se evalúa esta misma clasificación estableciendo distintos límites.

Clase de estabilidad	L (m)	α	I_U 80
Fuertemente estable	$0 < L < 50$	$\alpha > 0.3$	$I_U < 8\%$
Estable	$50 < L < 200$	$0.2 < \alpha < 0.3$	$8\% < I_U < 10\%$
Neutral	$L > 200$ o $L < -300$	$0.1 < \alpha < 0.2$	$10\% < I_U < 20\%$
Convectiva	$-300 < L < -15$	$0.0 < \alpha < 0.1$	$20\% < I_U < 30\%$
Fuertemente convectiva	$-15 < L < 0$	$\alpha < 0.0$	$I_U > 30\%$

Tabla 4.5 Clasificación de estados atmosféricos elaborada a partir de [27]

Para evaluar el comportamiento concreto en las estaciones objeto de análisis se analizó, en primer lugar, los histogramas de gradiente de velocidad, gradiente de temperaturas e intensidad de turbulencia a altura máxima en las estaciones en que se cuenta con las mediciones necesarias.

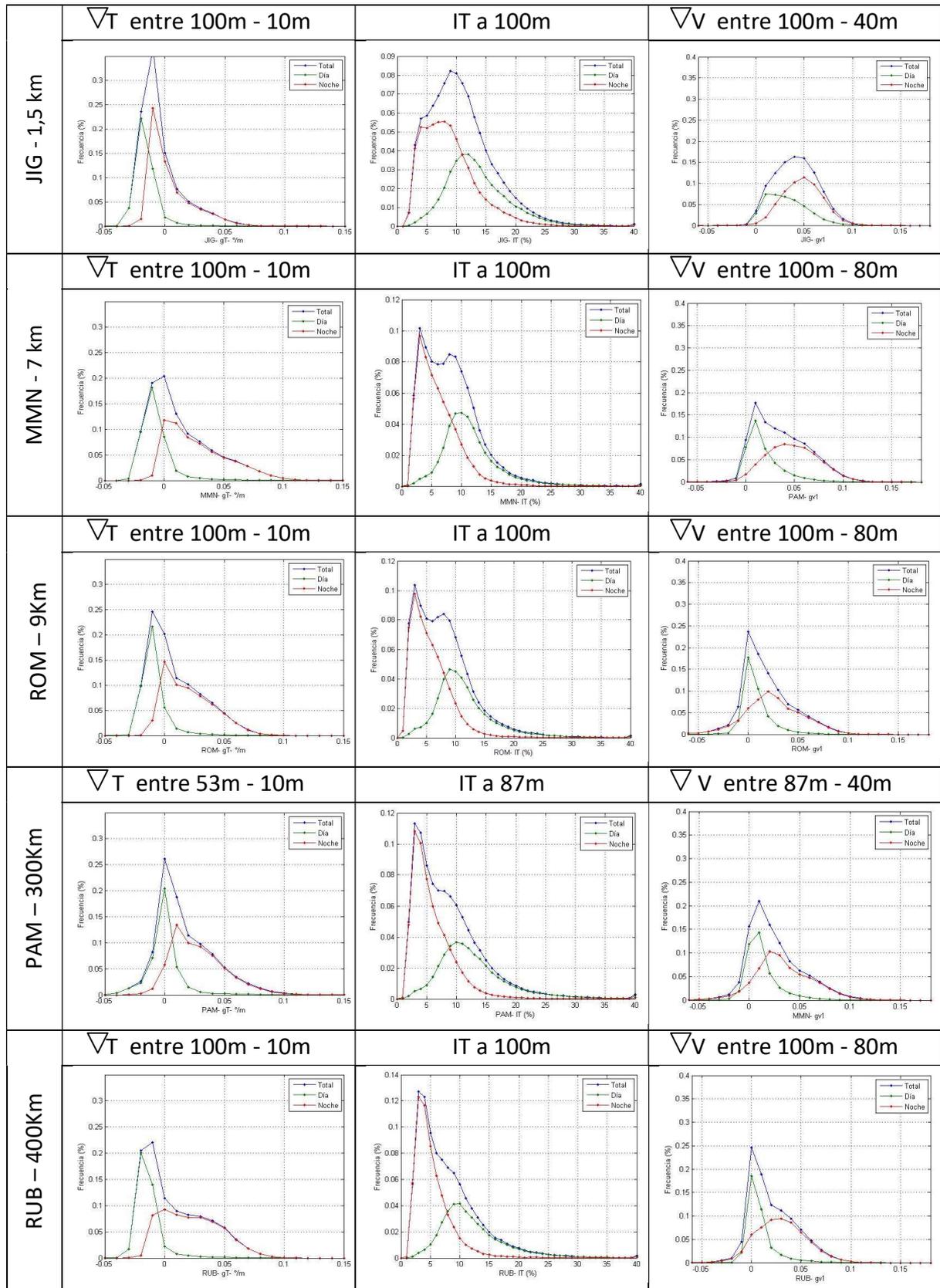


Fig. 4.41 Histogramas de gradientes de temperatura y velocidad e Intensidad de turbulencia para 5 estaciones, diferenciando horario diurno y nocturno. Se indica nombre de la estación y distancia a la costa en kilómetros.

Los histogramas de gradiente de temperatura muestran una importante ocurrencia de eventos de inversión térmica (atmósfera fuertemente estable) en todas las estaciones donde se posee medición de temperatura a dos alturas. En este sentido, José Ignacio, la estación que se encuentra a menor distancia del mar, es la que presenta menor frecuencia e intensidad de estos eventos.

Los histogramas de intensidad de turbulencia muestran que en las estaciones interiores (alejadas de la costa) el estado atmosférico preponderante es estable, de muy bajo nivel de turbulencia, en el entorno del 4%, concentrados todos estos eventos durante la noche.

En las estaciones costeras no es tan preponderante la baja turbulencia durante la noche, resultando un histograma de dos picos, uno en muy bajas turbulencias y otro en turbulencias asociadas a estados atmosféricos neutros o inestables, del entorno del 10%.

En los histogramas de gradiente de velocidad, si bien se observa la preponderancia de gradientes de velocidad bajos durante el día, la dispersión del histograma diurno es amplia.

Utilizando la misma clasificación presentada en [27] y resumida en la tabla 4.5, se cuantificó el comportamiento según el estado atmosférico para las estaciones analizadas, utilizando en cada caso, de las alturas de medición disponibles, las más próximas a los 80 m. El resultado se muestra en la figura 4.42.

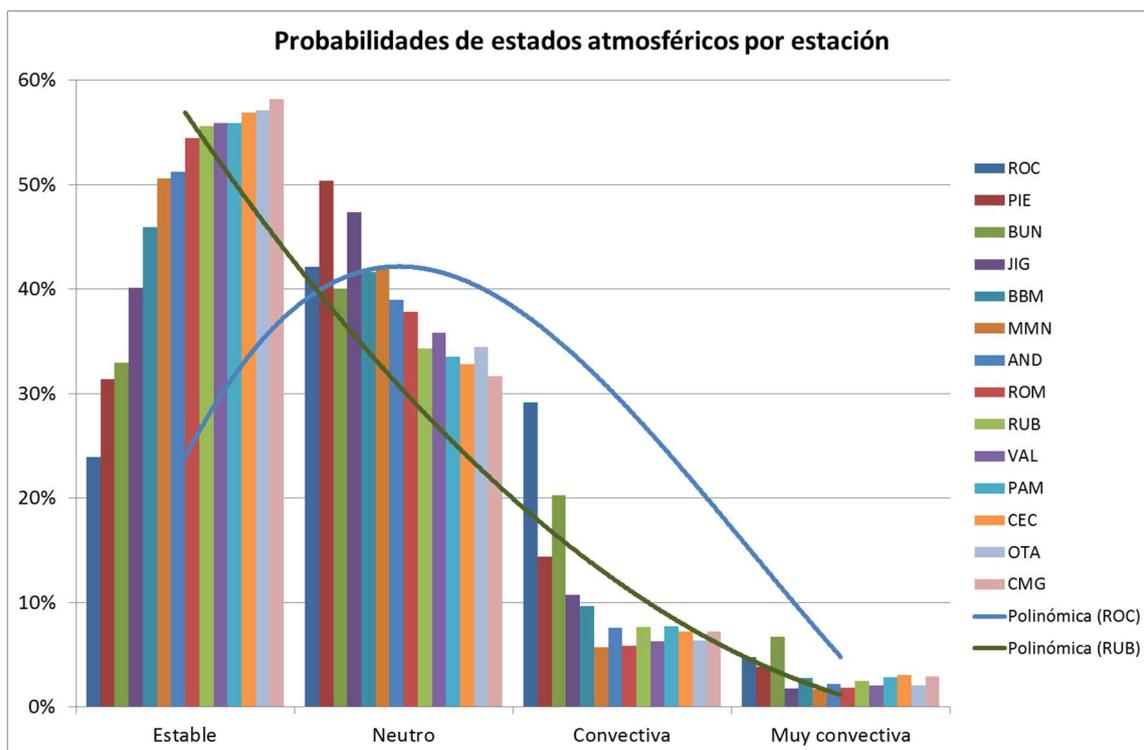


Fig. 4.42 Probabilidades de estados atmosféricos por estación. Clasificación según Tabla 4.5.

Se observa que las estaciones de la costa atlántica se comportan de una manera diferenciada del resto, con mayor frecuencia de estados de atmósfera neutra, mientras que el resto de las estaciones, incluyendo las estaciones de la costa del Río de la Plata presentan mayor frecuencia de estados estables y muy estables.

Más detalladamente podría decirse que las estaciones se dividen en dos grupos:

- máxima frecuencia en estado NEUTRO: Estaciones JIG, ROC, PIE y BUN. Las tres primeras en la costa sureste del país y la tercera en el norte, dentro de una zona forestada de escala significativa
- máxima frecuencia en estado ESTABLE y MUY ESTABLE: Estaciones VAL, PAM, BBM, AND, MMN, ROM, RUB, OTA, CMG y CEC. Estaciones del centro, norte y la costa suroeste del país.

La clasificación realizada se contrastó con una estimación de las clases de Pasquill, las cuales pueden estimarse a partir de datos de velocidad a 10m de altura, radiación solar, y nubosidad. Estas clases a su vez están relacionadas con la intensidad de turbulencia medida a 10 metros de altura, para terreno plano con rugosidad en el entorno de 0,15m [25].

En base a esta referencia se analizó la distribución de frecuencias de la desviación estándar de la dirección de viento para, a través de la relación allí presentada, cuantificar la frecuencia en que se presentan los distintos estados atmosféricos, desde la A, muy inestable, a la F, muy estable, según la clasificación de Pasquill. El inconveniente al utilizar esta clasificación es que las mediciones de velocidad con que se cuenta fueron realizadas a alturas sensiblemente mayores a 10 metros. De todas formas, se realizó la comparación cualitativa de resultados, obteniéndose una sobreestimación de la cantidad de estados muy estables (clase F), con la misma clasificación de zonas obtenida con la clasificación antes presentada.

4.5. Variabilidad de corto plazo

Se analizó el comportamiento de las variaciones presentadas por las series de velocidad en pasos de tiempo de diez minutos, atendiendo a los requerimientos planteados por la operación del sistema.

Si bien, como se planteó en 2.2.3, la variabilidad real vista por el sistema eléctrico no es la variabilidad del recurso eólico sino que esta se atenúa por el filtrado realizado por la distribución geográfica de las máquinas dentro de un mismo parque y en la composición de varios parques distribuidos, se presenta aquí un análisis básico de la variabilidad del módulo de la velocidad del viento en las estaciones analizadas.

En la figura 4.43 se presentan las curvas de duración de las variaciones del módulo de la velocidad en m/s, en períodos de 10 minutos. Allí se puede apreciar que para la mayoría de las estaciones de medición, con 95% de probabilidad las variaciones serán menores a 1,5 m/s y con 98% de probabilidad, menores a 2 m/s. Se puede observar además que, las variaciones mayores a 5 m/s presentan una probabilidad de 0,1%.

Por fuera de este comportamiento general, la estación BUN presenta variaciones de módulo significativamente mayor al resto de las estaciones. Luego, con una diferencia menos notoria respecto del resto de las estaciones, las que presentan mayor módulo en sus variaciones son las estaciones ROC, JIG y PIE.

La estación BUN presenta la particularidad de encontrarse en una región densamente forestada. Las estaciones ROC, JIG y PIE son las estaciones más cercanas a la costa atlántica. Estas particularidades podrían explicar el comportamiento diferenciado del resto de las estaciones, en lo que respecta a la variabilidad de corto plazo.

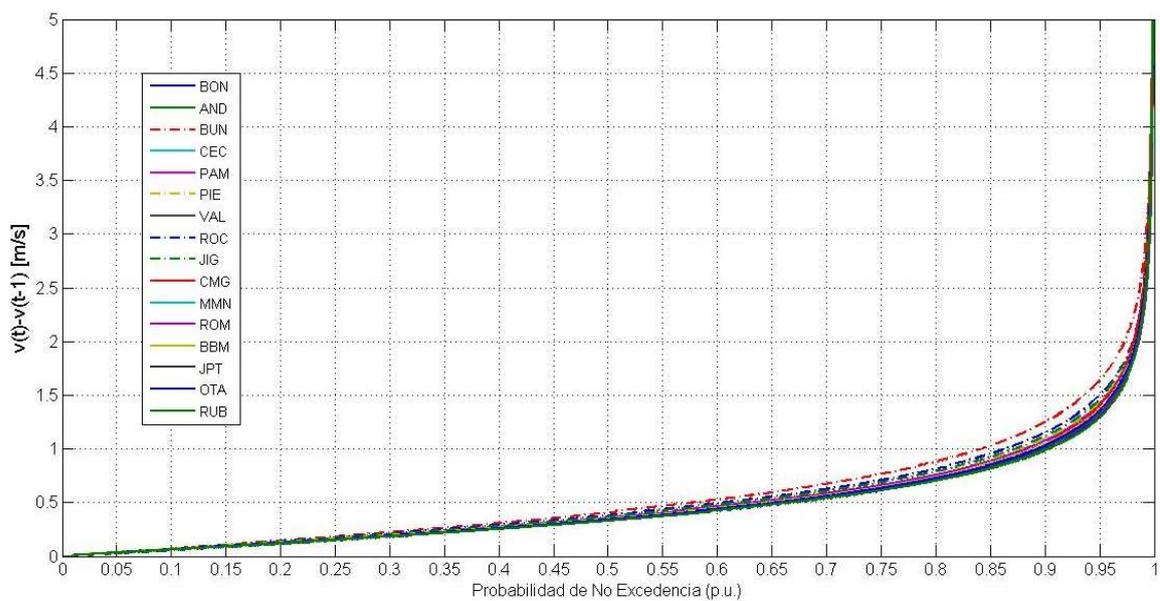
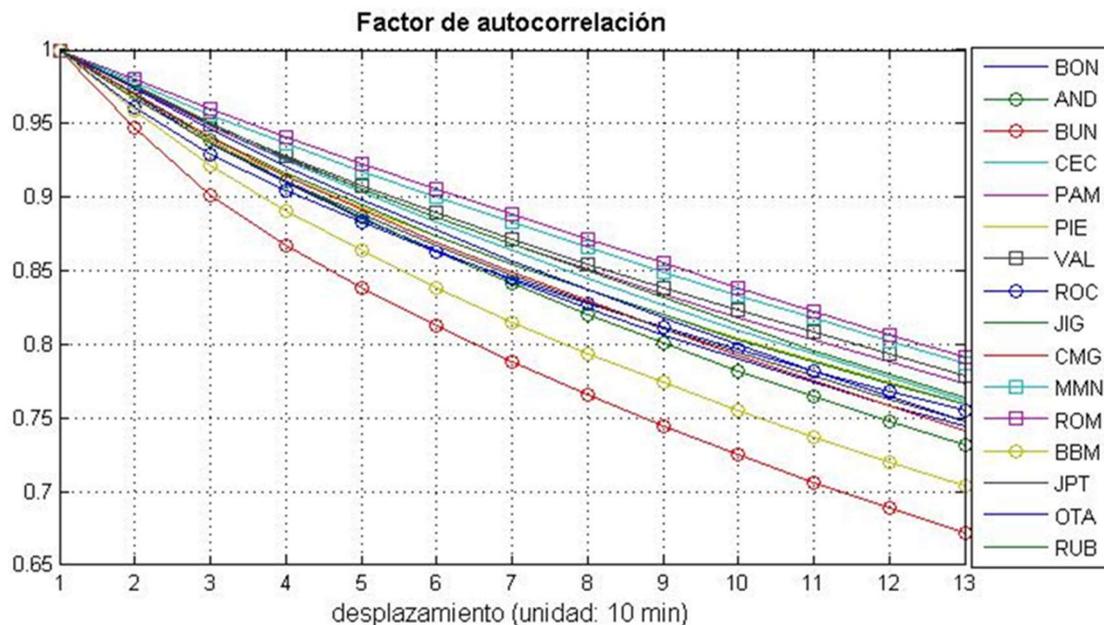


Fig. 4.43 Curvas de duración de las variaciones de módulo de velocidad

De igual manera se analizó la autocorrelación de las series de módulo de velocidad, aspecto complementario a la magnitud de las variaciones, desde el punto de vista de la predictibilidad de las variaciones. Las curvas obtenidas se observan en la figura 4.44.



Para el grueso de las estaciones, con desplazamiento de 1 hora, la autocorrelación presentada es de entre 0.85 y 0.90.

Nuevamente la estación BUN presenta un comportamiento diferenciado con una autocorrelación menor a 0.8 para un desplazamiento de 1 hora. También se diferencia en este caso la estación BBM.

Las estaciones BUN y BBM tienen la particularidad de ser estaciones de relativamente baja altura y baja velocidad media. Sin embargo por ejemplo la estación BON también tiene esas características y presenta una buena autocorrelación. BBM también se encuentra cerca de zonas intensamente forestadas.⁸

Por otro lado se tiene que las estaciones con mejor autocorrelación son ROM, MMN y VAL.

⁸ Ver el caso de la estación BUN analizado en el apéndice 1

4.6. Puntos destacados del análisis de datos meteorológicos

Realizados los análisis estándar del comportamiento de recurso eólico sobre todas las estaciones se concluye que

- todas las estaciones seleccionadas presentan mediciones razonables y de buena calidad,
- la distribución de probabilidad de las velocidades es uniforme en el territorio. Las distribuciones de Weibull que mejor se ajustan presentan 2,45 de factor de forma promedio y 8,2 m/s de factor de escala promedio, a alturas típicas de generación.
- las rosas de viento presentan coherencia en todo el territorio con marcadas frecuencias Este y Noreste, agregándose en la región costera otra dirección relevante del cuadrante Sur, cuya orientación depende principalmente de la ubicación Este-Oeste de la estación.
- la variación interanual del recurso es baja, del orden de un 5% respecto de la media histórica, o menor.
- el comportamiento estacional a lo largo del año es bastante uniforme en todo el territorio, con diferencias muy pequeñas sobre todo en la región atlántica.
- el comportamiento horario presenta diferencias significativas entre la costa atlántica y el resto del territorio
- la frecuencia de estados atmosféricos fuertemente estables con inversión térmica es elevada (mayor al 50%) en la mayor parte del territorio, excepto en la costa atlántica.
- la variabilidad del módulo de las velocidades es similar en todo el territorio, con una marcada excepción en la estación BUN y algunas estaciones con leves diferencias que podrían asociarse a la presencia de forestación y/o a la región atlántica.

5. CAPITULO 5 - Análisis de zonificación para el modelado

En el capítulo anterior se analizó, principalmente, el comportamiento temporal del viento, desde el punto de vista de su comportamiento espacial sólo en términos “estáticos”, es decir, mediante la comparación de histogramas y comportamientos medios de las distintas variables analizadas.

En el presente capítulo, teniendo en vista lo observado en el anterior, se realiza un análisis de simultaneidad y covarianza del comportamiento en las distintas zonas. A estos efectos se utiliza como primera aproximación al mapa de covarianzas de las distintas variables, el análisis de patrones principales.

5.1. *Análisis de Patrones principales*

En primer lugar se aplicó el análisis de patrones principales directamente a las series de velocidad de viento de máxima altura de todas las estaciones, descompuestas en componentes vx (dirección Este) y vy (dirección Norte). La altura varía en función de la estación, siendo el mínimo 50 m, en la estación BON.

Este mismo análisis fue realizado en [4] para otras 14 estaciones distribuidas en el territorio, obteniendo idénticos resultados: los tres primeros patrones principales representan más del 85% de la varianza de las velocidades de viento de las 16 estaciones. Sólo los dos primeros patrones logran representar casi el 80% de la varianza, como puede observarse en la figura 5.1.

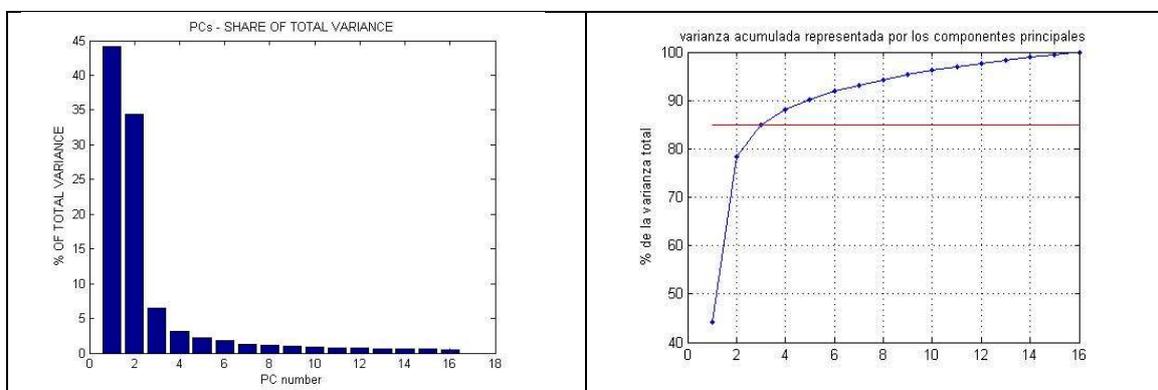


Fig. 5.1 Varianza representada por los patrones principales encontrados en las series de vx y xy.

Este resultado es razonable dado el pequeño tamaño del territorio (a escala atmosférica) y la fuerte influencia en la región del fenómeno sinóptico denominado Anticiclón del Atlántico Sur, responsable de los dos primeros vectores principales encontrados. En la figura 5.2 se presenta una representación gráfica de los tres patrones principales que aportan el 85% de la varianza.

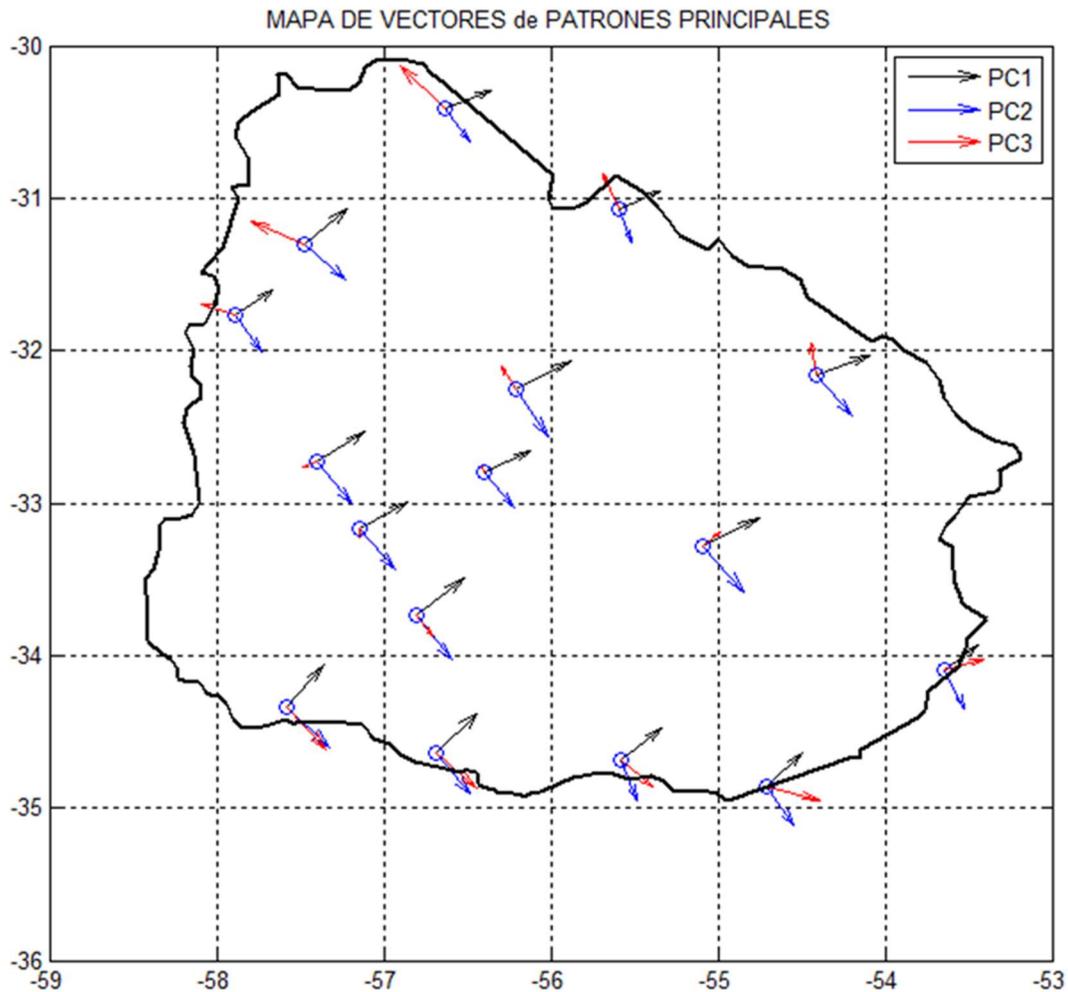


Fig. 5.2 Representación vectorial de los patrones principales encontrados en las series de vx y xy

Respecto a la distribución geográfica, se observa que, como se mencionó antes, los vectores PC1 y PC2 serían explicados por factores de macro escala que tienen un comportamiento uniforme en todo el territorio, mientras que el PC3 presenta direcciones bien diferentes en la costa y en el extremo norte del país, siendo prácticamente irrelevante en la región central del territorio.

Los períodos característicos de los patrones principales encontrados son, en primer lugar, entre 8 y 10 días para los patrones 1 y 2 y de 160 días para el tercer patrón. En segundo lugar de preponderancia para los tres primeros vectores aparece un período de 24 horas .

Para explorar la existencia de períodos mayores en las series de datos se realizó el mismo estudio para las 8 estaciones con mayor período de medición obteniéndose resultados similares, como se puede apreciar en la figura 5.3.

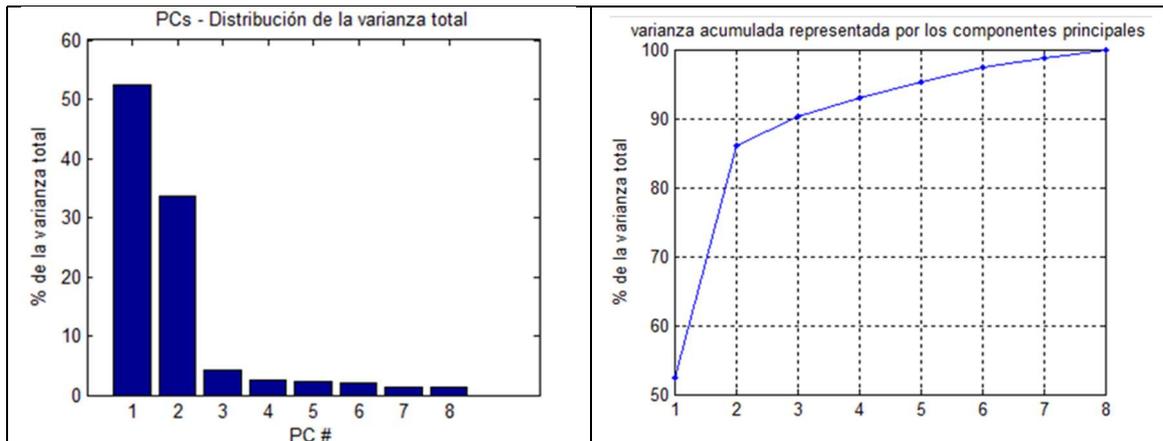


Fig. 5.3 Varianza representada por los patrones principales encontrados en las series de vx y xy, sólo para las 8 estaciones con más historia.

Respecto a los períodos característicos encontrados el más relevante son los 9 meses para los dos primeros patrones, siguiendo luego los 7, 8 o 9 días (frecuencias inferiores a 0.001 en la figura 5.4) y en tercer lugar aparecen las 24 horas. En el tercer patrón aparecen con similar orden de relevancia los 21 días y las 24 horas (correspondiente a una frecuencia de 0.007 en la figura 5.4) y en tercer lugar los 9 meses.

Esto quiere decir que el comportamiento de los dos primeros componentes (mayormente forzados por el Anticiclón del Atlántico como se dijo anteriormente) es más estable, con una periodicidad de 9 meses, mientras que la tercer componente, que genera las diferencias geográficas tiene una periodicidad mucho menor.

En los tres permanece presente el período de 24 horas. Se interpreta, en base a esto, que lo que se observaría es la superposición de dos fenómenos. Por un lado, la influencia de los forzantes de macro y meso escala, y, por otro lado, la influencia local del fenómeno día-noche. Este análisis no permite independizar estos fenómenos. El análisis en profundidad de esta peculiaridad se encuentra por fuera del alcance del presente trabajo.

La covarianza representada por los primeros dos patrones principales pasa de menos de un 80% a 87% al utilizar sólo las ocho estaciones con mayor historia correspondiente a cinco años de medidas continuas y simultáneas, en lugar de las catorce estaciones con dos años de medición. Esto puede deberse más que nada a que estas ocho estaciones están más agrupadas geográficamente, como se observa en la figura 5.4, agregándose la mayoría de las estaciones más nuevas en la periferia de este grupo inicial.

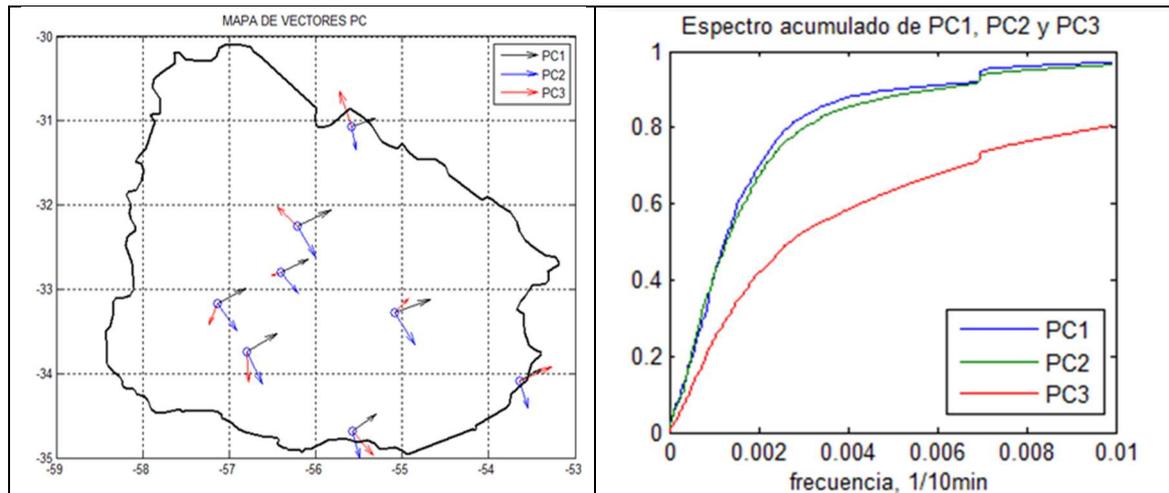


Fig. 5.4 Representación vectorial (izquierda) y Espectro de frecuencias acumulado (derecha) de los patrones principales encontrados en las series de vx y xy, sólo para las 8 estaciones con más historia.

En el cuadro de la derecha de la figura 5.4 se observan las potencias espectrales acumuladas de las series de coordenadas normalizadas de los patrones principales. Los principales aportes de potencia espectral se deducen de la pendiente del gráfico de potencias acumuladas, pudiendo observarse que, para el PC1 y el PC2, los cambios más importantes se registran en períodos mayores a los tres días, pero sobre todo, desde los siete días en adelante (frecuencias 0.0023 y 0.00099 en la escala de 1/10min). Entre los tres días y las 24 horas (frecuencia 0.0069 en la escala de 1/10min) no se observan frecuencias relevantes, siendo las 24 horas el siguiente período más relevante, donde se observa un escalón en el diagrama de la figura 5.4.

El tercer patrón principal, PC3, además de mostrar también el período de 24 horas, contiene variaciones distribuidas en todo el rango de frecuencias. Del orden del 20% de la potencia espectral total se distribuye por debajo de las 16 horas (frecuencia 0.01 en la escala de 1/10min) y del orden del 40% por debajo de los tres días-. Sin embargo, los patrones 1 y 2 tienen toda la potencia espectral concentrada en las frecuencias bajas.

Es importante observar esto teniendo en cuenta la proporción de varianza representada por el conjunto de patrones 1 y 2 en comparación con la representada por el patrón 3, y que los vectores correspondientes a los patrones 1 y 2 son prácticamente iguales en todo el territorio. De cara al modelado, esto indica que la modelación del comportamiento del recurso sobre el territorio cuando el interés se centra en plazos mayores a las 24 horas, no presenta diferencias significativas con la ubicación geográfica.

De lo antes dicho se desprende que, por ejemplo, para el modelado del recurso en vistas a su simulación en el sistema para la planificación de largo plazo, no es necesario establecer con precisión cual será la ubicación esperada de los parques eólicos a

instalar, pues el comportamiento a esta escala temporal es similar en todas las regiones del país.

5.2. *Análisis de Correlación de corto plazo*

Se analizó la correlación existente entre las estaciones en distintos pasos de tiempo, en función de las distancias que las separan.

En la figura 5.5 se observan los coeficientes de correlación existentes entre cada estación y las restantes, en función de la distancia, considerando las series de velocidad en valores diezminutales. Se muestran 15 puntos por cada estación que indican la correlación de ésta con las 15 restantes. Cada color identifica una estación de medida diferente. Se puede apreciar un decaimiento del coeficiente de correlación con la separación entre las estaciones, con un comportamiento casi lineal, el cual se ajusta con factor R^2 igual a 0.8 a una recta.

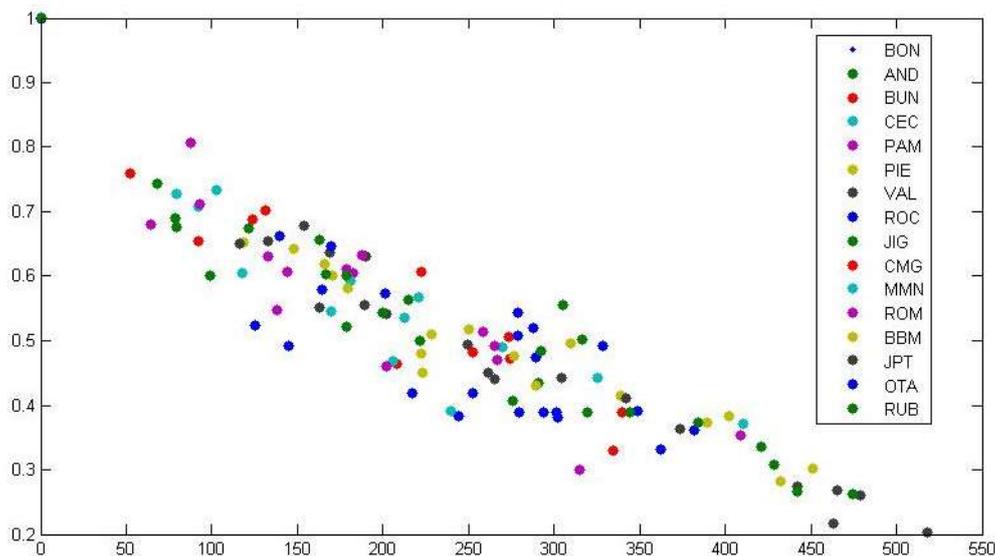


Fig. 5.5 Factores de correlación de cada estación estudiada con las restantes, en función de la distancia que las separa en kilómetros.

El mismo análisis se aplicó considerando luego valores promedios horarios y diarios de las series, obteniéndose que en todos los casos el comportamiento es aproximadamente lineal y decreciente. En la figura 5.6 se presentan comparativamente las tres rectas de mejor ajuste que representan los resultados observados. Para el caso horario y diario el coeficiente de ajuste R^2 es de 0.85.

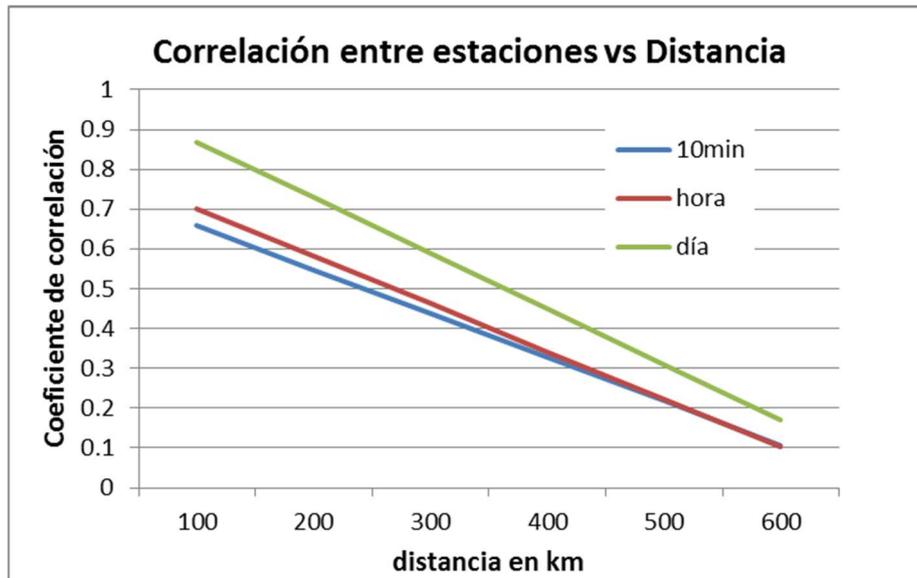


Fig. 5.6 Correlación cruzada entre estaciones en función de la distancia, para diferentes períodos de promediado de datos.

Cuantitativamente puede apreciarse que, para valores diezminutales, las correlaciones mayores a 0.6 no se mantienen más allá de los 150 km de distancia, mientras que para promedios diarios, estos valores se mantienen hasta los 300 km de distancia aproximadamente.

Al aumentar el período de promediado de datos por encima del día, ya se observó en la presentación de los resultados del análisis de patrones principales que la correlación es cada vez mayor y menos afectada por la distancia.

Este análisis se repite en el siguiente apartado, filtrando los datos según el estado atmosférico imperante en cada instante, para analizar la influencia de la estabilidad atmosférica en la correlación espacial de las estaciones.

5.3. Enfoques para el modelado

El análisis de los datos meteorológicos realizado en el Capítulo 4, deja como conclusión que desde el punto de vista de la zonificación del recurso, el período en el que se encuentran mayores diferencias en el comportamiento, en función de su ubicación geográfica, es dentro de las 24 horas por el efecto diferenciado de la estabilidad de la atmósfera entre la costa y las zonas más continentales.

Los cambios en la dirección del viento se observó que están también asociados a la evolución diurna del recurso sobre la costa, según lo mostrado en 4.4.2.

Por otro lado, se observó que los cambios de la estacionalidad anual, analizados a través de las medias mensuales, presentan diferencias geográficas significativamente menores y también vinculadas a la cercanía o no de la costa atlántica.

Mediante el estudio de patrones principales realizado en 5.1 se observó que la covarianza de todas las estaciones puede representarse mediante tres patrones, teniendo, los dos primeros, direcciones muy similares en todo el país y representando el 80% de la varianza. El tercer patrón, que representa sólo un 5% de la varianza, presenta direcciones y módulos diferenciados en todo el territorio y tiene frecuencias características distribuidas en todo el espectro, con más de un 20% por debajo de las 24 horas.

Esto permite concluir que, en el contexto de un modelado del comportamiento del recurso a largo plazo, la ubicación geográfica tiene una influencia despreciable porque todo el país se comporta de manera muy similar no existiendo variaciones zonales cuando el interés se centra en plazos mayores a las 24 horas.

La pequeña diferencia de que en el centro tiene más significación agosto que setiembre es de segundo orden, como se vio al ver que la significación del tercer patrón en el análisis realizado sobre los promedios diarios contribuye sólo 5% al 95% asociado a los tres primeros patrones.

Cuando el interés del modelado se centra en pasos de tiempo menores a las 24 horas, entonces sí se debería tener más cuidado con el modelado zonal.

En cuanto a la variabilidad de corto plazo, no se observaron diferencias zonales relevantes, teniendo, como dato relevante para el modelado, que la correlación de las variaciones de corto plazo decae linealmente con la distancia. También se observará que dicha variabilidad es menor cuando la estratificación atmosférica es estable.

Teniendo en cuenta todo lo descrito, se considera adecuada la posibilidad de dividir el análisis de covarianza del recurso sobre el territorio en dos partes, con dos pasos de tiempo diferentes. Por un lado, el modelado del comportamiento de largo plazo, con promedios diarios o semanales, con diferencias por zonificación más bien

despreciables, y, por otro lado, el modelado de corto plazo, donde sólo se tengan en cuenta las variaciones respecto a las medias de largo plazo, y donde se introducirían las diferencias zonales, que serían despreciadas en la escala de tiempo mayor.

En la figura 5.7 se observa el espectro de frecuencias y la varianza acumulada representada por los patrones principales de las velocidades medias diarias. Puede apreciarse que la varianza explicada por los primeros dos patrones sube al 90% y el tercer patrón aporta sólo un 5% aproximadamente, totalizando entre los tres la representación de un 96% de la varianza de las velocidades. Asimismo, respecto a la periodicidad de los patrones principales se observa la presencia de un período asociado a la evolución estacional observada, de 107 días, el cual se destaca con mayor relevancia en el PC1 y más aún en el PC3, pero sin superar en ninguno de los casos el 10% de la energía espectral total. La frecuencia exacta del pico se obtuvo del espectro no acumulado (no presentado en las figuras) y su relevancia relativa puede apreciarse en el escalón inicial que presentan las tres curvas en el espectro acumulado de la figura 5.7. Luego se observan, con relevancia relativa menor, periodicidades de entre 3 y 12 días, sobretodo en el PC2.

El mapa de vectores principales se mantiene incambiado. Se interpreta que en el PC3, el único que tiene una dirección diferenciada según la región geográfica, se encuentra representada las diferencias estacionales de segundo orden observadas en el análisis de las medias mensuales realizado en 4.4.4.

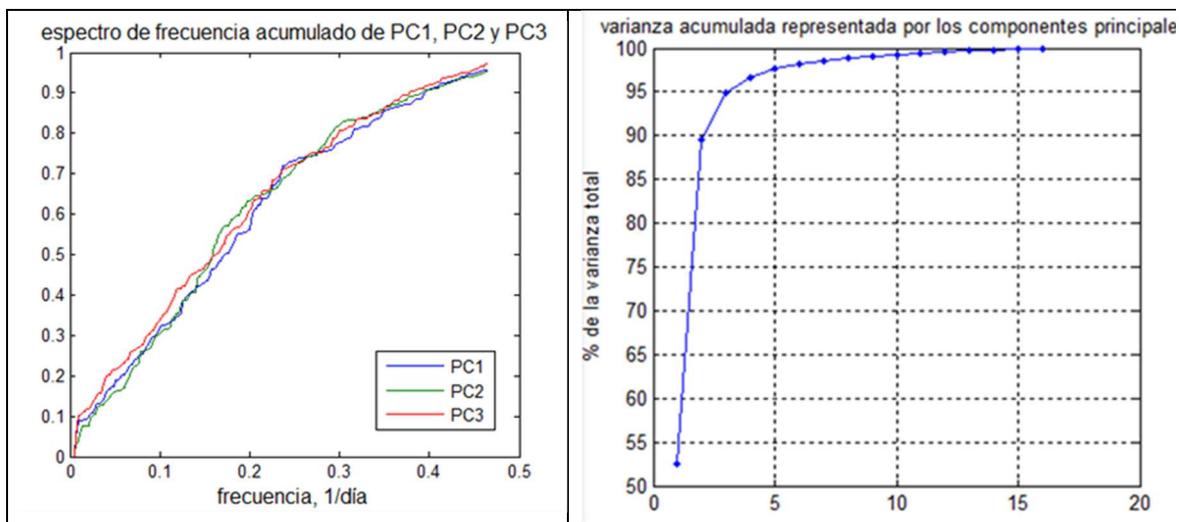


Fig. 5.7 Espectro de frecuencias (izquierda) y varianza acumulada representada por los patrones principales para velocidades medias diarias.

Por otro lado, dado que el principal factor que, de acuerdo a los análisis realizados, influye sobre el comportamiento del recurso en el corto plazo es la estabilidad atmosférica, se considera como otra posibilidad adecuada realizar un modelado diferenciado según el estado atmosférico.

En la figura 5.8 se muestran los resultados obtenidos para la variabilidad resultante de cada estación de medición, al considerar únicamente los eventos con atmósfera estable, es decir, con intensidad de turbulencia menor al 10%.

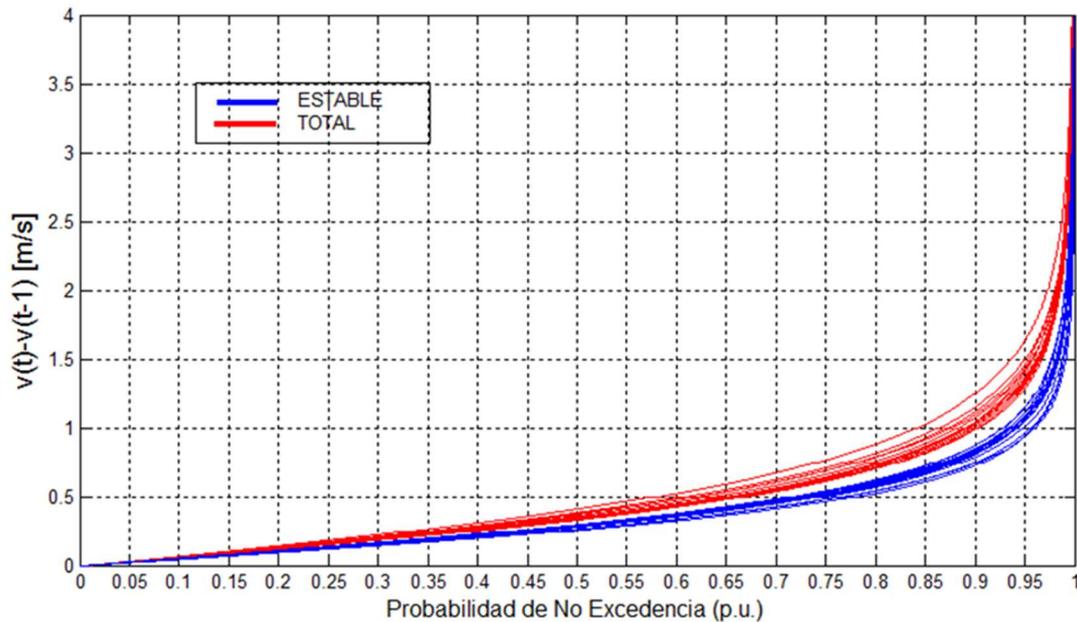


Fig. 5.8 Variabilidad diezminutal de las velocidades de todas las estaciones de medición para los casos estables (azul) comparada con los resultados de variabilidad sin filtrar (rojo)

En la figura 5.9 se observa la comparación entre el caso sin filtrar y los casos filtrados por turbulencia menor a 10% (el caso estable) y turbulencia mayor al 10% (caso “inestable”) según el decaimiento con la distancia de la correlación entre estaciones. Como se puede apreciar, el alcance de un cierto nivel de correlación se reduce en algo menos de 100 km cuando se observan los casos estables y se incrementa en más de 50 km cuando se observan sólo los casos “inestables”.

Es decir que, además de reducirse la variabilidad local cuando el estado atmosférico es estable, también es menor la correlación existente con las estaciones de medición cercanas, lo cual aportaría a reducir aún más la variabilidad global aportada al sistema eléctrico por la generación eólica distribuida.

Para el cálculo de la correlación de cada estación de medición con las restantes se filtraron los casos estables sólo de la estación de partida, pudiendo las restantes estaciones estar o no en condiciones estables.

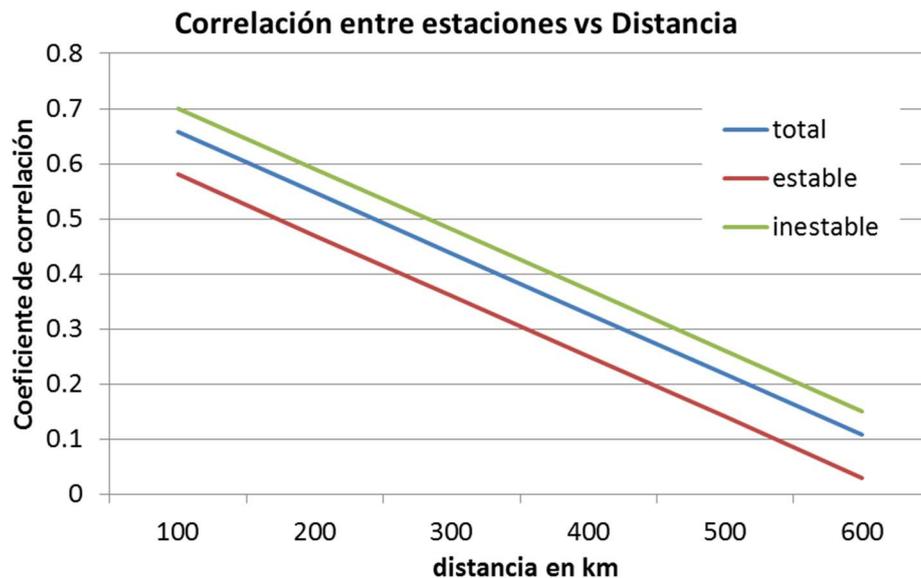


Fig. 5.9 Comparación de la correlación cruzada entre estaciones en función de la distancia para el caso estable y el caso sin filtrar

En la mayoría de las estaciones de medición analizadas, la estabilidad está presente más del 50% del tiempo, siendo en promedio mayores las velocidades medias de los períodos estables. Teniendo en cuenta a su vez que las principales diferencias encontradas en el comportamiento del recurso se asociaron de una forma u otra a este fenómeno, parece razonable utilizar esta diferenciación para el modelado, diferenciando así también la región de la costa atlántica por su comportamiento diferente.

Dado que el interés del modelado en sí, no es la representación aislada del comportamiento del recurso eólico sino que esto se debe complementar con el comportamiento de la demanda y de las otras fuentes renovables, al momento de seleccionar la mejor forma de instrumentar el modelado es importante también conocer la vinculación del resto de las variables con la estabilidad atmosférica. Si todas o algunas se vieran afectadas por la estabilidad atmosférica, pudiendo hallarse la relación correspondiente, podría optarse por un modelado que considerara este aspecto.

6. CAPÍTULO 6 - Conclusiones

Como conclusiones obtenidas del estudio realizado, se resumen en primer lugar, los principales resultados del análisis de la información meteorológica utilizada:

1. Se observó que el parámetro k de la distribución de Weibull se encuentra entre 2,2 y 2,7 en todo el territorio. A su vez se observó que a mayores alturas, el valor de dicho parámetro presenta una menor dispersión entre las diferentes estaciones, permaneciendo entre 2.36 y 2.54 para alturas mayores a 80 metros, con un promedio de 2.45, valor que podría generalizarse para cualquier sitio, sin afectar la estimación de energía esperada.
2. El parámetro A de Weibull también tiende a uniformizarse a partir de los 80 metros de altura, variando entre 7.6 y 8.8 m/s, con un promedio de 8.2 m/s. La estimación energética es muy sensible a este parámetro por lo cual no puede generalizarse.
3. Respecto a la distribución de direcciones de la velocidad de viento se observó que las rosas de los vientos presentan coherencia en todo el territorio con marcadas frecuencias Este y Noreste, agregándose en la región costera otra dirección relevante del cuadrante Sur. Estos vientos costeros son más relevantes durante el día y las primeras horas de la noche. Su dirección depende principalmente de la ubicación Este-Oeste de la estación de medición, siendo más bien Sur cuanto más al Este se encuentra la estación y girando hacia el Sureste cuando la ubicación de la estación se hace más occidental.
4. La rosa de los vientos de la estación ubicada en el extremo Norte del territorio (JPT) insinúa un patrón de comportamiento levemente diferente que podría indicar la presencia de un forzante distinto a los que parecen actuar en el resto del territorio. Los resultados obtenidos mediante el análisis de patrones principales son coherentes con esta apreciación intuitiva ya que el módulo del tercer vector principal es significativamente mayor allí que en el resto de las estaciones.
5. La variación interanual del recurso es baja, con variaciones de la velocidad media anual de entre un 2% y un 5% respecto de la media histórica.
6. El comportamiento estacional a lo largo del año es bastante uniforme en todo el territorio, con diferencias muy pequeñas sobre todo en la región atlántica. A grandes rasgos, se podría confirmar una leve diferencia entre las estaciones de la costa y las de tierra adentro, caracterizada sobre todo por velocidades levemente superiores durante el invierno en estas últimas, pudiendo incluso la máxima media mensual registrarse en agosto en lugar de en setiembre.

7. Se observó que el perfil vertical de la velocidad presenta un comportamiento bien diferenciado durante el día y la noche en todas las estaciones de medición y que esto se debe a la elevada frecuencia de estados atmosféricos fuertemente estables con inversión térmica (mayor al 50%) en la mayor parte del territorio. Estos eventos se concentran durante las horas de la noche y se asocian a una menor intensidad de turbulencia (del orden del 4% o 5%), altos gradientes de velocidad y gradientes de temperatura positivos.
8. En la costa atlántica, la frecuencia de eventos fuertemente estables es significativamente menor que en el interior del territorio. Esto genera diferencias significativas entre el comportamiento horario del módulo de la velocidad de la costa atlántica y del resto del territorio. La estación BUN, una de las más alejadas de la costa, presenta desde este punto de vista un comportamiento asimilable al de la costa lo cual se estima que puede estar asociado a la presencia de grandes cantidades de forestación.
9. Respecto a la variabilidad del módulo de las velocidades en el corto plazo, se observó que ésta es similar en todo el territorio, con una marcada excepción en la estación BUN y algunas estaciones con leves diferencias que podrían asociarse a la presencia de forestación y/o a la región atlántica. Posteriormente, se observó que la disminución de la variabilidad está asociada también a la presencia de estabilidad atmosférica.

Del análisis de los comportamientos temporales de la generación Eólica y la Demanda se destacan los siguientes aspectos:

10. Existe una marcada coordinación de la estacionalidad anual lo cual, a los efectos de la introducción de la generación eólica al sistema, es una importante ventaja, reforzada por la baja dispersión que presentan la demanda y la generación eólica respecto de su ciclo anual. Adicionalmente podría analizarse si existe alguna relación entre los factores (presumiblemente climáticos) que provocan las eventuales variaciones de ambas variables respecto a su ciclo anual, de modo de evaluar si estas variaciones presentan también una correlación positiva o no. Esto último requiere un análisis detallado de la estacionalidad de la demanda, así como una vinculación de la estacionalidad de ésta y del recurso eólico con los factores que las rigen, lo cual escapa al alcance del presente trabajo.
11. Demanda y recurso eólico presentan una fuerte descoordinación de la estacionalidad diaria, a excepción de lo que sucede en el horario del pico de la demanda, el cual es acompañado por un aumento de la generación, que contribuye al abastecimiento. La mencionada descoordinación, que se da la mayor parte del día, tiene consecuencias importantes desde el punto de vista de la

programación y operación diaria del sistema. Se observa que la incorporación de generación eólica en cantidad suficiente podría modificar el esquema tradicional de división de la demanda en postes horarios, que dejaría de tener sentido dada la gran dispersión del comportamiento horario de la generación eólica. La planificación utilizando postes horarios podría realizarse utilizando pronósticos de generación eólica y demanda, que permitan establecer postes válidos únicamente para el período pronosticado.

12. La amplitud y frecuencia de las variaciones de corto plazo de la demanda y la generación eólica producida por una potencia instalada del orden de los 600MW, son comparables entre sí. También se observó que la variabilidad del conjunto de generación eólica distribuida es proporcionalmente menor a la variabilidad individual, lo cual permite prever un crecimiento no proporcional de la variabilidad a soportar por el sistema con el incremento de la potencia total instalada.

Del análisis de las diferencias zonales del comportamiento del recurso, se concluyen los siguientes aspectos:

13. Del orden del 80% de la varianza del conjunto de las series de velocidad de viento estudiadas, se puede representar mediante dos vectores principales, cuyo módulo y dirección son prácticamente iguales para todas las estaciones. El análisis del espectro de frecuencia de la serie de coordenadas de los dos primeros vectores muestra que las principales periodicidades encontradas son asociables a forzantes de macro escala (períodos de entre 3 y 8 o 10 días). También se encuentra presente el período de 24 horas.
14. Un 5% de la varianza del conjunto de las series es representado por el tercer vector principal encontrado. Este vector presenta módulos y direcciones bien diferenciados en todo el territorio, con menores módulos (casi despreciables) en la región central, y mayores módulos y direcciones opuestas en la región norte y la costa atlántica. El análisis del espectro de frecuencia de la serie de coordenadas asociadas a este vector muestra que tiene frecuencias características distribuidas en todo el espectro con períodos relevantes también por debajo de las 24 horas
15. Teniendo en cuenta la proporción de varianza representada por el conjunto de patrones 1 y 2 en comparación con la representada por el patrón 3, la uniformidad en el territorio presentada por los primeros y la concentración del espectro de frecuencias de los dos primeros en frecuencias bajas a diferencia del tercero cuya periodicidad se distribuye también en frecuencias altas, podría afirmarse, de cara al modelado, que la modelación del comportamiento del recurso sobre el territorio cuando el interés se centra en plazos mayores a las 24 horas, no presenta diferencias significativas con la ubicación geográfica.

De otra manera se podría decir que para el modelado del recurso para la planificación de largo plazo, no es necesario establecer con precisión cual será la ubicación esperada de los parques eólicos a instalar, pues el comportamiento a esta escala temporal es similar en todas las regiones del país. Cuando el interés del modelado se centra en pasos de tiempo menores a las 24 horas, entonces sí se debe tener más cuidado con el modelado zonal. En tal sentido se proponen las siguientes alternativas posibles a evaluar para la construcción de un modelo de viento:

16. La modelación en diferentes pasos de tiempo.

Al filtrar la serie de datos promediando cada 24 horas y aplicando nuevamente el análisis de patrones principales los resultados muestran que el mapa de vectores principales se mantiene prácticamente incambiado y la varianza explicada por los primeros dos patrones sube al 90% y el tercer patrón aporta un 5% adicional. Asimismo, respecto a la periodicidad de los patrones principales se observa la presencia de un período asociado a la evolución estacional observada, pero su relevancia no supera el 10% de la potencia espectral total.

Se interpreta que en el tercer patrón, el único que tiene una dirección diferenciada según la región geográfica, se encuentra representada las diferencias estacionales de segundo orden observadas en el análisis de las medias mensuales.

17. La modelación del comportamiento de corto plazo diferenciando estados atmosféricos.

Al filtrar los datos diezminutales según la intensidad de turbulencia correspondiente, para diferenciar los eventos de atmósfera estable se observó en primer lugar que la variabilidad local de corto plazo se reduce durante estos eventos. Adicionalmente, al hacer el análisis de correlación se observa que también es menor la correlación de las variaciones con las estaciones de medición cercanas. Ambos aspectos contribuyen a reducir la variabilidad global aportada al sistema eléctrico por la generación eólica distribuida.

En la mayoría de las estaciones de medición analizadas, la estabilidad está presente durante más del 50% del tiempo, siendo en promedio mayores las velocidades medias, a las alturas de interés para la energía eólica, de los períodos estables. Teniendo en cuenta, a su vez, que las principales diferencias encontradas en el comportamiento del recurso se asociaron de una forma u otra a este fenómeno, parece razonable utilizar esta diferenciación para el modelado, diferenciando así también la región de la costa atlántica por su comportamiento diferente.

Dado que el interés del modelado en sí no es la representación aislada del comportamiento del recurso eólico sino que esto se debe complementar con el

comportamiento de la demanda y de las otras fuentes renovables, al momento de seleccionar la mejor forma de instrumentar el modelado es importante también conocer la vinculación de esas otras variables con la estabilidad atmosférica. Si todas o algunas se vieran afectadas por la estabilidad atmosférica, pudiendo hallarse la relación correspondiente, podría optarse por un modelado que considerara este aspecto.

Bibliografía y referencias

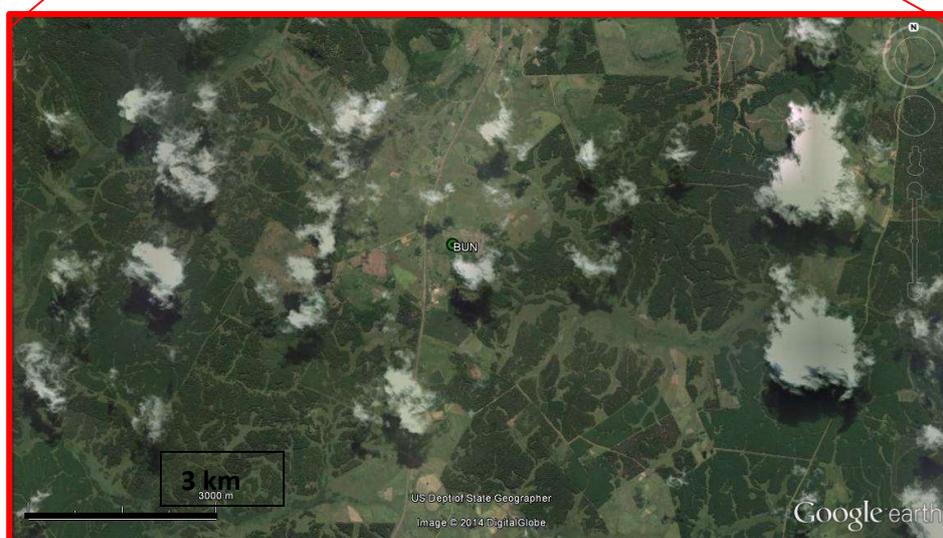
1. World Wind Energy Association Key Statistics of World Wind Energy Report 2013 Shanghai, 7 April 2014
2. <http://www.fing.edu.uy/imfia/molino/>
3. Mejoras del modelado del recurso eólico de Uruguay en la plataforma SimSEE. E. Cornalino, O. Ferreño, R. Chaer. EPIM'2010, IEEE Nov. 2010, Montevideo – Uruguay.
4. Planning the distribution of wind farms in Uruguay in order to optimize the operability of large amounts of wind power. E. Cornalino y M. Draper. EWEC 2012.
5. Wind Power in Power Systems, Edited by Thomas Ackermann, Second Edition. John Wiley & Sons Ltd. 2012.
6. Reliability Evaluation of Power Systems. Roy Billinton, Ronald N. Allan. PLENUM PRESS • NEW YORK AND LONDON. Second Edition. 1996
7. Requerimiento de reserva rotante de Uruguay con alta integración de energía eólica. E. Cornalino, D. Larrosa, R. Chaer. 2011, Revista de la Asociación de Ingenieros del Uruguay, Número 63, pág. 8--10.
8. Modelos Utilizados para el Despacho Energético Óptimo (DEO) - División Despacho de Cargas y Planificación y Estudios – UTE. G. Ferreira Leites. 2009
9. Optimized integration of renewable energies into existing power plant portfolios. T. Fichtera, F. Trieba, M. Mosera, J. Kerna. Energy Procedia 49 (2014) 1858 – 1868. SolarPACES 2013
10. A probabilistic approach to solve the economic dispatch problem with intermittent renewable energy sources. G.J. Osório, J.M. Lujano-Rojasa, J.C.O. Matiasa y J.P.S. Catalão. Energy, The International Journal. 2015.
11. Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica. Ing. Ruben Chaer. Montevideo-URUGUAY. Instituto de Ingeniería Eléctrica – Facultad de Ingeniería – Universidad de la República. 2008.
12. WIND ENERGY Fundamentals, Resource Analysis and Economics. Sathyajith Mathew, Springer 2006.
13. WIND ENERGY EXPLAINED Theory, Design and Application. J. F. Manwell, J. G. McGowan and A. L. Rogers, Second Edition. John Wiley & Sons Ltd. 2009.
14. WIND ENERGY Handbook. T. Burton, D. Sharpe, N. Jenkins E. Bossanyi, John Wiley & Sons Ltd, Baffins Lane, Chichester West Sussex, PO19 1UD, England. 2001
15. Análisis Estadístico de Datos Climáticos Aplicado a la Clasificación de Zonas Vitícolas en Uruguay. R. Pienika, J. Cataldo. Grupo de Eolodinámica, Instituto de Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental, Facultad de Ingeniería, Universidad de la República Oriental del Uruguay

16. Consideration of Wind Speed Variability in Creating a Regional Aggregate Wind Power Time Series. L. Cradden, F. Restuccia, S. Hawkins y G. Harrison. Resources 2014. ISSN 2079-9276 www.mdpi.com/journal/resources
17. Boundary Layer Meteorology, Stull 1988
18. Análisis del Perfil Vertical de Viento en Uruguay. E. Cornalino y M. Draper. SIBER 2013.
19. Air Pollution Meteorology and Dispersion. S. Pal Arya. Department of Marine, Earth, and Atmospheric Sciences. North Carolina State University.
20. Basic laws of turbulent mixing in the surface layer of the atmosphere A.S. Monin and A.M. Obukhov, Originally published in Tr. Akad. Nauk SSSR Geophys. Inst. 24(151):163-187, 1954
21. A REVIEW OF FLUX-PROFILE RELATIONSHIPS. A.J.DYER. CSIRO Division of Atmospheric Physics, Aspendale, Victoria, Australia. 1974.
22. Flux-Profile Relationships in the Atmospheric Surface Layer. J. A. Businger, J. C. Wyngaard and Y. Izumi y E. F. Bradley. Australia. 1971
23. Long term atmosphere/biosphere exchange of CO₂ in Hungary. Ph.D. Dissertation by Zoltán BARCZA. Geography/Earth Sciences Doctoral Program, Eötvös Loránd University, Department of Meteorology. 2001.
24. 50 YEARS OF THE MONIN–OBUKHOV SIMILARITY THEORY. THOMAS FOKEN. Department of Micrometeorology, University of Bayreuth, D-95440 Bayreuth, Germany. 2006.
25. Air Pollution Meteorology and Dispersion. S. Pal Arya. Department of Marine, Earth, and Atmospheric Sciences. North Carolina State University. 1999.
26. Micrometeorology and Atmospheric Boundary Layer. S. Pal Arya. Department of Marine, Earth and Atmospheric Sciences, North Carolina State University. 2005
27. Atmospheric Stability Impacts on Power Curves of Tall Wind Turbines – An Analysis of a West Coast North American Wind Farm. S. Wharton, J. K. Lundquist. 2010

Apéndice 1 – Estación BUN

Realizando un balance de energía en la superficie como se muestra en [26], la suma del flujo de calor sensible (H), el flujo de calor latente (H_L) y el flujo de calor del suelo (H_G), es igual a la radiación neta (R_N). Sin embargo, considerando que la superficie no es opaca a la radiación, sino que las distintas capas superficiales, ya sea de vegetación, edificaciones o agua pueden almacenar o liberar energía, debe tenerse en cuenta un término adicional de delta de flujo de calor superficial ΔH_s .

Este fenómeno podría explicar el comportamiento diferenciado de la estación BUN respecto de su zona, y también quizás de la estación BBM. Es decir que, la forestación que abarca toda la región inmediata a la estación en un radio importante, mayor a 10 km, podría funcionar como un reservorio de energía térmica que es emitida durante la noche, alterando la estratificación de la atmósfera y reduciendo fuertemente la probabilidad de inversión térmica.



En las figuras se presenta la imagen satelital del entorno de la estación donde se percibe una fuerte densidad forestal en comparación con el resto del país.

Apéndice 2
Estación JIG

Se analizó más en profundidad esta estación buscando respuesta al comportamiento diferenciado que presenta respecto de las estaciones ROM y RUB, y para determinar si la medición está afectada por causas locales o puede considerarse representativa de la zona.

La estación presenta menor frecuencia e intensidad de inversión del perfil térmico, lo cual parece razonable dada su mayor cercanía a la costa.

También presenta mayor gradiente de velocidades. Esto podría deberse a que el gradiente en esta estación está medido entre los 100 m y 40 m de altura, mientras que la mayor parte del resto de las estaciones tienen mediciones a mayor altura (100 m y 80 m o 60 m), donde es razonable que el gradiente sea algo menor. Para corroborar esta hipótesis se calculó el perfil en otra estación, entre estas mismas alturas (100 m y 40 m) y otras estaciones de alturas menores.

La estación ROF es una estación ficticia construida a partir de la correlación entre la estación ROM y otra estación ubicada a 2,5 km de distancia aproximadamente (RM2), que posee mediciones a 40 y 60 metros de altura. A partir de la altura de medición de 60m, coincidente en ambas estaciones, se extrapoló la velocidad medida a 40m de altura a la estación ROM, para el cálculo del gradiente entre los 100 y los 40 metros de altura.

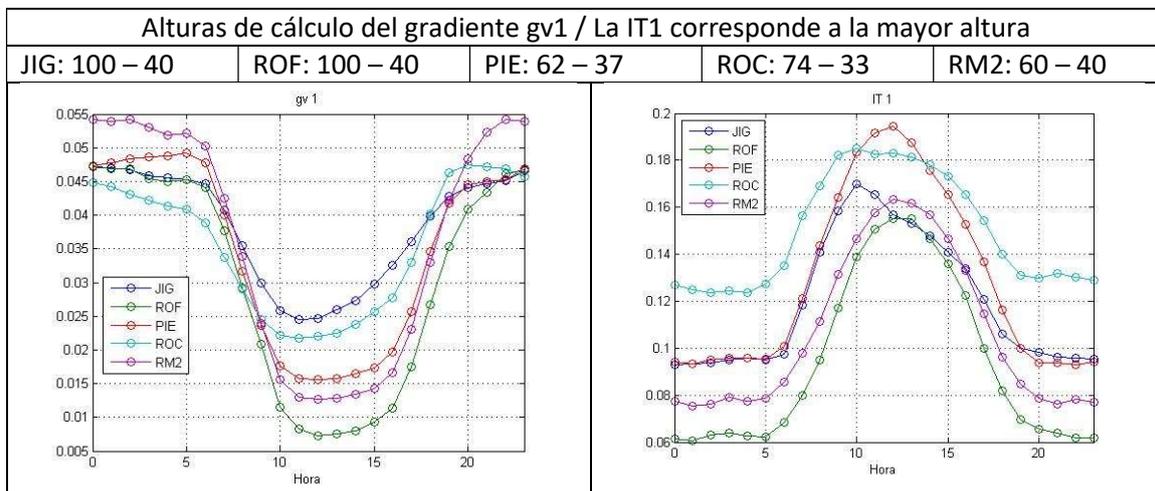


Fig. 1 Perfiles horarios de gradientes de velocidad e Intensidades de turbulencia

De acuerdo a lo observado en la figura, los gradientes de velocidad elevados observados en JIG no estarían asociados a las alturas de medición, con lo cual se descarta la hipótesis realizada. Por otro lado se observa que los gradientes observados en ROC son similares, lo cual indicaría que es una característica de la zona de la costa atlántica.

Las intensidades de turbulencia observadas muestran también que, si bien se muestra una relación con la altura, que genera menores intensidades de turbulencia a mayor altura en la

misma zona (comparando ROF y RM2), hay una diferencia zonal que hace que ROF y JIG presenten valores muy diferentes, ambos a 100m de altura, y también ROC y RM2, para alturas similares de 74 y 60 metros respectivamente.

Otra observación llamativa de la estación JIG es el cambio abrupto de comportamiento presentado en torno a las 10 de la mañana, con un quiebre en el perfil horario tanto de gradientes de velocidad como de intensidades de turbulencia.

Esto se podría deber a que en las primeras horas de la mañana, una vez que salió el sol, hay una tendencia muy fuerte a la inestabilidad y por consiguiente a una producción adicional de turbulencia, pero la velocidad del viento puede no cambiar significativamente debido a que se debe a otro forzante, como puede ser un gradiente de presión. Luego, el forzante térmico puede comenzar a ser significativo, modificando el intercambio de energía entre el flujo medio y la componente turbulenta.

Según se observa en el perfil horario de velocidades, el cambio de comportamiento coincide con un aumento de las velocidades medias, justo cuando comienza a hacerse más fuerte el fenómeno de brisa marina.

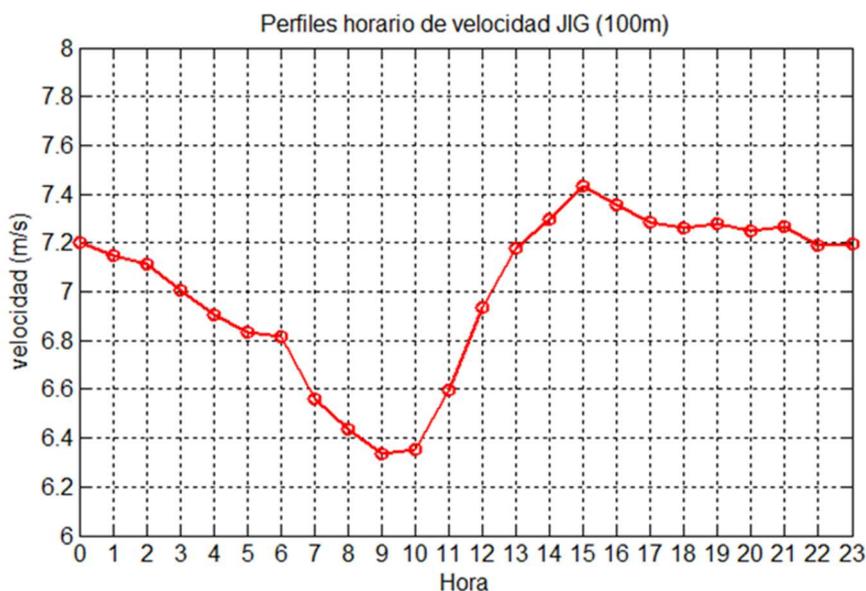


Fig. 2 Perfil horario de velocidades en la estación JIG a 100m de altura

Comparando el perfil de velocidades con el observado para la estación ROC, el cual acompaña más suavemente la evolución esperada del ciclo diario producto del calentamiento solar, se estima que el cambio de comportamiento en JIG podría deberse a un cambio de régimen debido a la elevada altura de medición.

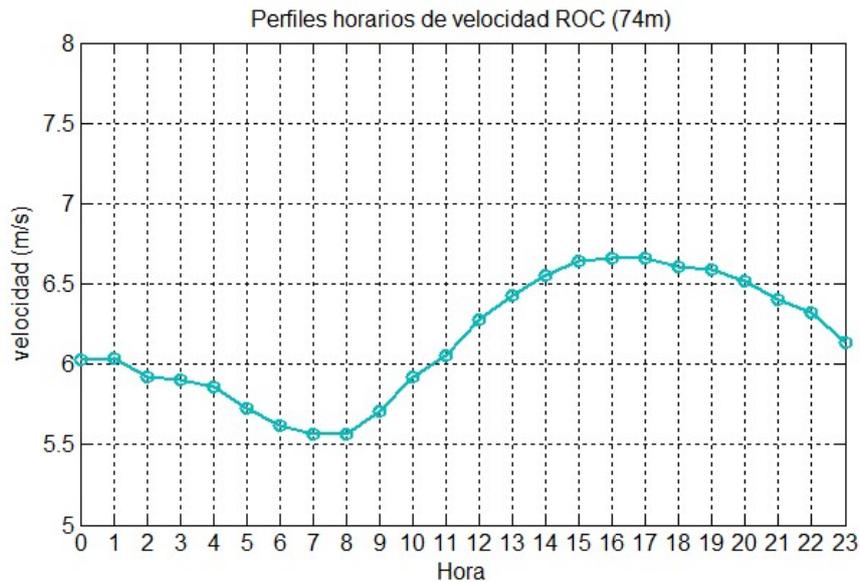


Fig. 3 Perfil horario de velocidades en la estación ROC a 74m de altura

Es decir, debido a que durante las primeras horas del día, la atmósfera tiende a ser levemente estable, podría ser que la altura de la capa de mezcla, que en condiciones neutras debería ser superior a los 200 metros de altura, se encuentre por debajo de los 100m, haciendo que la medición se encuentre por encima de la influencia de los vientos costeros.

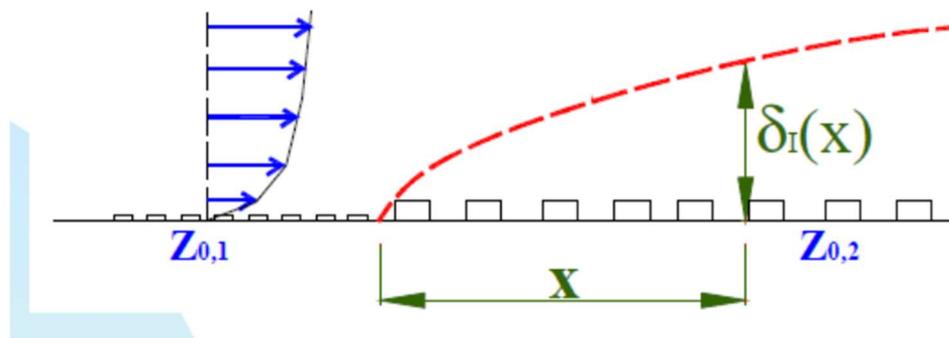


Fig. 3 Esquema representativo de la altura de la capa de mezcla frente a un cambio de rugosidad.

Al aumentar el calentamiento del sol la altura de la capa de mezcla aumenta quedando la medición bajo el régimen de los vientos costeros, al igual que la estación ROC.

Se debería profundizar en el estudio del comportamiento en toda la zona para probar las hipótesis realizadas, lo cual queda por fuera del alcance de este trabajo.