



Universidad de la República

Facultad de Ingeniería

Instituto de Mecánica de los Fluidos e Ingeniería Ambiental

Herramientas de Predicción de muy corta y corta duración de la Energía Eólica¹

Ing. Alejandro Gutiérrez Arce

Tutor Dr. Ing José Cataldo,

Co-tutor Dr. Ing Gabriel Cazes

*presentada para completar los requerimientos del
grado de Magister en Mecánica de los Fluidos.*

Montevideo, Uruguay, Noviembre 2011

¹Trabajo Financiado por el Fondo Sectorial de Energía ANII

Agradecimientos

- A Andrea, Esperanza y Candelaria.
- A José Cataldo. Por su confianza y apoyo en todo momento.
- A Gabriel Cazes. Por su generosidad y dedicación.
- A Ventura Nunes. Por sus enseñanzas.
- A Pablo Santoro. Por sus primeros pasos en WRF que abrieron el camino en el IMFIA de estos.
- A Gabriel Usera. Y en el a todos los compañeros de Facultad que apostaron al Cluster, en particular a Gabriel por su tiempo ayudándome a compilar.
- A Eliana Cornalino. Por siempre facilitar la gestión que hace disponible los datos históricos.
- A Gonzalo Abal. Por el formato de tesis en Latex.
- A todos los compañeros de Facultad y de UTE con quienes hemos hablado del tema, que de una u otra forma me apoyaron y aportaron ideas para esta etapa de un trabajo que necesariamente debemos continuar.

Dedicatoria

*Este trabajo esta dedicado a Andrea, Esperanza y
Candelaria*

La ciencia y la técnica científica no se diferencian por sus métodos, sino solo por sus objetivos. La primera tiene que ver con el descubrimiento y establecimiento de las leyes que rigen los fenómenos naturales. La segunda busca objetivos útiles al hombre. El método de búsqueda en ambos casos es el método científico. Las técnicas científicas no pueden desarrollarse sin que exista una adecuada investigación científica pura, fuente de los conocimientos de donde deriva la información necesaria para procesar la nueva técnica. De los dos aspectos que comporta la libertad académica, la que se refiere a la elección del tema, debe ser preservada en los laboratorios tipo universitarios donde se hace ciencia solamente. En cambio, cuando se entra en el campo de la investigación aplicada, íntimamente conectada al proceso industrial, la libertad de tema queda sustituida por la conveniencia colectiva. Esta no puede aceptarse por mandato superior, sino que debe provenir del análisis científico, objetivo e imparcial de que la investigación propuesta efectivamente propende al bien social y no a mantener las ventajas de unos pocos sobre los más.

Oscar Maggiolo, Ciencia y técnica, 1970.

Resumen

El aumento del índice de penetración de la energía eólica en Uruguay, hace necesario el abordaje de la temática del pronóstico de la generación futura a los efectos de la gestión del sistema eléctrico regional. Se presentara el abordaje de modelos de pronósticos de energía eólica de corta y muy corta duración. Describiéndose la metodología empleada para el desarrollo e implementación de un modelo de pronóstico de energía eólica de corta duración operativo. El modelo de pronóstico de corta duración se baso en el modelo de circulación general Global Forecast System (GFS), el modelo regional Weather Research and Forecasting Model (WRF), y en uno de los modelos del tipo Model Output Stastistic (MOS) desarrollados en este trabajo. Se constató que el aumento de resolución de grilla desde 30 km a 1,1 km muestra un impacto positivo en términos de la capacidad de pronóstico del modelo GFS-WRF-MOS. La incertidumbre del pronóstico de modelo GFS-WRF-MOS, se basó en la serie histórica de errores, en el periodo de calibración, asignando un valor uniforme igual al error medio absoluto. Los resultados de este trabajo fueron utilizados para la construcción de la herramienta de pronósticos operativos disponible en el sitio web: www.fing.edu.uy/cluster/eolica

Abstract

The increment in the penetration wind energy participation in Uruguay, implies the need of study the wind energy forecast, for better manage the electric grid in the next future. This work present a short term and very short term wind energy forecast. With a description of the methodology that was utilized for the implementation of a operational wind energy short term forecast. The work develop Models Output Statistic (MOS) based on the General Circulation Model Global Forecast System (GFS) and the regional model Weather Research and Forecasting Advanced Research (WRF). The results of the simulation GFS-WRF-MOS compared with the 30 km grid domain, shows that the higher grid resolution 1,1 km grid domain with a cloud resolving model have a positive impact in the skill of the wind energy forecast. The uncertainty of the wind energy forecast GFS-WRF-MOS, was calculated as the mean absolute error (MAE) in the period on calibration of the model. The results of this work was utilized to develop the operational wind energy forecast: *www.fing.edu.uy/cluster/eolica*

Índice general

1. Introducción	1
2. La Atmósfera	4
2.1. La atmósfera	4
2.1.1. Circulación General de la Atmósfera en el Hemisferio-Sur	5
2.1.2. Dinámica de fenómenos de Circulación General de la Atmósfera en el Hemisferio-Sur	6
2.1.3. Climatología Hemisferio-Sur	9
2.1.4. La Capa límite atmosférica	13
2.1.5. Fenómenos de transporte en la CLA	16
2.1.6. Perfil de velocidades	17
2.1.7. Turbulencia	19
2.2. Estabilidad atmosférica	20
2.2.1. Similitud de Monin-Obukhov	20
2.3. Espectro de perturbaciones meteorológicas	22
3. Energía Eólica	24
3.1. Energía cinética, en la CLA	25
3.2. Efectos locales	27
3.3. Aerogeneradores	31
3.3.1. Límite de Betz	33
3.3.2. Aerogeneradores de eje horizontal	34
3.3.3. Curvas de Funcionamiento	34
3.4. Estelas, interferencia entre aerogeneradores	37
3.4.1. Estelas	37
3.4.2. Interferencia entre aerogeneradores	38

3.5.	Escalas de tiempos	39
3.6.	Distribución de probabilidades, recurso eólico	41
4.	La energía eólica en los sistemas eléctricos	43
4.1.	Índice de penetración	44
4.2.	Sistema eléctrico nacional	46
4.3.	Sistema interconectado regional	47
4.4.	Planificación y Despacho	48
5.	Predicción de la Energía Eólica	50
5.1.	Incertidumbres en la demanda y en la generación	50
5.2.	Formulación del problema de predicción	52
5.3.	Tratamiento de errores	55
5.4.	Efecto de la curva de funcionamiento	56
5.5.	Estado del arte modelos de predicción	57
5.5.1.	Modelos en base a modelos GCM	58
5.5.2.	Asimilación de datos	60
5.5.3.	Red mundial de generación de datos	62
5.5.4.	La mejora en el desempeño de los modelos GCM	63
5.5.5.	Modelos Regionales	63
5.5.6.	Modelos de predicción basados en la naturaleza física de los procesos	65
5.5.7.	Modelos estadísticos	66
5.5.8.	Modelos MOS	67
6.	Predicción de la energía eólica en base a modelos regionales	68
6.1.	Calibración del modelo	69
6.1.1.	Descripción de red de medición utilizada	69
6.1.2.	Parque eólico considerado	71
6.2.	Modelo GCM GFS-NCEP	72
6.3.	Principales formulaciones del modelo regional WRF-ARW	73
6.3.1.	Descripción del modelo WRF-ARW	74
6.3.2.	Grilla C de Arakawa	75
6.3.3.	Sistema de coordenadas η	75
6.3.4.	Sistema de Ecuaciones en coordenadas η	77

6.3.5.	Paso de integración temporal	79
6.3.6.	Balances discretizados	80
6.3.7.	Parametrización de la Capa Límite	81
6.3.8.	Parametrización de Cumulus	81
6.3.9.	LES	82
6.4.	Módulos ejecutables de WRF-ARW	84
6.4.1.	Información geografica	85
6.4.2.	Anidamiento del modelo	88
6.4.3.	Aplicación NDOWN	88
6.5.	Computación de Alto Desempeño	89
6.5.1.	OpenMP	90
6.5.2.	Cluster-FING	90
7.	Aplicación del modelo de persistencia predicción de la ener- gía eólica	91
7.1.	Correlación, horizonte temporal	91
7.1.1.	Ciclo diario de la velocidad media	93
7.1.2.	Distribución de errores del modelo	94
8.	Aplicación de GFS-WRF-MOS	97
8.1.	Pronósticos GFS	98
8.2.	Aplicación del WRF	100
8.2.1.	Anidamiento	100
8.2.2.	Desempeño del modelo regional	101
8.3.	Análisis de aumento de resolución	105
8.4.	Modelos MOS-Desarrollados	108
8.4.1.	Parque eólico Emanuele Cambilargiu	108
8.4.2.	Descripción del MOS Curva de Ajuste	109
8.4.3.	Descripción del MOS ajuste speed up	124
8.5.	Desempeño de los modelos GFS-WRF-MOS dominios d01 d04	126
8.5.1.	Desempeño de los modelos GFS-WRF-MOS dominio d01127	
8.5.2.	Desempeño de los modelos GFS-WRF-MOS dominio d04134	
8.5.3.	Significancia estadística evaluación por t-student	142
8.6.	Modelos MOS domino d04	144

8.7. Tratamiento de la incertidumbre en modelo operativo	150
8.8. Construcción de Modelo Operativo	151
9. Conclusiones y lineas de trabajo futuro	155
9.1. Conclusiones	155
9.2. Líneas de trabajos a desarrollar en el futuro	157
Bibliografía	158

Capítulo 1

Introducción

Uruguay presenta en la actualidad una fuerte dependencia en su matriz energética con respecto al petróleo. A los efectos de atender la creciente demanda de energía eléctrica se han instalado en el país, entre los años 2007 y 2009, centrales térmicas de generación de energía eléctrica. Las centrales térmicas, si bien brindan una solución de corto plazo para el suministro de energía eléctrica, provocan en el mediano y largo plazo una suba en los precios de la energía eléctrica.

Recientemente se ha iniciado una etapa de incorporación de la tecnología de generación de energía eléctrica a partir de la energía eólica, teniéndose parques eólicos instalados y proyectados de entre 10 y 50 MW estimándose que se tendrán aproximadamente 400 MW instalados en 2014. El índice de penetración medido en potencia de la energía eólica se estima del orden del 20% para el sistema eléctrico interconectado en Uruguay para el año 2014. En este trabajo se plantea abordar la temática del desarrollo de herramientas de predicción de la generación de energía eléctrica de origen eólico con un horizonte de predicción entre 2 horas y 48 horas [Lange, 2005], de forma de generar información para el despacho de cargas del sistema. De acuerdo al índice de penetración de energía eólica proyectado, resulta necesario desarrollar herramientas de predicción del recurso eólico [Ackermann, 2005].

En este trabajo se presentara el abordaje del análisis asociado al desarrollo de herramientas de predicción, de la generación de parques eólicos.

La generación de energía eléctrica a partir del recurso eólico, se refiere a la transformación de la energía cinética contenida en el flujo del aire atmosférico

en energía eléctrica. El término “aerogenerador” se aplica a aquellas máquinas que transforman la energía cinética de flujo relativo del aire atmosférico respecto al suelo, en energía mecánica contenida en el giro de un eje, y luego a través de un generador eléctrico en energía eléctrica. En resumen, un aerogenerador es una máquina capaz de transformar energía cinética, contenida en el flujo de aire que circula sobre la superficie terrestre (“viento”), en energía eléctrica.

Describir el potencial eólico de un sitio en particular significa describir los parámetros significativos que caracterizan el flujo atmosférico, como ser la velocidad media, la rosa de vientos, la distribución de probabilidades de velocidad de viento, la turbulencia, la densidad del aire [Martín, 1997], es decir el clima de vientos. Asimismo, es necesario evaluar la interacción entre este flujo y un aerogenerador que se instale, haciendo hincapié en la energía eléctrica generada e inyectada a una red eléctrica.

Los aerogeneradores de mayor porte y potencia construidos en la actualidad para aprovechamientos conectados a la red, que se encuentren en una faz de desarrollo comercial disponen de torres de entre 30 y 200 metros de altura.

En este sentido será de relevancia disponer de información sobre las características del flujo en la capa límite atmosférica, en particular para la región correspondientes al área barrida por las palas del aerogenerador.

La forma en que la velocidad del viento varía con la altura depende del transporte vertical de cantidad de movimiento de las capas altas de la atmósfera hacia las bajas, lo cual se produce por medio de la turbulencia atmosférica, la cual depende, a su vez, del estado termodinámico de la atmósfera y de la rugosidad de la superficie del terreno.

Como se verá en el desarrollo de este trabajo, la energía eólica es un recurso que presenta fluctuaciones en la generación de corto plazo. esta característica implica que la generación de origen eólico deba ser complementada con generación realizada a partir de otros recursos energéticos como plantas térmicas y/o hidráulicas.

La predicción de la energía eólica tiene por objeto generar información útil a los efectos de realizar el despacho del sistema eléctrico, de tal forma de poder resolver el despacho en sistemas con altos índices de penetración de la

energía eólica. El despacho de un sistema eléctrico consiste en equilibrar el mismo en forma dinámica instante a instante, en el sentido de que la demanda de energía sea igual a la generación e importación (oferta), la energía eólica plantea nuevos desafíos dada su naturaleza fluctuante en el corto plazo.

Predecir la energía eólica minimizando la incertidumbre, permitirá manejar de mejor forma el despacho, lo que redundara en un aumento del índice de penetración de la energía eólica en el sistema eléctrico.

La predicción de la energía eólica se plantea como una herramienta que permitirá un mejor complemento entre las distintas fuentes y tecnologías de generación. Lograr la complementariedad entre fuentes y tecnologías aporta a la robustez del sistema eléctrico, así como a la seguridad de suministro. Adicionalmente se espera que la introducción de la predicción como herramienta en el despacho del sistema eléctrico tenga como resultado una baja en la cantidad de energía generada con sistemas térmicos lo cual implicará una baja de costos totales de la generación del sistema.

La predicción de la generación de los parques eólicos instalados y que se instalen en el futuro permitirá conocer con menor incertidumbre la cantidad de energía eléctrica que se suministrará a la red a partir de la energía eólica.

Capítulo 2

La Atmósfera

2.1. La atmósfera

La atmósfera es la envoltura gaseosa compuesta por gases, vapor de agua y aerosoles, que cubre la tierra. La masa total de la atmósfera es aproximadamente $5,3 \times 10^{18} kg$. La fuente primaria de energía para todos los procesos atmosféricos es la energía solar. La potencia que el sol trasmite a la tierra es del orden del $1,8 \times 10^{14} kW$, del cual el 40% se refleja al espacio y sólo una fracción muy pequeña se transforma en energía cinética del movimiento atmosférico. Como presenta [Necco, 1980], aproximadamente el 2% de la energía solar se transforma en energía cinética. En la figura 2.1 se presenta un balance de energía en la atmósfera y el perfil de temperatura en función de la altura que se establece en la atmósfera como consecuencia de procesos de intercambio de calor y, por otro lado, el porcentaje de masa que contiene cada capa atmosférica.

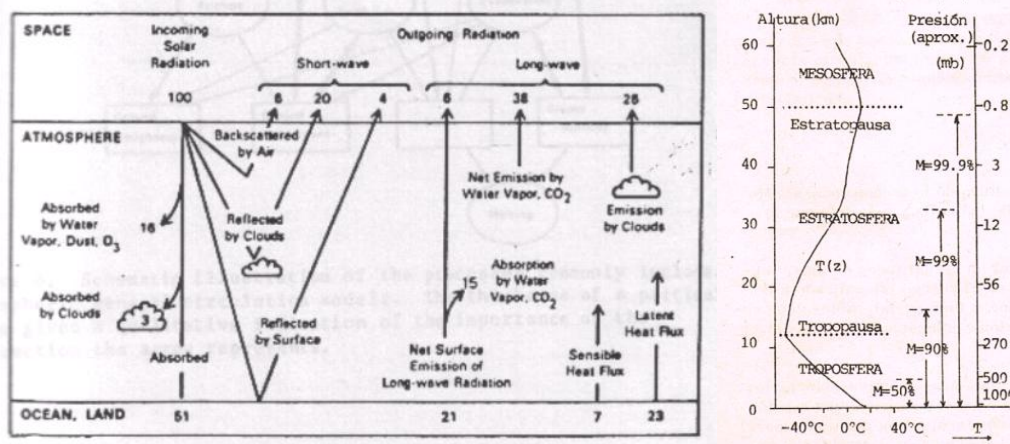


Figura.2.1 Balances de energía en la atmósfera, US National Academy of Science 1975
 Capas atmosféricas([Necco, 1980])

Como se puede observar en la figura 2.1 más del 80 % de la masa de la atmósfera se encuentra concentrada en la troposfera, la cual se extiende en los primeros 10 km de la atmósfera. Desde el punto de vista de la generación de energía eólica la zona de interés se encuentra en la zona más cercana a la superficie terrestre de la troposfera, la cual se denomina capa límite atmosférica.

La troposfera presenta generalmente un marcado descenso de la temperatura con la altura, con un gradiente vertical de temperatura $\Gamma = -6,5^{\circ}C/km$ 2.1 ([Wallace, 2006]) donde

$$\Gamma = \frac{\partial T}{\partial z} \quad (2.1)$$

2.1.1. Circulación General de la Atmósfera en el Hemisferio-Sur

De acuerdo a la descripción de [Necco, 1980], donde se presenta un análisis cualitativo de la circulación general de la atmósfera, y a partir de un razonamiento mecánico del sistema tierra-atmósfera, se plantea deberán existir en forma alternada vientos con componentes este y oeste entre el ecuador y los polos. En este capítulo se presentarán los fenómenos sinópticos más relevantes en términos de la determinación del clima de vientos en Uruguay.

2.1.2. Dinámica de fenómenos de Circulación General de la Atmósfera en el Hemisferio-Sur

Corrientes en chorro y ciclones extra-tropicales

[Wallace, 2006], presenta con claridad la presencia de vientos desde el oeste asociados al fenómeno denominado corrientes en chorro, debido al calentamiento diferencial entre bajas y altas latitudes sumado a la rotación de la tierra. Las corrientes en chorro se presentan en alturas en torno a los 200 mb y 300 mb para latitudes subtropicales y medias. En la figura 2.1.2.1 se presenta en términos gráficos la disposición de las corrientes en chorro.

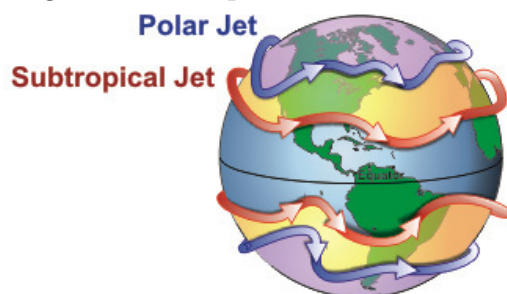


Figura.2.1.2.1 Circulación de corrientes en chorro, NOAA

Las corrientes en chorro originan las ondas baroclínicas, fenómeno que se produce en respuesta a inestabilidades del flujo, en latitudes extratropicales. [Charney,1947], [Eady, 1949]. Las inestabilidades baroclínicas origina ciclones y anticiclones extra-tropicales en superficie. En la figura 2.1.2.2 se presenta el resultado del trabajo presentado en [Mendes, 2009], respecto a la estadística ciclones extra-tropicales en el hemisferio sur generada a partir de datos de reanálisis de NCEP. Se destaca la relevancia de este fenómeno en términos de la determinación del clima de vientos en Uruguay dada la elevada frecuencia que se tiene en regiones en torno a su territorio a lo largo de las distintas estaciones del año. En [Mendes, 2009] se presenta la duración de los ciclones extra-tropicales, los cuales permanecen por un periodo que va entre 2 días y 3 días.

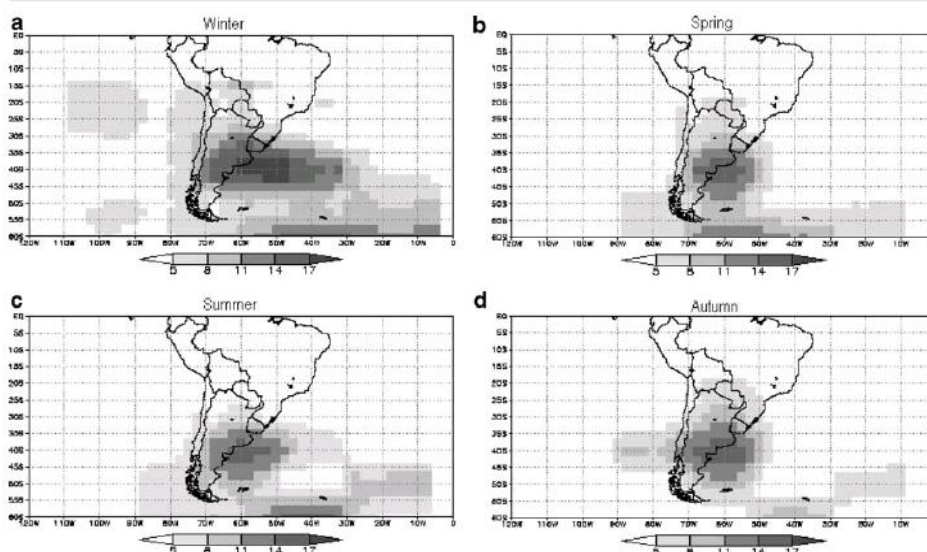


Figura.2.1.2.1 Numero de eventos de ciclones en 25 años,[Mendes, 2009]

En la figura 2.1.2.3 se presenta la ubicación probable de los ciclones extra-tropicales, así como su probable trayectoria. En el hemisferio sur los ciclones tienen un sentido de giro horario y los anticiclones un sentido de giro antihorario. Debido a la inestabilidad baroclínica se desarrollan ciclones y anticiclones en forma alternada, transportándose de oeste a este por la presencia de las corrientes en chorro. Estos dos fenómenos acoplados, son determinantes, en conjunto con los fenómenos convectivos, del clima de vientos en Uruguay.

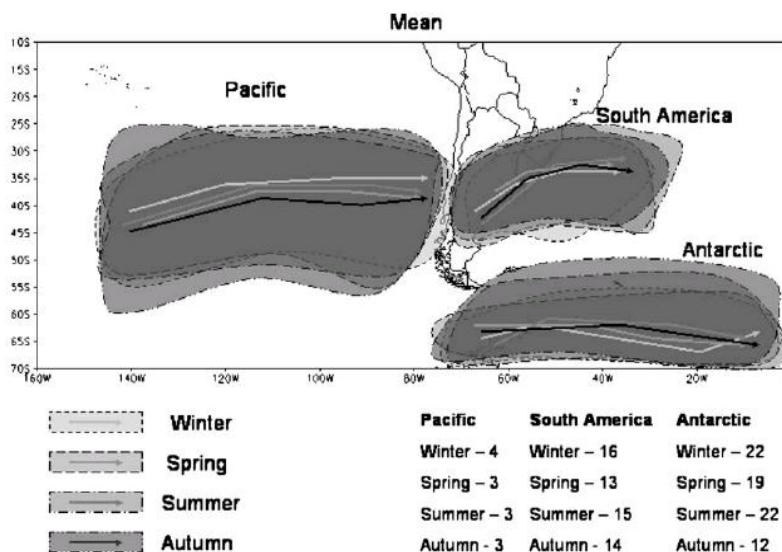


Figura.2.1.2.3 Ubicación probable de ciclones extra-tropicales y dirección,[Mendes, 2009]

Fenómenos convectivos de meso escala

Los fenómenos convectivos de meso escala (mesoscale convective system MCS) son fenómenos que se desarrollan en grandes regiones asociados a la presencia de inestabilidades verticales. Las condiciones para que se desarrollen implica la presencia de grandes superficies húmedas con altos niveles de radiación. Los MCS desarrollan ciclones los cuales se van estableciendo en la medida que el fenómeno se va desarrollando [Wallace, 2006].

[Durkee, 2009] presenta la estadística de los fenómenos convectivos de meso escala, en Sudamérica. Como se puede ver en la figura 2.1.2.4 estos eventos se desarrollan en zonas que abarcan el territorio de Uruguay, así como en algunas zonas cercanas al territorio. Los ciclones generados por fenómenos convectivos complejos de meso escala implican la presencia de vientos asociados a los ciclones de elevadas velocidades. De acuerdo a Durkee la duración de los mismos es del orden de 14 horas en promedio.

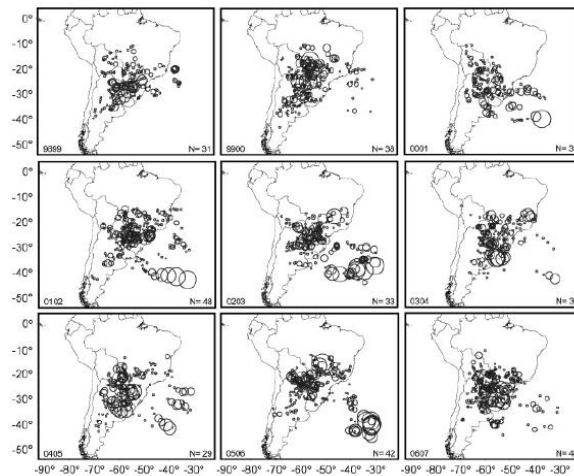


Figura.2.1.2.4 Numero de eventos MCC por estación, [Durkee, 2009]

2.1.3. Climatología Hemisferio-Sur

Los fenómenos descriptos fueron planteados en términos dinámicos es decir que se identifica la presencia de los mismos y su evolución en el tiempo. En lo que sigue se presentan los fenómenos de tipo estacionarios.

Climatología de ciclones extra-tropicales América del Sur

En las siguientes figuras 2.1.3.1, 2.1.3.2, 2.1.3.3, 2.1.3.4 se presentan los valores del campo de presiones a nivel del mar, las cuales fueron generadas a partir de la herramienta de análisis climatológico de National Centers for Environmental Prediction (NCEP), considerando el período 1981-2010. Los datos de reanalysis son generados en base a observaciones con técnicas de asimilación de datos, de tal forma de generar información respecto al estado de la atmósfera, en términos históricos.

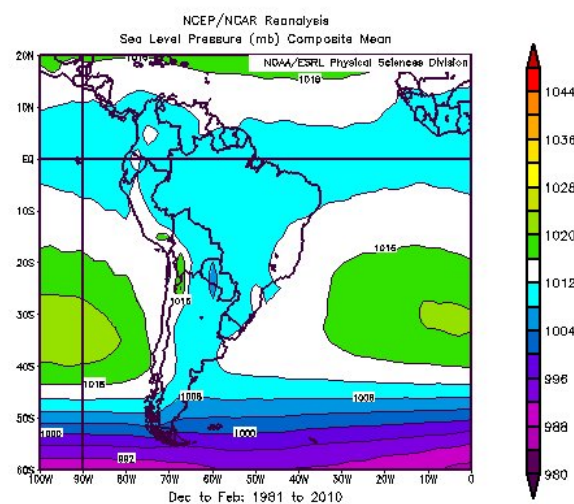


Figura.2.1.3.1 Campo medio de presiones a nivel del mar Diciembre-Febrero 1981-2010

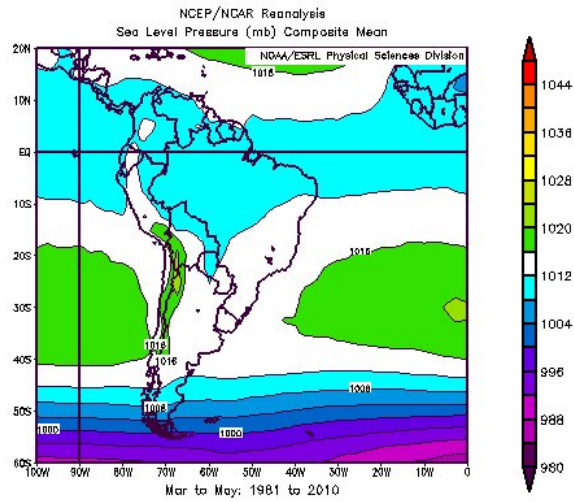


Figura.2.1.3.2 Campo medio de presiones a nivel del mar Marzo-Mayo 1981-2010

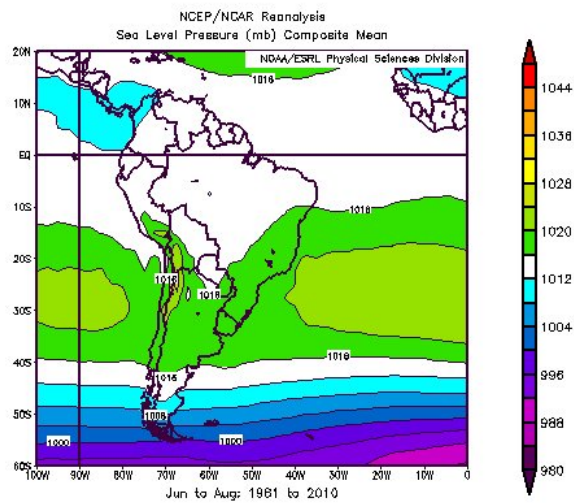


Figura.2.1.3.3 Campo medio de presiones a nivel del mar Junio-Agosto 1981-2010

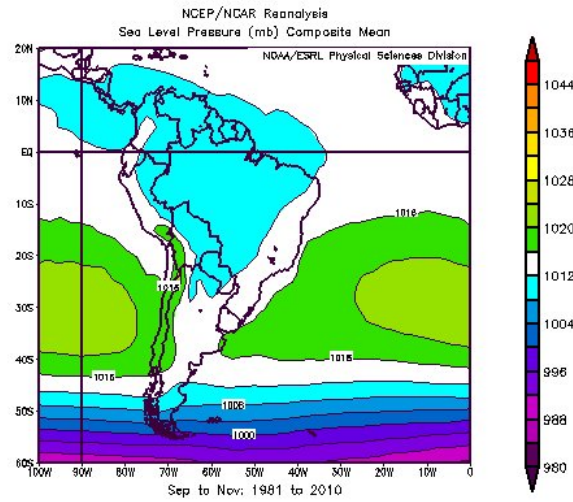


Figura.2.1.3.4 Campo medio de presiones a nivel del mar Setiembre-Noviembre 1981-2010

La presencia de un campo de altas presiones en el Atlántico Sur tiene como consecuencia el desarrollo, en términos medios, de un anticiclón con centro en las altas presiones (giro antihorario). El denominado anticiclón del Atlántico Sur, es la causa de la permanencia de los vientos en superficie desde Este en términos estacionales.

Climatología de corriente en chorro

En las figuras 2.1.3.5, 2.1.3.6, 2.1.3.7, 2.1.3.8 se presentan valores de la velocidad de flujo a 250 mbar, las cuales fueron generadas a partir de la herramienta de análisis climatológico de NCEP, considerando reanálisis a nivel global para el período 1981-2010.

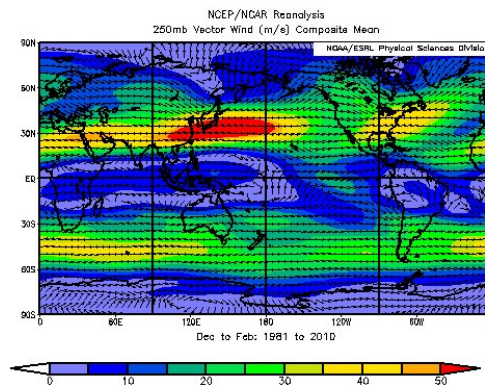


Figura.2.1.3.5 Campo medio de velocidad de flujo a 250 mbar Diciembre-Febrero 1981-2010

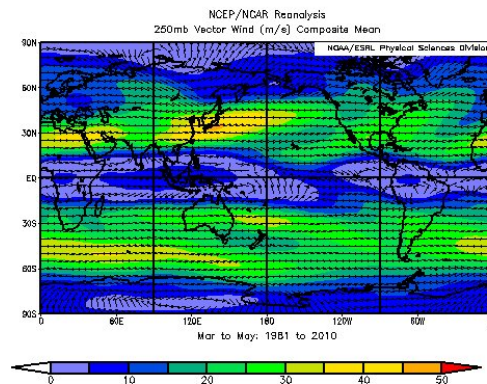


Figura.2.1.3.6 Campo medio de velocidad de flujo a 250 mbar Marzo-Mayo 1981-2010

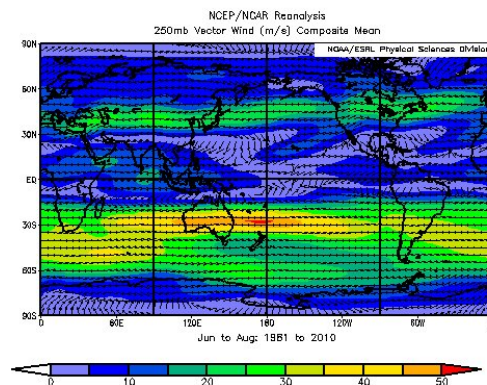


Figura.2.1.3.7 Campo medio de velocidad de flujo a 250 mbar Junio-Agosto 1981-2010

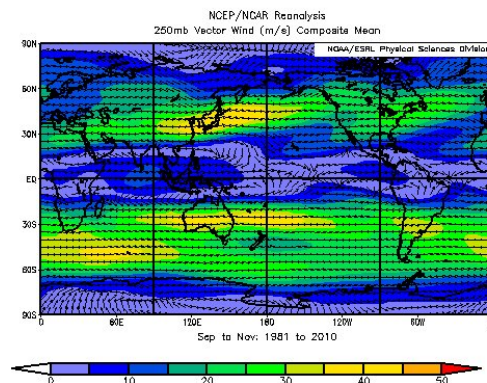


Figura.2.1.3.8 Campo medio de velocidad de flujo a 250 mbar Setiembre-Noviembre 1981-2010

Como se puede ver en las figuras anteriores se tiene la dirección de las

corrientes en chorro resultan desde el Oeste hacia el Este y en el hemisferio sur se observa que este fenómeno tiene una destacada presencia en términos de valores de velocidad de flujo del viento a 250 mbar, resultando la velocidad entorno a Uruguay entre 30 y 40 m/s. La presencia de las corrientes en chorro (jet stream) son la causa de la alternancia de ciclones y anticiclones los cuales fueron descritos en términos de la dinámica de generación de los mismos en 2.1.2.

2.1.4. La Capa límite atmosférica

Desarrollar una herramienta de predicción de la generación de la energía eléctrica generada por parques eólicos implica predecir el campo de velocidades en la capa límite atmosférica (CLA) a distintas alturas en distintos puntos.

Desde el punto de vista del recurso eólico interesa conocer las características del flujo en la capa límite atmosférica. Los aerogeneradores de mayor porte y potencia construidos en la actualidad para aprovechamientos conectados a la red, que se encuentren en una faz de desarrollo comercial disponen de torres de entre 30 y 200 metros de altura.

En este sentido será de relevancia disponer información sobre las características del flujo en la capa límite atmosférica, sobre todo para la región donde se ubicará la totalidad del área barrida por las palas del aerogenerador. La forma en que la velocidad del viento varía con la altura depende del transporte vertical de cantidad de movimiento de las capas altas de la atmósfera hacia las bajas, lo cual se produce por medio de la turbulencia atmosférica, la cual depende a su vez del estado termodinámico de la atmósfera y de la rugosidad de la superficie del terreno [Kaimal, 1994].

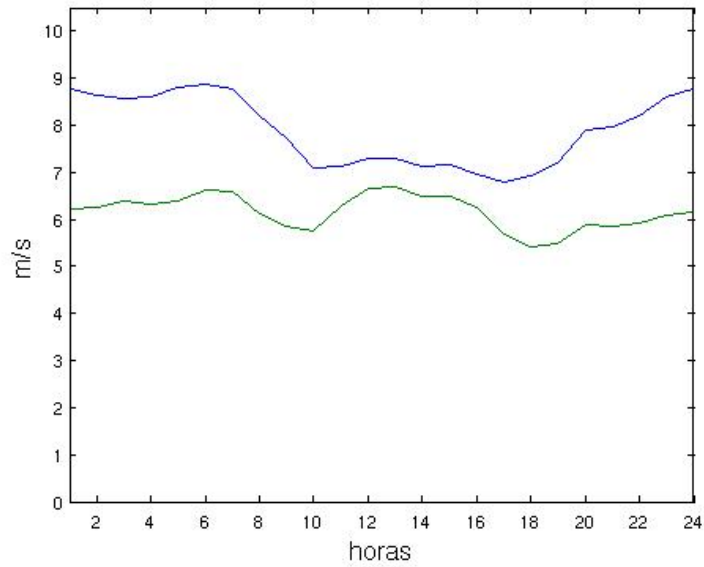
[Kaimal, 1994] presenta una clara descripción de la estructura vertical de la CLA, en la cual se diferencian dos zonas:

- La región inferior llamada capa de superficie con una altura entre 50 m y 100 m con tensiones rasantes prácticamente constantes, en la cual el flujo y la estructura vertical están determinados por las tensiones rasantes en la superficie y el gradiente vertical de temperatura.

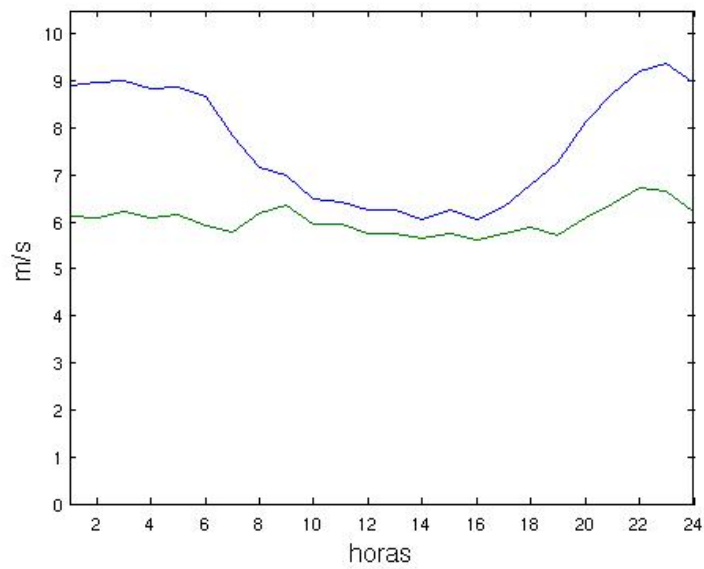
- La región superior, la cual se extiende entre 500m y 1000m, en la cual las tensiones rasantes son variables, la estructura del flujo está influenciada por las tensiones rasantes en la superficie el gradiente vertical de temperatura y la rotación de la tierra.

Los regímenes de funcionamiento de la capa límite, se clasifican según la estabilidad térmica vertical de la misma. Cuando la superficie terrestre se encuentra a mayor temperatura que el aire sobre ella la capa límite es inestable, y los vórtices turbulentos de origen convectivo, son de gran importancia. También se tiene un régimen inestable en caso de la capa límite topeada por estratocúmulos [Lilly, 1968]. Cuando la superficie del suelo se encuentra a menor temperatura que el aire sobre ella y en ausencia de estratocúmulos la capa límite es estable. La turbulencia es generada solo por el cortante y la estabilidad térmica destruye energía cinética turbulenta. En estos casos la altura de la capa límite es menor que en el caso inestable. El caso límite entre capa límite inestable y estable es la capa neutra.

En las figuras 2.1.4.1 y 2.1.4.2 se presentan los ciclos diarios del perfil de velocidades media horario medido en el sitio de medición de UTE denominado Pampa ubicado en Latitud S $32^{\circ}14'48.1''$, Longitud O $36^{\circ}12'53.0''$, para Junio y Noviembre respectivamente, En dicha figura se grafican los ciclos diarios de velocidad media a 72 metros de altura en azul y 30 metros en verde. Como se puede ver, la estructura vertical del perfil de velocidades tiene un marcado ciclo diario, lo cual esta asociado a los estados de estabilidad atmosférica. Luego de pasadas unas horas de la salida del sol se tiene una atmósfera inestable, lo cual favorece el intercambio de cantidad de movimiento. En este caso se observa un perfil de velocidades más homogéneo. Durante la noche se tiene un mayor gradiente de velocidades en altura, asociado a estados de estabilidad atmosférica.



2.1.4.1 Ciclo horario de velocidades en Pampa mes Junio 2009 en azul medición a 72 m y en verde medición a 30 m



2.1.4.2 Ciclo horario de velocidades en Pampa mes Noviembre 2008 en azul medición a 72 m y en verde medición a 30 m

A los efectos de visualizar el ciclo diario del perfil vertical de velocidades en altura la figura 2.1.4.3 se presentan dichos calculados a partir de valores medios anuales.

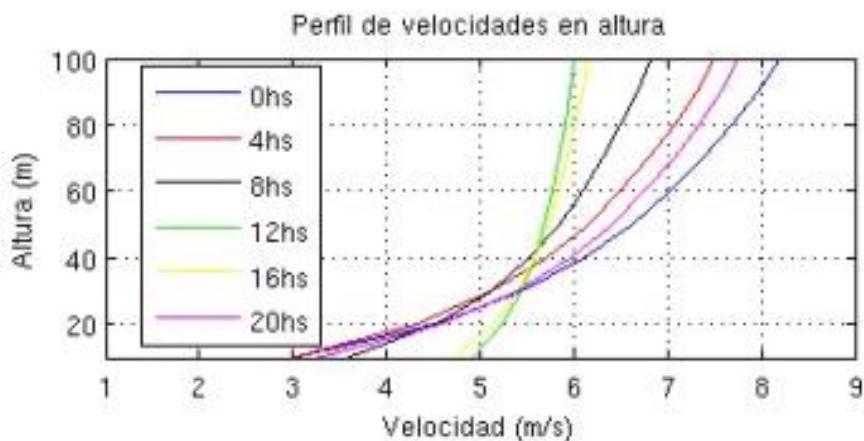


Figura.2.1.4.3 Ciclo horario de velocidades en Pampa mes Junio 2009

2.1.5. Fenómenos de transporte en la CLA

Los distintos estados de estabilidad atmosférica tienen asociados diferentes perfiles de velocidades en altura. La caracterización de los mismos requiere la identificación de distintas variables significativas asociados a los distintos estados termodinámicos. La ley que describe el perfil de velocidades en altura de la CLA depende del estado termodinámico de la atmósfera y de la rugosidad de la superficie del terreno. Los estados termodinámicos de la atmósfera resultan de relevancia ya que asociados a los mismos se producen transportes de cantidad de movimiento, calor y masa de diferentes intensidad. La descripción del recurso eólico en un sitio en particular significa describir los parámetros significativos que caracterizan tal flujo, como la velocidad media, la distribución de probabilidades de velocidad de viento, la turbulencia [Martín, 1997], es decir el clima de vientos. Asimismo es necesario caracterizar la interacción entre este flujo y un aerogenerador que se instale en dicho sitio, haciendo hincapié en la energía eléctrica que es generada e inyectada a la red eléctrica.

Se define la temperatura potencial θ (Eq 2.2), de un sistema a temperatura T y presión p , como el valor que adoptaría la temperatura de una parcela de aire si se llevara la presión de $p_0 = 1000 - mb$, a través de un proceso adiabático.

$$\theta = T \left(\frac{p_0}{p} \right)^{\frac{R}{c_p}} \quad (2.2)$$

Pudiendose demostrar que el incremento de θ , se puede escribir como (Eq 2.3)

$$d\theta = \left(\frac{p_0}{p} \right)^{\frac{R}{c_p}} \left(dT + \frac{g}{c_p} dz \right) \quad (2.3)$$

En el caso de capa límite inestable, $\frac{\partial \theta}{\partial z}$ es negativo en la capa de superficie (o inmediatamente bajo el tope de una nube de tipo estratocúmulo), mientras que es positivo en toda la capa límite estable. [Konor y Arakawa, 2005].

Siguiendo los conceptos introducidos por Prandlt en forma análoga al transporte molecular, en el caso turbulento el flujo de cantidad de movimiento (Eq2.4) flujo de calor (Eq2.5) y flujo de masa (Eq2.6) que se produce en el seno de una corriente de fluido se modela en forma análoga al caso del flujo laminar, como proporcionales al gradiente de las magnitudes medias y con coeficientes de intercambio turbulento K_m, K_h y K_q .

$$\tau = K_m \rho \frac{\partial \bar{u}}{\partial z} \quad (2.4)$$

$$H = -K_h \rho c_p \frac{\partial \bar{\theta}}{\partial z} \quad (2.5)$$

$$E = -K_q \rho \frac{\partial \bar{q}}{\partial z} \quad (2.6)$$

Siendo $\bar{u}, \bar{\theta}, \bar{q}$, las componentes de velocidad media, temperatura potencial media y humedad absoluta media respectivamente [Kaimal, 1994].

$$\tau_0 = \rho u_*^2 \quad (2.7)$$

Siendo τ_0 la tensión rasante a nivel del suelo, se define la velocidad de fricción u_* de acuerdo a (Eq2.7)

2.1.6. Perfil de velocidades

En el caso de atmósfera neutra, a partir de un análisis dimensional, se puede determinar K_m como el producto entre una velocidad y una longitud

característica, siendo u_* la escala de velocidad y la altura z la escala de longitud correspondientes, por lo que se tiene (Eq 2.8)

$$K_m = ku_*z \quad (2.8)$$

Siendo k una constante universal denominada constante de von Karman $k \approx 0,4$, Considerando la región de la CLA en que el transporte de cantidad de movimiento es constante e igual al valor que puede ser calculado en función de u_* , a nivel del suelo se tiene que sustituyendo en (Eq2.4), (Eq 2.7) y (Eq 2.8) la siguiente expresión (Eq2.9)

$$\frac{\partial \bar{u}}{\partial z} = \frac{u_*}{kz} \quad (2.9)$$

Integrando entonces la (Eq2.9), se tiene el perfil de velocidades logarítmico

$$\bar{u}(z) = \frac{u_*}{k} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad (2.10)$$

Se define entonces la longitud de rugosidad z_0 , parámetro que tiene dimensión de longitud, la cual caracteriza la tensión rasante que el terreno realiza sobre el flujo. A continuación se presentan valores característicos de este parámetro:

z_0 (m)	Tipo de terreno
0,003	Superficie del agua
0,03	Área agrícola abierta
0,055	Algunas casas de 8 metros de altura con una distancia de 1250 m.
0,1	Algunas casas y 8 metros de altura con una distancia de 500 m.
0,2	Muchas casas, arbustos de 8 metros de altura distancia de 250 m.
0,4	Ciudades pequeñas, terreno accidentado y muy desigual
0,8	Ciudades más grandes con edificios altos
1,6	Ciudades muy grandes con edificios altos y rascacielos

2.1.7. Turbulencia

Los flujos de cantidad de movimiento calor y masa pueden ser definidos a partir de las componentes turbulentas de la velocidad (Eq 2.11),(Eq 2.12),(Eq 2.13) temperatura potencial (Eq 2.14) y humedad (Eq 2.15).

$$u = \bar{u} + u' \quad (2.11)$$

$$v = \bar{v} + v' \quad (2.12)$$

$$w = \bar{w} + w' \quad (2.13)$$

$$\theta = \bar{\theta} + \theta' \quad (2.14)$$

$$q = \bar{q} + q' \quad (2.15)$$

Los flujos medios se presentan entonces por las ecuaciones, (Eq 2.16),(Eq 2.17),(Eq 2.18)

$$\tau = -\rho \overline{u'w'} \quad (2.16)$$

$$H = \rho c_p \overline{w'\theta'} \quad (2.17)$$

$$E = -\rho \overline{w'q'} \quad (2.18)$$

Los flujos turbulentos pueden ser calculados entonces a partir de la medición de las componentes turbulentas, a frecuencias de muestreo entre 10 a 20 hz dependiendo de la altura, se identifica además el componente del tensor de Reynolds $-\rho \overline{u'w'}$

2.2. Estabilidad atmosférica

En la capa límite atmosférica se tienen distintos estados termodinámicos, en los cuales es determinante el ciclo de calentamiento y enfriamiento de la superficie terrestre. [Mcnaughton, 2003] presenta el análisis de la interfase entre la capa inferior y la capa superior de la CLA.

Se define el número de Richardson (Eq 2.19) como el cociente entre el empuje y la tensión turbulenta.

$$Ri = \frac{(g/\bar{\theta})(\partial\bar{\theta}/\partial z)}{(\partial\bar{u}/\partial z)^2} \quad (2.19)$$

Ri toma valores positivos para el caso de atmósfera estable, negativos en el caso de atmósfera inestable y cero en el caso de atmósfera neutra.

2.2.1. Similitud de Monin-Obukhov

La escala de longitud Monin-Obukhov L resulta una magnitud significativa, la cual se asume que permanece constante dentro de la capa límite al variar la altura. A los efectos de la modelación de los perfiles de velocidades asociados a distintos estados de estabilidad, se define el cociente entre la altura y la longitud de Monin-Obukhov la cual adopta la forma presentada en (Eq2.20) [Monin-Obukhov, 1954].

$$\frac{z}{L} = -\frac{(g/\bar{\theta})(\overline{w'\theta'_0})}{u_*^3/(kz)} \quad (2.20)$$

Donde $\overline{w'\theta'}$ es el flujo turbulento, z/L tiene el mismo signo que Ri, es decir valores negativos tienen asociado una atmósfera inestable, valores positivos tienen asociados una atmósfera estable y cero ($L \rightarrow \infty$) cuando la atmósfera se encuentra en un estado neutro.

Se define el cortante por viento en términos adimensionados ϕ_m , como (Eq2.21)

$$\phi_m = (kz/u_*(\partial\bar{u}/\partial z)) \quad (2.21)$$

Se definen las relaciones entre ϕ_m y z/L a partir del análisis de datos históricos en Kansas [Businger, 1971] (Eq 2.22), (Eq 2.23), (Eq 2.24), (Eq

2.25)

$$\phi_m = (1 + 16|z/L|)^{-1/4}, -2 \leq z/L \leq 0 \quad (2.22)$$

$$\phi_m = (1 + 5z/L), 0 \leq z/L \leq 1 \quad (2.23)$$

$$Ri = z/L - 2 \leq z/L \leq 0 \quad (2.24)$$

$$Ri = z/L(1 + 5/L)^{-1} 0 \leq z/L \leq 1 \quad (2.25)$$

A partir del tipo de estabilidad atmosférica se puede obtener el perfil de velocidades en altura, definido ψ_m (Eq2.27).

$$\psi_m = \int_{z_0/L}^{z/L} (1 - \phi_m)/(z/L) \quad (2.26)$$

Teniéndose entonces el perfil de velocidades en altura en función de los distintos estados de estabilidad atmosférico.

$$\bar{u}(z) = \frac{u_*}{k} [\ln(z/z_0) - \psi_m] \quad (2.27)$$

2.3. Espectro de perturbaciones meteorológicas

Las variables atmosféricas como viento presión, temperatura, y humedad, fluctúan con el tiempo. Las variaciones tienen asociados distintas escalas de tiempo y de fenómenos asociados. En 1957 Van der Hoven midió a altas frecuencias un largo período de tiempo obteniendo el espectro asociado a las fluctuaciones de la velocidad del viento. En la figura 2.3 se presenta el resultado obtenido por [Van der Hoven, 1957]. En esta figura se distinguen tres máximos relativos que pueden asociarse a fenómenos de diferentes escalas espaciales y temporales, los cuales se describen a continuación.

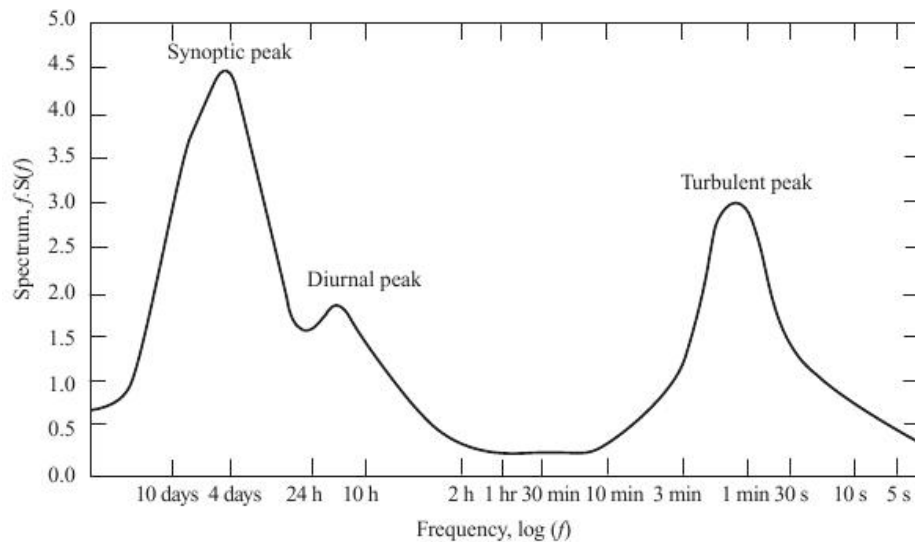


Figura.2.3 Espectro de potencia de la velocidad del viento [Van der Hoven, 1957]

Turbulencia

Las escalas micrometeorológicas corresponden a fluctuaciones turbulentas, con variaciones que van desde la microescala de Kolmogorov hasta las denominadas macro-escalas de la turbulencia. Este intervalo de escalas, se corresponden con el máximo del extremo derecho del gráfico. Tomando como escala de velocidad 10 m/s, se tiene que las escalas de longitud asociada que se encuentra entre fracciones de metro hasta los 600 m. Las distintas escalas de la turbulencia están asociadas a distintos valores de velocidad en términos del periodo de integración, la macro escala esta asociada al escurrimiento

del flujo en términos de su valor medio y las micro escalas están asociadas a la fluctuación de la velocidad. Las fluctuaciones se generan por el intercambio de cantidad de movimiento y calor y en la CLA las fluctuaciones y la turbulencia de menor escala es más intensa cerca del suelo.

Escalas meso-meteorológicas

Las escalas meso-meteorológicas se corresponden con escalas temporales que van desde minutos hasta algunas horas, aproximadamente. Las variaciones son asociadas a oscilaciones producidas por tormentas u otros fenómenos. En este rango se tiene un mínimo en el espectro (ventana espectral). Este importante resultado, justifica que una medida de media en diez minutos sea representativo del valor medio de mayor duración como por ejemplo un valor tri-horario.

Asociada a la puesta y salida del sol en esta escala de tiempo se tiene un pico en el espectro de potencia el cual se asocia a fenómenos de tipo brisa marina, así como variaciones en el perfil de velocidades, asociado a cambios en el estado de estabilidad atmosférica.

Escalas sinópticas

Las escalas sinópticas tienen períodos de algunas horas a varios días, con un máximo en el espectro de 4 días, el cual está asociado a ondas baroclínicas como ser la oscilación entre la presencia de un ciclón y un anticiclón extratropical.

Capítulo 3

Energía Eólica

La generación de energía eléctrica a partir del recurso eólico, se refiere a la transformación de la energía cinética contenida en el flujo del aire atmosférico en energía eléctrica. En la figura.3.3 se observa el parque eólico “Ing. Emanuele Cambilargiu”, en el cual se tiene una configuración de micrositing en línea característica de parque instalado en un sitio de topografía compleja. La energía eléctrica inyectada a la red por los parques eólicos depende del perfil de velocidades en la CLA que es captado por el área de barrido de palas de cada aerogenerador [Gasch, 2002]. Como se verá, en la descripción del ensayo de la curva de potencia de un aerogenerador, entre la información presentada por los fabricantes de aerogeneradores se obtiene a partir de un ensayo realizado de acuerdo a la norma [IEC 61400-12-1]. Esta curva expresa la potencia en función de la velocidad media a la altura del eje de aerogenerador.



Figura.3.3 Parque eólico Ing. Emanuele Cambilargiu, Sierra de los Caracoles Maldonado

3.1. Energía cinética, en la CLA

En la figura 3.1 se representa el flujo de energía cinética que atraviesa el área de barrido de las palas de un aerogenerador A . Cada partícula de aire ubicada en un punto (x, y, z) en un instante t , tendrá asociada una velocidad $\vec{V}(x, y, z, t) = (v, u, w)$ siendo v la componente horizontal de la velocidad y colineal con la normal del área de barrido de las palas del aerogenerador. Se debe considerar que en cada instante el sistema de control del aerogenerador posiciona el rotor en busca de maximizar la generación de forma que se puede asumir que el flujo se establece de modo que la componente horizontal es la velocidad del flujo tiene una dirección normal al área de barrido de palas del aerogenerador.

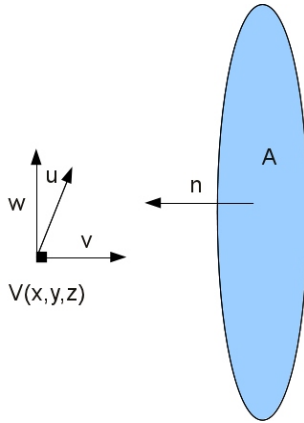


Figura.3.1 Flujo y área de barrido de palas

La potencia eólica contenida en el flujo para cada diferencial de área dA , es el flujo de energía cinética que atraviesa un diferencial de área dA en un instante t Eq 3.1. Luego, la potencia que atraviesa el área de barrido de palas de un aerogenerador A , resulta la integral en la superficie A de dP Eq 3.2.

$$dP = \frac{1}{2} \rho v^2 (\vec{V} \cdot \vec{n}) dA \quad (3.1)$$

$$P = \int_A \frac{1}{2} \rho v^2 (\vec{V} \cdot \vec{n}) dA \quad (3.2)$$

La energía eólica asociada para un periodo de tiempo Δt resulta la integral de la potencia en el tiempo la cual se presenta en Eq 3.3.

$$E = \int_{\Delta t} \int_A \frac{1}{2} \rho v^2 (\vec{V} \cdot \vec{n}) dA dt \quad (3.3)$$

Se tiene entonces que la potencia media disponible P_d Eq3.4 en un cierto período de tiempo Δt es igual a:

$$P_d = \frac{1}{2} \rho A \overline{\langle v^3 \rangle} \quad (3.4)$$

En Eq3.4 se utilizaron los parentesis $\langle \rangle$ para expresar un valor medio en términos espaciales asociado al área de barrido de palas y la expresión $\overline{\langle \rangle}$ para expresar la promediación temporal.

Usualmente se utiliza la velocidad del viento a la altura del eje de giro del rotor del aerogenerador, como parámetro significativo a los efectos de presentar la potencia generada, cómo lo hace la norma IEC 61400-12-1. La expresión de la potencia presentada en Eq3.4, se puede transformar utilizando la la velocidad horizontal a la altura del eje del aerogenerador V_{eje} , introduciendo un coeficiente de proporcionalidad C_{flujo} que depende del flujo:

$$P_d = \frac{1}{2} \rho A C_{flujo} \overline{V_{eje}^3} \quad (3.5)$$

Se destaca que el razonamiento realizado hasta el momento toma en cuenta solo la energía disponible en el flujo sin considerar la interacción entre la maquina y el flujo. La utilización de la energía eólica disponible en los flujos atmosféricos, para la generación de energía eléctrica, implica la utilización de aerogeneradores, es decir de un máquina que transforme la energía cinética, en energía eléctrica, que será inyectada a la red eléctrica.

La potencia asociada al flujo de energía cinética que atraviesa entre un instante t a otro $t + \Delta t$, varía con la velocidad al cubo, la cual se puede descomponer en términos del valor medio \bar{v} en el tiempo t más una componente turbulenta v' fluctuante en el tiempo Eq3.6

$$\langle \overline{v^3} \rangle = \langle \overline{(\bar{v} + v')^3} \rangle \quad (3.6)$$

La Eq3.6, resulta muy significativa para componer el efecto que tiene asociado la componente turbulenta de la velocidad ya que de acuerdo a Eq3.7. La turbulencia disipa parte de la potencia eólica ya que los términos $\overline{v'^3}$ y $3\overline{\bar{v}v'^2}$, resultan positivos, lo cual es posible deducir de la teoría de la turbulencia y de la cascada en términos de las distintas escalas de la turbulencia.

$$\overline{(\bar{v} + v')^3} = \bar{v}^3 + \overline{v'^3} + 3\overline{\bar{v}v'^2} \quad (3.7)$$

Resulta significativo poder caracterizar tanto el flujo medio como la turbulencia en un sitio en particular pues, esta última también resulta significativa a los efectos de conocer las cargas sobre la estructura mecánica.

3.2. Efectos locales

Muchas aplicaciones de la energía eólica son factibles debido a la existencia de fenómenos locales, los cuales provocan un aumento de la velocidad media en algunas zonas del terreno. Tanto la existencia de topografía compleja, así como diferencias de rugosidades en el entorno de un sitio o diferencias en propiedades termodinámicas, pueden generar condiciones favorables para la explotación del recurso eólico.

Un fenómeno significativo en la determinación del recurso eólico en Uruguay es la brisa marina. Este fenómeno es causado por la diferencia que existe entre la capacidad calorífica del agua y el continente terrestre. Al salir el sol la temperatura de la masa terrestre comienza a elevarse a una rapidez superior que la masa de agua. Luego de un cierto tiempo, entorno a medio día, el aire que está sobre la masa terrestre comienza a elevarse y el aire más frío que está sobre la masa de agua cercana empuja al caliente. Durante la noche

la temperatura de la masa terrestre desciende más rápidamente que la masa de agua por lo cual, luego de algunas horas desde la puesta del sol, el aire sobre la masa oceánica comienza a elevarse circulando un flujo de aire frío desde la tierra hacia el mar.

Singularidades topográficas, tales como quebradas, pueden provocar una contracción del flujo en ciertas direcciones. La presencia de una colina transversal a las direcciones de viento más probables provoca la contracción de las líneas de flujo y por consiguiente un incremento de la velocidad media. Asociados a sitios de topografía compleja, debido a las contracciones de flujo para las distintas direcciones, se generan gradientes de velocidades dependientes de la dirección del viento, pudiéndose producir vórtices y turbulencia las cuales resultan no deseables para el aprovechamiento energético.

La modelación de sitios de topografía compleja resulta de utilidad para la evaluación del recurso eólico, ya que sobre las colinas se logran mayores velocidades medias. El incremento de velocidad que se produce entre la llanura y la cima de una colina ocurre debido a una contracción de las líneas de flujo, la cual depende de la dirección del viento y, se caracteriza a través del coeficiente de incremento de velocidad (speed up) [Simiu-Scanlan, 1985]. En la figura 3.2.1 se muestra una vista de la Sierra de los Caracoles antes de que se tuviera instalado el Parque eólico “Ing. Emanuelle Cambilargiu”. En la selección del sitio tuvo particular relevancia la amplificación de velocidad que se tiene en el mismo, es decir los altos valores de speed up para direcciones de viento predominantes.



Figura.3.2.1 Sierra de Caracoles

Los coeficientes de speed up se calculan como el cociente entre la velocidad en la colina V_{colina}^j y la velocidad en la llanura $V_{llanura}^j$, para cada dirección de viento j (Eq3.8). Se tienen distintas metodologías factibles de ser utilizadas para el cálculo de los factores de speed up, por metodologías analíticas, por metodologías de cálculo por ejemplo, Large eddy simulation LES y por medio de la modelación física en túnel de viento [?]. Dada entonces la topografía del terreno es posible calcular los factores de speed up de velocidad por dirección, (Eq3.8).

$$S_j = \frac{V_{colina}^j}{V_{llanura}^j} \quad (3.8)$$

En [Wensong, 1999] se evalúan los métodos analíticos, realizando ensayos en túnel de viento y modelación numérica. Los resultados obtenidos validan la utilización de las formula analíticas, (Eq3.9), (Eq3.10), (Eq3.11), en función de los parámetros descritos en la figura3.2.3.

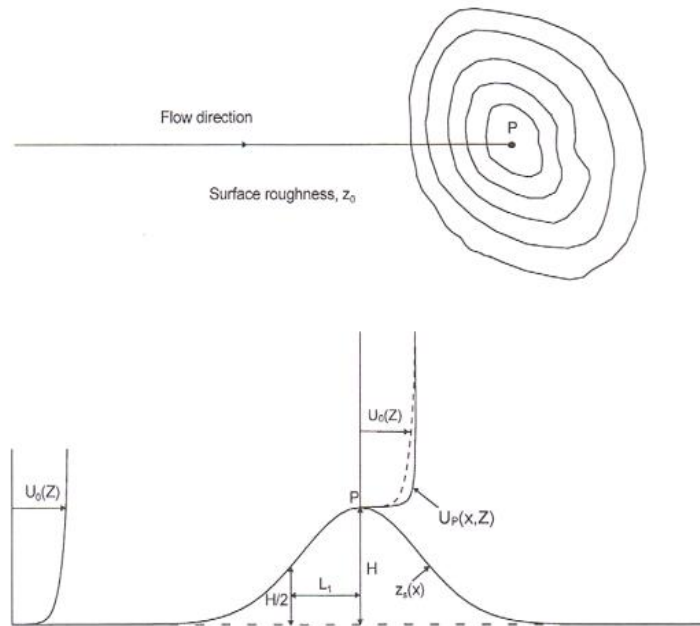


Figura3.2.3 Modelo analítico de calculo speed up, [Wensong, 1999]

$$S_j = (1 + \Delta S_j) \quad (3.9)$$

$$\Delta S_j = \Delta S_{max} e^{-AZ/L_1} \quad (3.10)$$

$$\Delta S_{j,max} = BH/L_1 \quad (3.11)$$

A y B son parámetros que quedan determinados por la topografía y por la rugosidad del terreno. En la Tabla3.2.1, se presentan los valores propuestos por [Wensong, 1999].

Tipo de Topografía	A	B
Colinas 2D	3.0	2.0
Colinas 3D	4.0	1.6
Colinas 2D escarpada	2.5	0.8
Colinas 2D pedregosa	3.5	1.55
Colinas 3D pedregosa	4.4	1.1
Terreno plano	0.0	0.0

Tabla3.2.1 Valores A y B para coeficientes de speed up analíticos.

3.3. Aerogeneradores

Los aerogeneradores son máquinas que transforman la energía cinética contenida en los flujos de aire de la CLA, en energía mecánica asociada al giro de un eje y luego a través de un generador eléctrico se genera energía eléctrica la cual puede ser utilizada en forma autónoma o en sistemas eléctricos interconectados.

Los aerogeneradores se clasifican en función de la posición relativa del eje respecto al viento de eje vertical y eje horizontal. Un parámetro característico del diseño es la relación de velocidad Eq3.12, donde r es el radio de la pala w es la velocidad de giro del eje y \bar{v} es la velocidad media del flujo que atraviesa la superficie de barrido de palas del aerogenerador.

$$\lambda = \frac{rw}{\bar{v}} \quad (3.12)$$

La potencia generada por un aerogenerador depende de su diseño, y se caracteriza a través de la curva característica potencia-velocidad.

Esta curva suele presentarse en términos adimensionados [Le Gourieres, 1982]. En la Eq3.13 se presenta el coeficiente adimensionado de la potencia C_p , siendo M el par en el eje del aerogenerador, A el área de barrido de palas, w la velocidad de giro del aerogenerador.

$$C_p = \frac{Mw}{\frac{1}{2}\rho A \bar{v}^3} \quad (3.13)$$

En resumen, un aerogenerador es una máquina capaz de transformar energía cinética, contenida en los flujos de aire que circulan sobre la superficie terrestre (“viento”), en energía eléctrica. Se tiene conocimiento del uso de la energía eólica con fines mecánicos desde el siglo VII, con el objeto de moler maíz y bombear agua, [Ahmad, 1986]. El primer aerogenerador instalado para la producción de energía eléctrica, lo construyó Poul La Cour en 1891, en Dinamarca. La Cour resolvió tecnológicamente las fluctuaciones en la generación dada la naturaleza del recurso, produciendo hidrógeno por electrólisis y acumulándolo para su posterior utilización en lámparas [Hansen, 1981]. Desde la crisis petrolera de 1973, luego del shock del precio del petróleo, varios países le dieron impulso al desarrollo de la tecnología para la producción de energía eléctrica a partir del recurso eólico.

El desarrollo de la tecnología actual pasó por distintas instancias, realizándose prototipos en base a distintos conceptos de diseño entre los cuales se pueden destacar: turbinas de eje vertical, turbinas de eje horizontal con dos palas, turbinas de eje horizontal tripala. En los últimos casos de turbinas con eje horizontal, se tuvieron diseños con rotores corriente abajo de la torre (down-wind) y corriente arriba de la torre (up-wind). En todos los casos se desarrollaron distintos sistemas de orientación, tanto pasivos como activos, se desarrollaron sistemas de transmisión de potencia mecánica con y sin caja multiplicadora, se utilizaron generadores asíncronos, síncronos, con excitación y con imanes permanentes [Riso, 2002].

A fines de los años noventa y principios del 2000 se consolidó el concepto de diseño danés el cual consta de un rotor tripala up-wind, generador asíncrono y sistema de orientación activo (active yaw system) [Riso, 2002]. En la actualidad se ha tenido un gran avance en la electrónica de potencia asociado a la tecnología de generación de energía eléctrica y se ha seguido la tendencia de control de potencia por ajuste de ángulo de pala (pitch), debido al porte nominal de los equipos con un alto desarrollo comercial los cuales se encuentran en el entorno de los 2 MW de potencia nominal por equipo.

Dependiendo de la aplicación específica se tendrá un modelo de máquina más adecuado [Le Gourieres, 1982]. Se denomina aerogeneradores a las máquinas de relación de velocidad alta, y los molinos comúnmente utilizados para el bombeo de agua como máquinas de relación de velocidad baja.

Las máquinas de velocidad específica alta, se utilizan en sitios donde la velocidad media anual del viento son superiores a los 4 m/s.

Estas máquinas se caracterizan por tener un bajo par de arranque y altos valores de coeficiente de potencia. Son habitualmente utilizadas para la generación de energía eléctrica ya sea en sistemas autónomos o en sistemas conectados a la red .

3.3.1. Limite de Betz

De la energía cinética contenida en el flujo de aire de la CLA que pasa a través de la superficie del área de barrida de palas, solo una porción puede ser transformada en energía eléctrica, independientemente del tipo de aerogenerador , [Betz, 1926].

En la figura3.3.1 se presenta el tubo de flujo que atraviesa la superficie S , la cual representa el área de barrido de palas, dado un flujo de velocidad uniforme se tiene entonces el limite teórico asociado a la Ley de Betz.

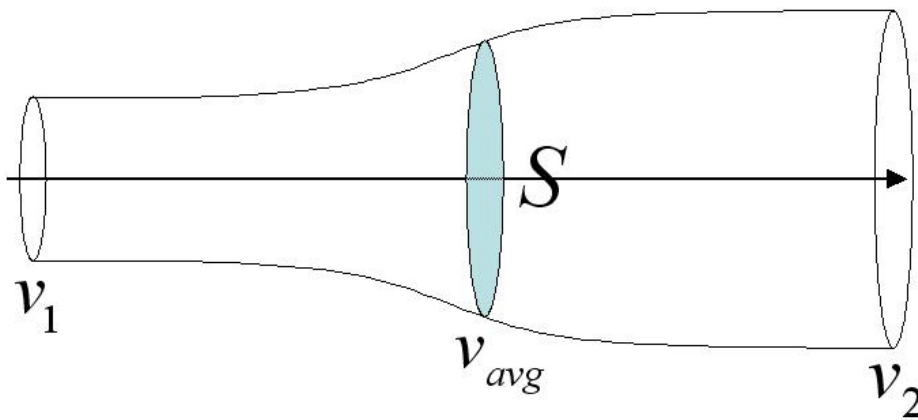


Figura.3.3.1 Tubo de flujo ley de Betz, fuente wikipedia

Betz demostró que de la energía contenida en un flujo de aire al pasar un aerogenerador solo $\frac{16}{27}$ (59%) de la energía puede ser transformada en energía útil, esto sin considerar las pérdidas mecánicas de la máquina ni las pérdidas eléctricas. El límite demostrado por Betz se denomina Ley de Betz.

3.3.2. Aerogeneradores de eje horizontal

Los aerogeneradores de eje horizontal son en la actualidad las máquinas que se han establecido en la franja de utilización de la energía eólica a gran escala. En la actualidad se han logrado importantes desarrollos en lo referente a la electrónica de potencia, y se han consolidado también tecnologías de generación con generadores sincrónicos y con imanes permanentes, sin caja multiplicadora. En todos los casos el sistema de control de potencia se utiliza tanto para optimizar la generación como para detenerla en el caso de la existencia de vientos extremos.

Las tecnologías para el control de potencia se dividen en:

- Control por entrada en pérdida pasivo. (stall control)
- Control por cambio de paso. (pitch control)
- Control por entrada en pérdida activo. (active stall)

3.3.3. Curvas de Funcionamiento

La generación de energía eléctrica a partir de la energía eólica tiene asociada la captación de la energía cinética contenida en el flujo de aire de la CLA que circula a través del área de barrido de palas del aerogenerador y la posterior transformación en energía eléctrica.

La información que contiene la curva característica potencia-velocidad la cual se obtiene a partir de la norma [IEC 61400-12-1] “Wind turbine generator systems. Wind turbine power performance testing” integrada todas las transferencias de energía mecánicas y eléctricas que se dan en el aerogenerador

La curva de funcionamiento se genera a partir del método de los bins, el valor de la potencia asociada para cada bin se define según (Eq3.15) y el de la velocidad según (Eq3.14)

$$V_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} V_{n,i,j} \quad (3.14)$$

$$P_i = \frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} P_{n,i,j} \quad (3.15)$$

Es decir los valores medios en cierto intervalo. La velocidad y potencia nominal se calculan, para la densidad de referencia ρ_0 definida por la norma, la cual se calcula y corrige asumiendo el modelo de gas ideal, calculada para atmósfera estándar ISO. En la norma se plantea que ninguna corrección debe realizarse si la densidad ρ se encuentra en el intervalo de $1,225 \pm 0,05 \text{ kg/m}^3$.

En caso que la densidad quede fuera del intervalo antes mencionado la corrección en potencia nominal y velocidad nominal de la curva debe ser realizada de acuerdo a (Eq3.16)

$$v_n = v_{10min} \left(\frac{\rho}{\rho_0} \right)^{\frac{1}{3}} \quad (3.16)$$

El estado del arte actual en el diseño y construcción de aerogeneradores muestra diversos tipos de tecnologías, tanto en la transmisión mecánica de la potencia transmitida por el eje del rotor de palas, como son con y sin caja multiplicadora, como distintos tipos de tecnologías del generador eléctrico y de la velocidad de giro del eje: constante, variable, dos velocidades. ([Rodriguez, 2003])

También desde el punto de vista del control de potencia importa distinguir, los dos tipos de curvas de generación asociadas a las dos tecnologías utilizadas: control por entrada en pérdida (stall), control por cambio de paso (pitch).

Como se puede ver en las figura3.3.3.1, el tipo de control de potencia da lugar a un comportamiento distinto de la generación del equipo a partir de la velocidad a la cual se alcanza la potencia nominal.

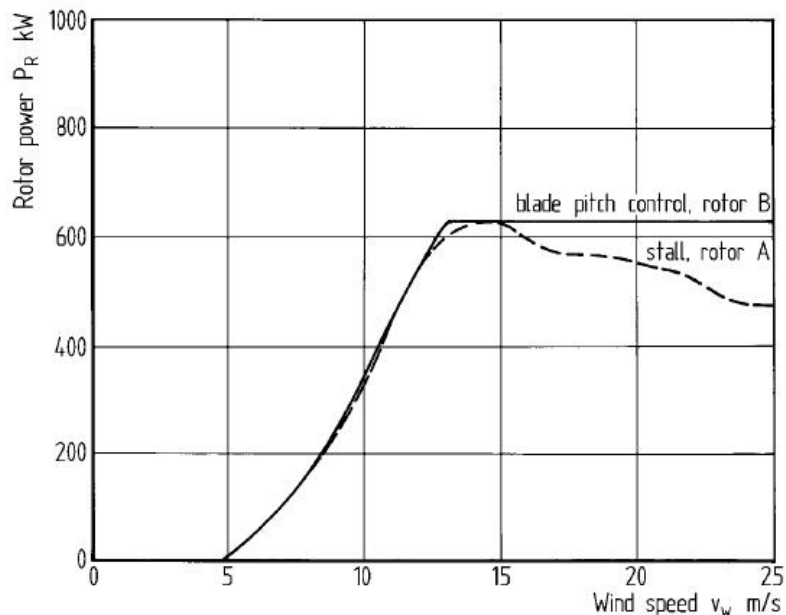


Figura3.3.3.1 Curvas control por Pitch, Stall Wind Turbines [Hau, 2005]

Se destaca que en la actualidad, dado el porte en términos de la potencia nominal de los equipos, hay una importante tendencia al control de potencia por cambio de paso, ya que permite optimizar la generación y se minimizan las vibraciones mecánicas asociadas al desprendimiento de vórtices, en el caso del control de potencia por entrada en pérdida. ([Hau, 2005])

Se definen en la curva característica algunos parámetros relevantes a la hora del desarrollo del modelo de predicción:

- Velocidad de detenimiento (cut out): Velocidad por encima de la cual el aerogenerador deja de entregar energía a la red.
- Velocidad de arranque (cut in): Velocidad por encima de la cual el aerogenerador comienza a entregar energía a la red.
- Velocidad nominal: La menor velocidad a la cual el aerogenerador genera la potencia nominal, dependiendo del tipo de control de potencia por encima de esta velocidad en el caso del control por paso se genera la potencia nominal y en el caso de control de potencia por stall comienza a actual el control pasivo por entrada

en pérdida de la pala, este comportamiento se puede ver en la figura 3.3.3.1

En la figura 3.3.3.2 se pueden apreciar todos estos parámetros.

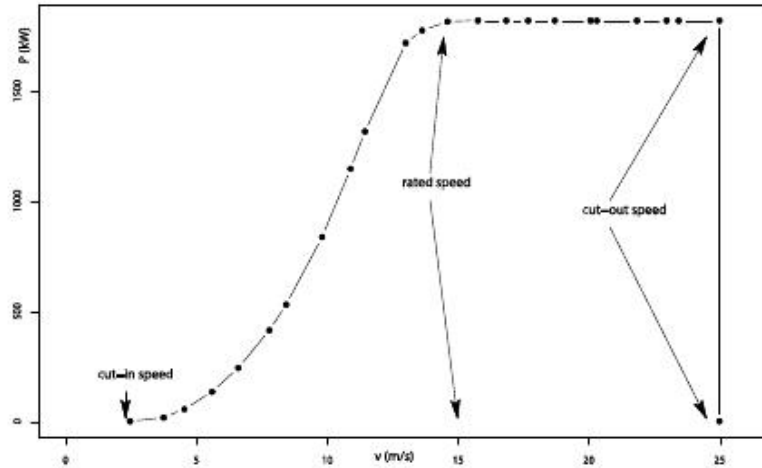


Figura3.3.3.2 Velocidad de cut in y cut out en curva de funcionamiento

Estas velocidades serán de relevancia cuando se evalúe la incidencia sobre la estimación de la energía generada utilizando la curva característica en las herramientas de predicción.

3.4. Estelas, interferencia entre aerogeneradores

3.4.1. Estelas

La generación de energía eléctrica en un parque eólico, consiste en la captación de la energía cinética por cada una del área de barrido de palas de los aerogeneradores instalados. Debido al intercambio de cantidad de movimiento producido en la superficie de barrido de palas del aerogenerador entre el flujo y el rotor, corriente abajo del mismo y en la dirección del viento incidente se genera una estela [Rodríguez, 2003].

3.4.2. Interferencia entre aerogeneradores

El fenómeno de interferencia entre aerogeneradores se refiere a que un aerogenerador que se encuentra corriente abajo de otro, en una configuración dada en un parque eólico recibe total o parcialmente la estela generada por el primer aerogenerador. Debido a lo cual la velocidad del viento se ve reducida e incrementada la turbulencia. A causa de estos dos fenómenos el aerogenerador genera menos potencia.

Un parque eólico se construye con cierta configuración de aerogeneradores. En la definición de la microlocalización se busca minimizar la interferencia entre aerogeneradores por el fenómeno de estela, teniendo-se interferencias para algunas direcciones las cuales se buscan sean las menos probables [Okulov, 2004], Por criterios de optimización económica pueden darse en mayor o menor medida fenómenos de interferencia para algunas direcciones. Como se describió, la curva de funcionamiento de un aerogenerador presenta la información de la generación que el aerogenerador producirá dada una velocidad a la altura del eje del mismo.

Un factor importante a tener en cuenta es la distancia entre aerogeneradores. Desde el punto de vista del diseño del parque eólico se asume como un valor razonable de distanciamiento entre máquinas de 2 a 3 diámetros [Barthelmie, 2009]. La magnitud más relevante en el cálculo del efecto de la estela en la atenuación de la cantidad de movimiento es la fuerza de empuje que el viento ejerce sobre el aerogenerador [Frandsen, 2007]. Dicha fuerza es la responsable por la caída en la cantidad de movimiento del flujo incidente. Desde el punto de vista de la presentación de la información los fabricantes presentan el coeficiente de empuje (Eq3.17)[Rodriguez, 2003]

$$C_T = \frac{F}{\frac{1}{2}\rho V_{hub}^2 \frac{\pi D^2}{4}} \quad (3.17)$$

Siendo D el diámetro del área de barrido de palas del aerogenerador, F la fuerza de empuje, V_{hub} la velocidad a la altura del eje del aerogenerador.

Se define la velocidad inducida a (Eq3.18)

$$a = \frac{1 - \sqrt{1 - C_T}}{2} \quad (3.18)$$

Desde el punto de vista de la modelación de la interferencia entre aerogeneradores se modela como una atenuación en la velocidad a la altura del eje del aerogenerador (Eq3.19)(Eq3.20)

Con $\frac{x}{D} < 2$

$$\Delta V = -2aV_{hub} \quad (3.19)$$

Con $\frac{x}{D} > 2$

$$\Delta V = -AaV_{hub}\left(\frac{D}{x}\right)^n \quad (3.20)$$

Siendo x la distancia entre aerogeneradores y D el diámetro.

Donde $2 < A < 4$ y $0,75 < n < 1,25$

3.5. Escalas de tiempos

En la atmósfera los distintos fenómenos meteorológicos, tal como se presentó en la sección 2.3 tienen asociadas distintas escalas, tanto espaciales como temporales. La naturaleza fluctuante de la energía eólica es, en alguna medida, la razón de existencia de las herramientas de predicción de la energía eléctrica de origen eólico [Fox, 2007].

A continuación en la figura 3.5.1 se presentan las variaciones que se tuvieron en el mes setiembre de 2009 en la velocidad media horizontal en la estación de medición de UTE Bonete (Latitud S 32° 48' 0.4" Longitud O 56° 24' 56.4") tomando como variable el valor de la velocidad media en un periodo de 10 minutos.

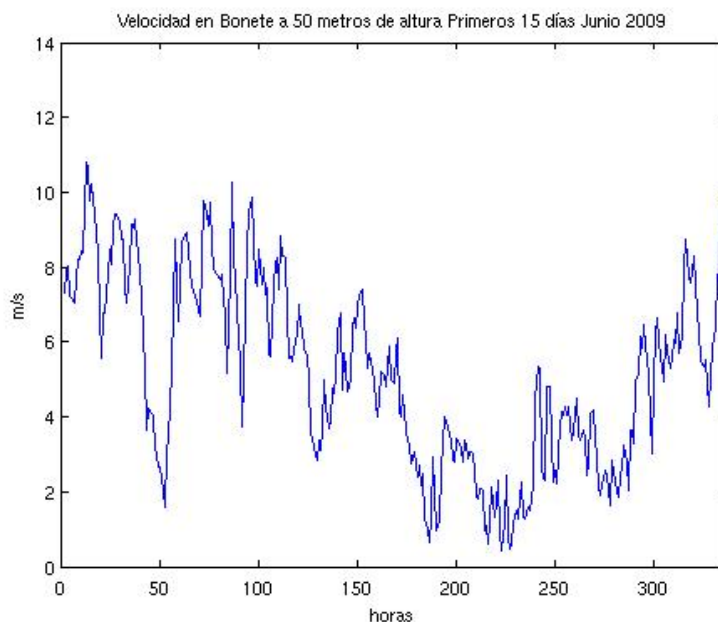


Figura.3.5.1 Medias horarias en Bonete a 50 m de altura Junio 2009

Las fluctuaciones en la velocidad media son la razón de las fluctuaciones en la generación de energía de un parque eólico. Por otro lado se tiene que las variaciones en la velocidad media anual pueden ser del orden del $\pm 10\%$ respecto del valor medio histórico de viento [Ackermann, 2005]. En la figura 3.5.2 se presentan valores medios anuales de velocidad de viento de viento en la estación meteorológica de Carrasco de la Dirección Nacional de Meteorología para el periodo 1992-2002.

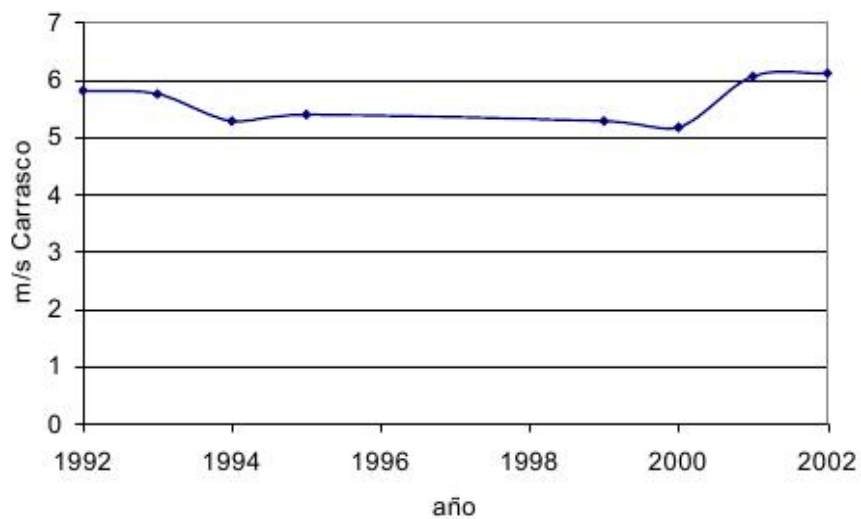


Figura.3.5.2 Medias anuales Carrasco 1992-2002

3.6. Distribución de probabilidades, recurso eólico

La naturaleza fluctuante y variable del recurso eólico ha implicado la necesidad de describirlo por medio de herramientas estadísticas. La distribución de probabilidades que mejor se ajusta a la distribución de velocidades medias del flujo de la capa límite a una altura dada en un sitio en particular es la distribución de Weibull [Justus, 1978], la cual se describe en la (Eq3.21)

$$f(v) = \left(\frac{k}{C}\right)\left(\frac{V}{C}\right)^{(k-1)}e^{-\left(\frac{V}{C}\right)^k} \quad (3.21)$$

Siendo C, k parámetros específicos de la distribución de Weibull que ajustan la distribución a los datos del sitio en particular. En las figura 3.6 se puede ver el la distribución de densidad de probabilidades medida la Laguna de Rocha para una altura de 12 metros, sitios así como el ajuste de la distribución de Weibull correspondiente por el método de los mínimos cuadrados.

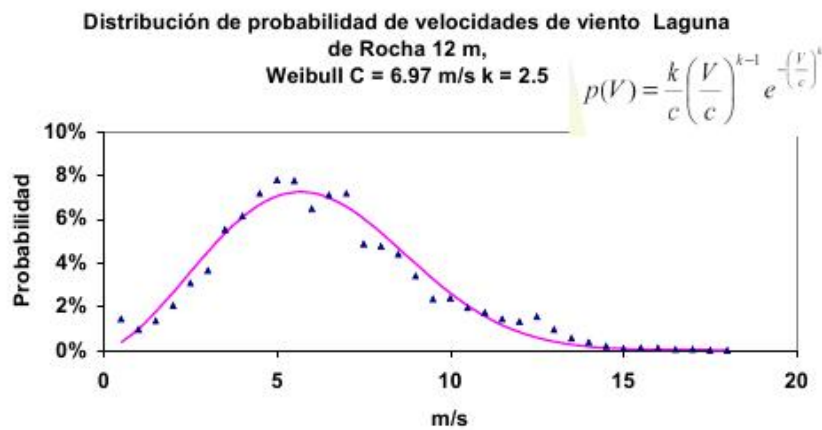


Figura.3.6 Distribución de probabilidades de viento Laguna de Rocha

Se constata de acuerdo a los resultados presentados en las figura 3.6, y a la distribución de densidad de probabilidades que describe el recurso eólico, que las velocidades extremas es decir las resultan significativamente superiores a la media así como las velocidades significativamente

menores a la media tienen baja probabilidad de ocurrencia. Esta propiedad del recurso es significativa a la hora de considerar la energía eólica para la generación de energía eléctrica, ya que se puede pensar la generación como un valor medio y fluctuaciones en torno al valor medio para un periodo de tiempo dado.

Capítulo 4

La energía eólica en los sistemas eléctricos

La generación eléctrica de origen eólico tiene características inherentes asociadas a la necesidad de inyectar toda la energía generada instante a instante en los parques eólicos [Ackermann, 2005],[Giebel, 2007] .

Un sistema eléctrico a escala de un país o de una región está compuesto por un conjunto de centrales de generación de distintas características. En particular en Uruguay se tienen un único sistema interconectado compuesto por: centrales hidroeléctricas, centrales térmicas de fuel oil, centrales térmicas de gasoil, teniéndose además generación distribuida generada a partir de la biomasa y energía eólica.

4.1. Índice de penetración

Las fluctuaciones de la energía inyectada a la red por los parques eólicos, tiene distintas características dependiendo de la escala temporal que se evalúe. Las distintas escalas temporales importan desde el punto de vista de los estudios que resultan de interés realizar para lograr mayores niveles de fiabilidad del sistema ([Holtinen, 2006]).

A los efectos de cuantificar la participación de la generación de origen eólico en un sistema eléctrico se define el índice de penetración el cual puede ser calculado en función de la potencia nominal instalada en un sistema, en función de la potencia inyectada instantáneamente o bien en función de la energía generada en un cierto período de tiempo.

Se define el índice de penetración de la energía eólica en un sistema eléctrico en función de la potencia nominal de generación instalada como (Eq4.1):

$$\zeta_{nominal} = \frac{C_{eolica}}{C_{total}} \quad (4.1)$$

Siendo C_{eolica} la totalidad de la potencia nominal de generación eólica instalada en un sistema, y C_{total} la potencia nominal de generación en su totalidad instalada en un sistema eléctrico. Dicho índice de penetración es un indicador general que caracteriza el nivel de participación de la energía eólica en el sistema.

Se define el índice de penetración instantáneo de la energía eólica (Eq4.2) en un sistema eléctrico en función de la potencia inyectada a la red en un instante dado como:

$$\zeta_{instantanea} = \frac{p(t)_{eolica}}{p(t)_{total}} \quad (4.2)$$

Siendo $p(t)_{eolica}$ la totalidad de potencia eólica inyectada a la red en un instante dado sistema, y $p(t)_{total}$ la totalidad de la potencia demandada en el sistema eléctrico incluyendo las pérdidas en dicho instante. Este

parámetro es muy significativo para evaluar la estabilidad del sistema, y en los cuales la predicción resulta una herramienta clave.

Se define el índice de penetración medio de la energía eólica (Eq4.3) para un periodo dado en un sistema eléctrico en función de la energía inyectada al sistema en un instante dado como:

$$\zeta_{energia} = \frac{E([t_i, t_f])_{eolica}}{E([t_i, t_f])_{total}} \quad (4.3)$$

Siendo $E([t_i, t_f])_{eolica}$ la totalidad de potencia eólica inyectada a la red en un periodo de tiempo $[t_i, t_f]$ al sistema, y $E([t_i, t_f])_{total}$ la totalidad de la potencia demandada en el sistema eléctrico incluyendo las perdidas en el mismo periodo.

A continuación se presenta el ranking europeo de índices de penetración de la energía eólica en potencia de sistemas. Se destaca que en Europa se encuentran los países con más altos índices de penetración a nivel mundial.

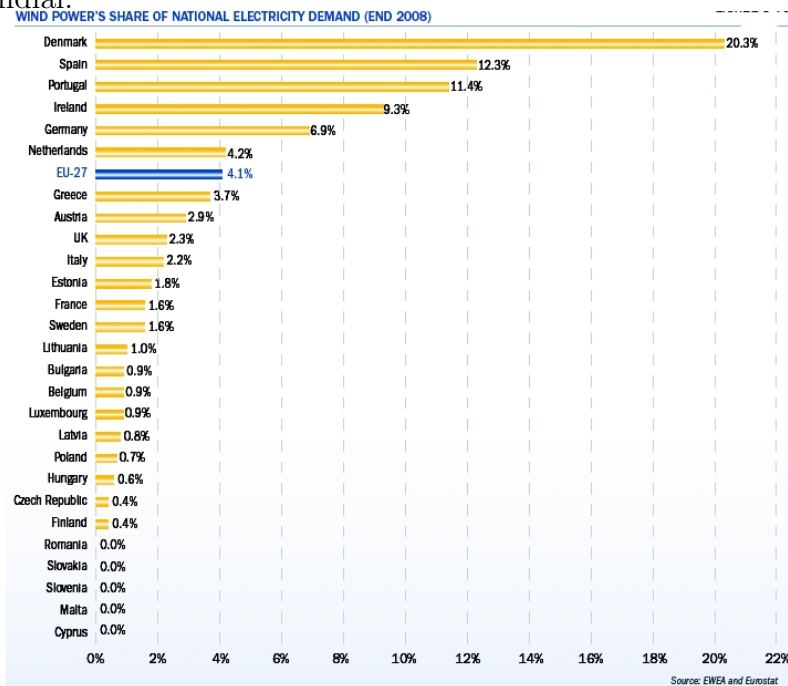


Figura.4.1.índices de penetración en Europa Reporte EWEA 2009

4.2. Sistema eléctrico nacional

A continuación, en la figura 4.2 se presenta el mapa eólico del Uruguay [Cataldo,1994], [Cataldo,2009] superpuesto al sistema de transmisión de energía eléctrica, detallando la ubicación de las centrales de generación de energía eléctrica en el territorio nacional.

Mapa de igual velocidad media anual y líneas de transmisión
Altura 90m

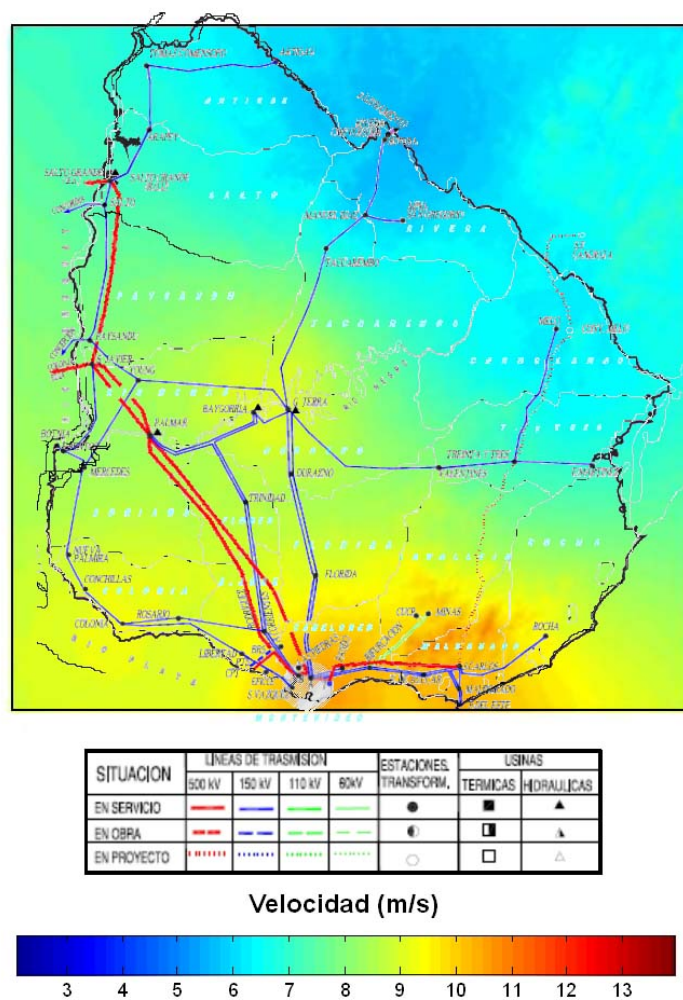


Figura.4.2 Mapa eólico e interconexiones [Cataldo,2009]

4.3. Sistema interconectado regional

El análisis de la incorporación de la energía eólica en el sistema eléctrico, debe ser abordado en términos de la realidad de interconexión regional. En la figura 4.3.1 se presentan las interconexiones existentes en la región referidas al sistema eléctrico uruguayo.

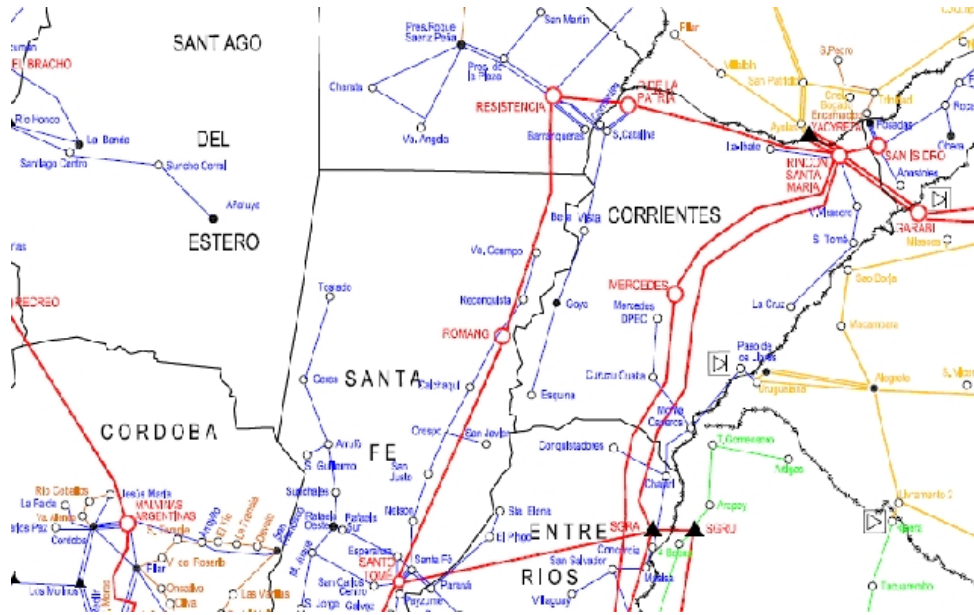


Figura.4.3.1 Interconexiones de energía eléctrica regionales

De acuerdo a la lógica de funcionamiento del sistema eléctrico, la frecuencia del sistema se fija a nivel regional, se definen los distintos niveles de reserva que se tienen que tener disponibles a partir de la incertidumbre asociada en términos del balance generación y demanda.

De acuerdo a [Beroqui, 2011], la regulación primaria de frecuencia debe compensar las variaciones más rápidas del desbalance entre la carga y la generación. Se considera que compensar las variaciones con respecto al promedio horario, es responsabilidad de la regulación primaria y debe dotársela de suficiente reserva para cumplir con ese fin.

La regulación secundaria debe compensar las variaciones más lentas del desbalance entre la carga y la generación despachada, las cuales se reflejan en el valor medio de la frecuencia.

Se considera que compensar las variaciones de los promedios de 10 a 15 minutos, es responsabilidad de la regulación secundaria y debe dotársela de suficiente reserva para cumplir con ese fin.

En la figura 4.3.2 se presentan la referencia de los distintos niveles de reserva primaria y secundaria con las escalas temporales.



Figura.4.3.2 Reservas primarias y secundarias y vinculación con la escala temporal

La reducción de la incertidumbre en el pronóstico de la generación de origen eólico tiene incidencia directa en la baja de las reservas requeridas en el sistema, previstas para compensar la generación con la demanda. En el marco de un sistema interconectado regional se visualiza que el principal impacto asociado al desarrollo de herramientas de predicción de la energía eólica inyectada a la red se refiere a la planificación diaria de los intercambios previstos, a los efectos de no afectar las planificaciones a nivel de los Despachos de Carga de cada país.

4.4. Planificación y Despacho

En el texto -Estrategias de desarrollo energético en los mercados regionales integrados- [Saiz de Bustamante Nunes, 1996] se plantean distintas escalas de tiempo asociadas a los distintos requerimientos de planificación y despacho en los sistemas eléctricos. La planificación de los sistemas eléctricos, en términos de la definición de inversiones a realizar en el sistema, implica la necesidad de conocer la disponibilidad y variabilidad de los recursos y la proyección de la demanda a futuro. En el caso de la generación de origen eólico la evaluación de los proyectos pueden implicar mediciones entre 1 y 2 años [Holtinen, 2006].

Por otro lado ya se tienen las planificaciones de tipo semestral y semanal, en las cuales se incorpora la información respecto al mantenimiento de las distintas centrales ya sea planificado en el caso semestral o indisponibilidad por mantenimiento correctivo en plazos semanales.

La escala de tiempo donde se incorpora la predicción de la energía eólica de corto y muy corto plazo es la escala asociada a la planificación del despacho diario del sistema eléctrico.

El sistema eléctrico nacional, como se presentó en el capítulo anterior, está conformado por un parque generador con una fuerte componente de generación térmico e hidráulica. En el caso del parque generador térmico, salvo restricciones por indisponibilidad de las centrales asociado a mantenimiento planificado o mantenimiento correctivo, la energía puede ser inyectada a la red en la medida que el operador del sistema tome la decisión de incorporar la generación de las centrales al sistema [Meissner, 2011].

En el caso de las centrales hidráulicas se tiene capacidad de represar el agua en los embalses a distintas escalas de tiempo, del orden de tres meses en el caso de Rincon del Bonete hasta 24-72 horas en el caso de la represa de Salto Grande.

La generación de origen eólico debe ser despachada al tiempo que se genera, es decir que toda la energía que es captada por el área de barrido de palas de los aerogeneradores, instalados y con disponibilidad debe ser volcada a la red.

Al desarrollar una herramienta de predicción se tiene por objetivo generar información respecto a la generación que se tendrá entre las 1-48 horas siguientes de tal forma de minimizar la incertidumbre en la generación eólica, a distintos plazos temporales [Fox, 2007], [Ackermann, 2005].

Capítulo 5

Predicción de la Energía Eólica

Dada la naturaleza del recurso eólico, resulta de suma utilidad disponer de una herramienta que pronostique la generación de energía eólica que se tendrá en el futuro con bajos niveles de errores, de tal forma de bajar la incertidumbre en el despacho del sistema eléctrico.

5.1. Incertidumbres en la demanda y en la generación

En la figura 5.1, se presenta la demanda de energía eléctrica en términos de valores medios horarios para el mes Mayo de 2009 trazado de azul, así como la generación que se tendría en ese mes asociada a una potencia de un parque eólico de 500 MW que hubiera estado instalado. La simulación fue generada a partir de series históricas de velocidad de viento y curvas de funcionamiento de aerogeneradores, considerando una potencia nominal de parque de 500 MW (trazado rojo).

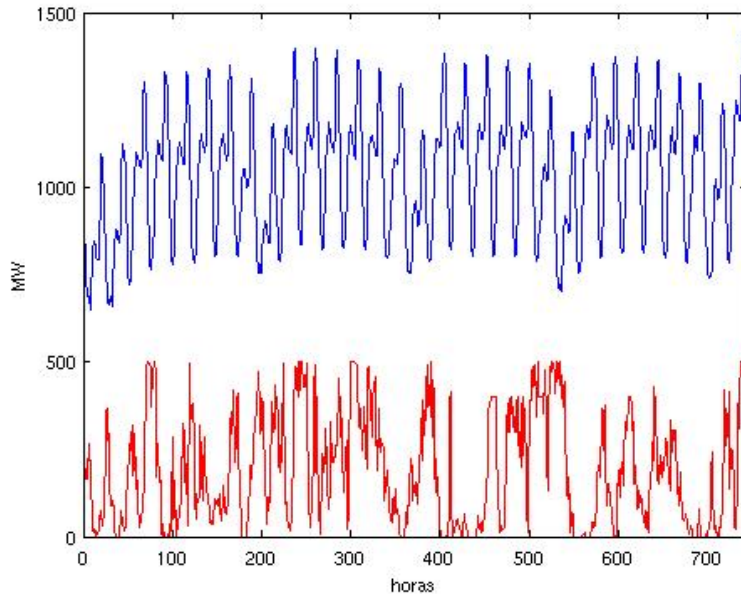


Figura5.1 Uruguay 05-2009. Demanda de energía y simulación de parque eólico de 500MW

Como se puede ver en la figura 5.1 la variación de la demanda tiene asociada ciclos diarios y semanales. Las principales variaciones en la demanda están asociadas a cambios en condiciones climáticas que puedan requerir suministro de energía para adecuar las condiciones de confort. Por otro lado, en la simulación de la energía eólica que se generaría en un parque eólico de 500 MW se visualiza la naturaleza fluctuante de la generación. Se define la incertidumbre neta en la demanda σ_{neta} Eq5.1, como la incertidumbre respecto a la demanda más la incertidumbre respecto a la generación de energía eólica. De esta forma la información que se genere respecto a la generación futura de la energía eólica implica una baja en la incertidumbre de la energía eólica generada y por consiguiente una baja en la incertidumbre del sistema.

$$\sigma_{neta}^2 = \sigma_{demanda}^2 + \sigma_{eolica}^2 \quad (5.1)$$

Se busca entonces con la predicción de la generación de parque eólicos desarrollar modelos a los efectos de determinar la generación de energía eléctrica de origen eólica con el menor nivel de incertidumbre posible.

Esta información se debe conocer con un período de anticipación sufi-

ciente, de tal forma de resolver el despacho del sistema eléctrico.

5.2. Formulación del problema de predicción

Desarrollar una herramienta de predicción, implica generar información de lo que sucederá en el futuro en términos de la descripción de la evolución temporal de una variable p , a partir de la información disponible en el presente y pasado. Se busca que la información generada presente el menor grado de incertidumbre posible. Entendiendo la incertidumbre como una estimación del error futuro, es decir del error pronosticado. La variable p en general, será una variable que evoluciona en forma continua, y se describe y mide en términos de una serie discreta temporal $p_t, t \in Z^+$, es decir siendo p_t el valor de la variable asignado al instante t [Pinson, 2006].

La serie temporal asociada a la generación de energía eléctrica de origen eólico p_t , puede ser la serie temporal asociada a los valores instantáneos o valores medios en un periodo, de la generación de un aerogenerador, de un parque eólico o la de una zona de generación dada.

En general, la información es presentada en una base horaria, en lo que se refiere a la presentación de la misma. Los valores que se manejan en este trabajo serán presentados en términos de valores medios horarios. La predicción de una variable p realizada en un instante t , para un horizonte temporal de predicción $t + k$, se nota $\hat{p}_{t+k|t}$ aunque también se notará $\hat{p}(t + k|t)$.

Sea una variable p , la cual puede ser descrita en todo momento en forma determinista por una variable x (Eq5.2), con $x \in R^n$.

$$p = h(x) \tag{5.2}$$

Si en particular interesa conocer la evolución en el tiempo de la variable p_t , en función de los valores que tomaron en el pasado $[t - m, t]$, la

variable p_t y un conjunto de variables x_t , $x \in R^n$, la formulación general del problema se puede plantear como se describe en la (Eq5.3)

$$p_t = g(p_{t-1}, p_{t-2}, \dots, p_{t-m}, x_{t-1}, x_{t-2}, \dots, x_{t-m}) + e_t \quad (5.3)$$

Siendo e_t el error en el pronóstico de p_t asociado al instante de tiempo t , y m el lapso de tiempo a lo largo del cual se utiliza la información disponible para describir la evolución en el tiempo de la variable p_t . La

formulación entonces de la predicción en el tiempo de x y p , se plantean en (Eq5.4),(Eq5.5).

Se define e_t^x el error en el pronóstico de la variable x asociado al instante de tiempo t .

$$\hat{x}_{t+k|t} = f_x(x_t, x_{t-1}, x_{t-2}, \dots, x_{t-m}) + e_t^x \quad (5.4)$$

$$\hat{p}_{t+k|t} = f(p_t, p_{t-1}, p_{t-2}, \dots, p_{t-m}, x_t, x_{t-1}, x_{t-2}, \dots, x_{t-m}) + e_t \quad (5.5)$$

En particular, en el caso de la energía eólica, dado los aerogeneradores instalados, conocida la curva de funcionamiento de los mismos y por lo tanto C_p calor específico a presión constante, en cada caso, entonces la potencia es función de la velocidad del viento y de la densidad del aire, en cada uno de los puntos donde se instalen los aerogeneradores (Eq5.6).

$$P = C_p \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (5.6)$$

La densidad del aire se puede modelar a partir de la ley de los gases ideales, pudiendose hacer correcciones por la humedad contenida en el mismo. Asumiendo que la densidad varía solamente por cambios en la temperatura se tiene que la potencia inyectada a la red es función de la velocidad a la altura del eje y de la temperatura, v , T , en los distintos puntos donde se tengan instalados los aerogeneradores figura5.2



Figura5.2 Parque eólico “Ing Emanuele Cambilargiu”

El desarrollo de herramientas de predicción implica hacer el diseño dando respuesta a las siguientes interrogantes [Bovas, 2005], para el problema en particular que se está estudiando:

- ¿Qué grado de precisión se necesita?
- ¿Cuál es el horizonte temporal que interesa?
- ¿Qué nivel de costo de la herramienta es admitido por el caso de análisis y de aplicación?
- ¿Qué información se tiene disponible?

Teniendo en cuenta las preguntas que se formularon antes, en las siguientes secciones, se planteará la metodología de tal forma de lograr el valor pronosticado y el nivel de incertidumbre asociado así como identificar errores cometidos por el modelo.

Asimismo se presentarán aspectos vinculados al horizonte temporal y, por otro lado, pronósticos para distintos intervalos temporales de integración. El costo de la herramienta de predicción se planteará en términos de recursos informáticos así como de tiempos de cálculo.

Se planteará la información en términos de mejoras a ser consideradas en el futuro a los efectos de bajar la incertidumbre.

A los efectos de contextualizar el desarrollo se presenta en la siguiente sección el estado del arte del desarrollo de las herramientas de predicción

5.3. Tratamiento de errores

A los efectos de contrastar distintas herramientas de predicción, así como evaluar la calidad del pronóstico, se ha estandarizado la presentación de los errores, la definición de parámetros para el cálculo de errores como se puede ver en [Madsen, 2004]. La misma ha sido asumida por diversos actores en la actualidad [Pinson, 2006], [Fox, 2007].

Sea P la potencia eléctrica de origen eólico inyectada a la red, se define el error asociado en la predicción, (Eq5.7)

$$e(t + k|t) = P(t + k) - \hat{P}(t + k|t) \quad (5.7)$$

También se puede presentar en forma normalizada, dividido por la potencia nominal eólica instalada P_{inst} (Eq5.8)

$$e(t + k|t) = \frac{1}{P_{inst}}(P(t + k) - \hat{P}(t + k|t)) \quad (5.8)$$

El error tiene dos componentes o fuentes independientes, pudiendose presentar como la suma de errores sistemáticos μ_e y errores aleatorios ξ_e (Eq5.9)

$$e = \mu_e + \xi_e \quad (5.9)$$

Los errores sistemáticos se calculan a partir del valor medio de los errores, ya que la componente aleatoria ξ_e tiene un valor medio igual

a cero. El valor medio del error es calculado en todo el período de predicción, BIAS, (Eq5.10).

$$BIAS(k) = \hat{\mu}_e(k) = \bar{e}(k) = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^{t=N} e(t+k|t) \quad (5.10)$$

Dos parámetros utilizados para medir la calidad de la predicción son la media absoluta del error (Mean Absolute Error, MAE), y la raíz del valor medio cuadrático del error (Mean Square Error, RMSE), (Eq5.11)(Eq5.12)(Eq5.13)

$$MAE(k) = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^{t=N} |e(t+k|t)| \quad (5.11)$$

$$MSE(k) = \frac{1}{N} \sum_{t=1}^{t=N} (e(t+k|t))^2 \quad (5.12)$$

$$RMSE(k) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{t=1}^{t=N} (e(t+k|t))^2} \quad (5.13)$$

Los errores sistemáticos aportan al cálculo del MAE y del RMSE. Se define, por otro lado, la desviación estándar de los errores en la cual sólo contribuyen al cálculo los errores aleatorios (estándar deviation of errors SDE)(Eq5.14).

$$SDE(k) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{t=1}^{t=N} (e(t+k|t) - \bar{e}(k))^2} \quad (5.14)$$

5.4. Efecto de la curva de funcionamiento

La variable de interés que se plantea predecir es la potencia o energía generada por un conjunto de aerogeneradores instalados en un parque eólico o un conjunto de parques eólicos. Resulta entonces relevante analizar el efecto de la curva de funcionamiento de un aerogenerador en el MAE o el MSE.

La curva de funcionamiento de un aerogenerador actúa como un filtro para errores en el pronóstico de la velocidad menores a la velocidad de cut in, amplifica los errores entre la velocidad de cut in y la velocidad nominal, y nuevamente filtra los errores para velocidades mayores a la velocidad nominal [Pinson, 2006].

5.5. Estado del arte modelos de predicción

El horizonte temporal de predicción es muy importante en el sentido de la modelación. Se tienen predicciones de corta duración (24-72 horas), [Giebel, 2007] y las de muy corta duración hasta 6 horas [Nielsen, 2011].

Los modelos que generan pronósticos a partir de la modelación de la dinámica de los procesos involucrados en la circulación general de la atmósfera y fenómenos de transporte en la la capa límite atmosférica, se denominan modelos de corta duración [Lange, 2005].

En el marco del proyecto ANEMOS [Marti, 2006] desarrollado en los países de la Unión Europea, se realizan evaluaciones de las herramientas de predicción de la energía eólica. En particular en uno de los artículos [Karioniotakis, 2004] orientado a dar respuesta a la interrogante:

¿Que desempeño se puede esperar de los modelos de predicción numérica de corta duración dependiendo de las características del terreno?.

Se concluye que los modelos numéricos basados en modelos de circulación general de la atmósfera deben lograr mayores niveles de resolución en casos de topografía compleja. Se llega a dicha conclusión a partir del análisis de distintas herramientas de predicción orientadas a generar pronósticos en sitios con distintas características en términos del tipo de terreno.

5.5.1. Modelos en base a modelos GCM

Los modelos de Circulación General de la Atmósfera, cuyas siglas en inglés General Circulation Model (GCM), se plantean dar solución al sistema de ecuaciones que rigen los fenómenos físicos asociados a la circulación del aire en la atmósfera.

En la figura 5.5.1 se presenta el diagrama de bloques presentado por Arakawa en términos de la representación de las distintas interacciones entre procesos que se tienen presentes en la atmósfera.

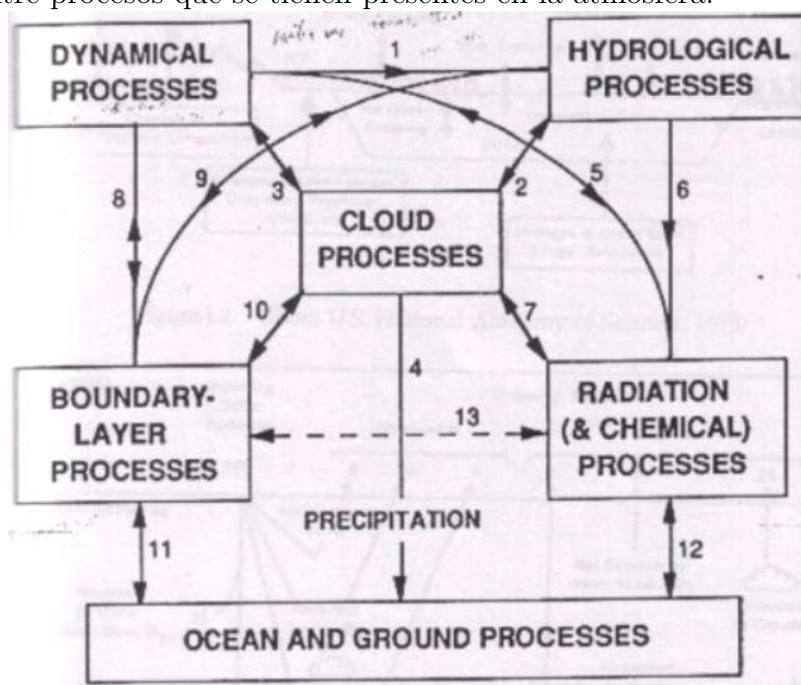


Figura 5.5.1 Diagrama de interacciones entre procesos para modelos GCM

Formulación del sistema de ecuaciones que gobiernan el estado atmosférico

Bjerknes en 1904 formuló el sistema de siete ecuaciones asociadas a siete incógnitas que gobiernan el estado de la atmósfera.

- Conservación de la cantidad de movimiento, segunda ley de Newton (tres ecuaciones, tres componentes del campo de velocidades atmosférico).

- La ecuación de conservación de la masa, asociada al campo de velocidades.
- Ecuación de estado de los gases ideales.
- Primera Ley de la termodinámica de la conservación de la energía.
- Conservación de la masa de agua.

Siendo entonces las variables atmosféricas para cada punto de la atmósfera:

- las tres componentes del campo de velocidades
- la presión
- la temperatura
- la densidad
- el contenido de humedad

Se define la temperatura potencial θ de acuerdo a (Eq5.15)

$$\theta = T \left(\frac{p_0}{p} \right)^{\frac{R}{C_p}} \quad (5.15)$$

Siendo T la temperatura del aire, p_0 la presión de referencia, p la presión del aire, R la constante universal de los gases y C_p el calor específico. θ es representativa de una temperatura que se tendría si la parcela de fluido a una temperatura T y presión p se expandiera en forma adiabática hasta una presión de referencia p_0 la cual se toma como referencia $p_0 = 100kPa$. Es habitual que los modelos de circulación general de la atmósfera formulen la primera ley de la termodinámica en términos de θ , en lugar de T .

Se destaca el estudio de [Monteiro, 2009] referido al estado del arte de los modelos de predicción desarrollado por el laboratorio Argone, en

dicho trabajo se hace una descripción detallada de los distintos modelos de circulación general operativos en la actualidad los cuales podrían ser utilizados para la predicción de la energía eólica:

- Global Forecast System (GFS) National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) (U.S.A.)
- The Navy Operational Global Atmospheric Prediction System (NOGAPS) United States Navy (USN) (U.S.A.)
- Global Environmental Multiscale Model (GEM) Recherche en Prévision Numérique (RPN), Meteorological Research Branch (MRB), and the Canadian Meteorological Centre (CMC)
- Integrated Forecast System (IFS) European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (based in England)
- Unified Model (UM) UK Met Office
- German Global Meteorological Model (GME) Deutscher Wetterdienst (DWD), the German Weather Service
- Recherche en Prévision Numérique (RPN), Meteorological Research Branch (MRB), and the Canadian Meteorological Centre (CMC)
- ARPEGE French Weather Service, Météo-France
- Intermediate General Circulation Model (IGCM) University of Reading, Department of Meteorology (England)

5.5.2. Asimilación de datos

Las condiciones iniciales del modelo se tienen a partir de la red mundial de observaciones a escala planetaria ver en figura 5.5.3. Luego se denomina asimilación de datos a la interpolación de datos observados en una grilla irregular en la grilla del modelo de atmósfera u océano. La asimilación de datos es tan importante como la simulación. El proceso

de asimilación, consiste en combinar las observaciones de un instante dado, en el que se quiere iniciar el modelo, con el propio pronóstico obtenido con el modelo para ese instante, a partir de una inicialización previa.

La interpolación procura suavizar las condiciones iniciales, con vistas a minimizar el margen de error esperado en los pronósticos.

El uso de la asimilación produce condiciones iniciales más consistentes con el funcionamiento del modelo, y por otro lado, contribuye a aportar información donde no se tienen observaciones.

La descripción detallada del proceso se encuentra en [Kalnay, 2003]

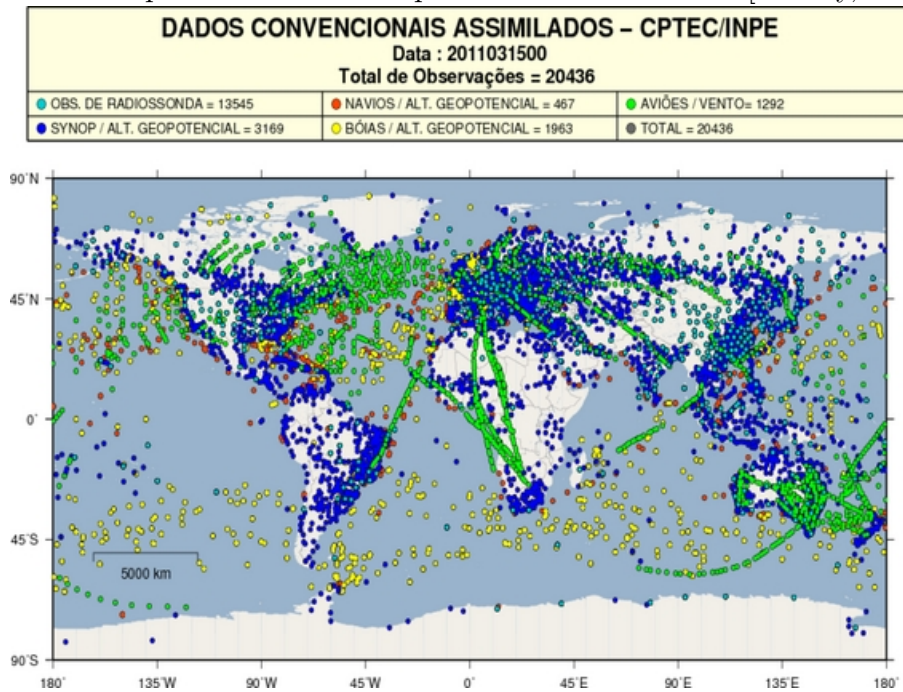


Figura5.5.2 Imagen descriptiva del proceso de asimilación de datos de CPETEC Brasil

5.5.3. Red mundial de generación de datos

La información generada en los procesos de asimilación de datos así como las salidas de los modelos GCM utiliza el formato GRIB (GRIdded Binary).

Este formato estándar es definido por la Organización Meteorológica Mundial.

El formato permite transportar grandes cantidades de información de forma muy eficiente. En el sitio oficial de la Organización Meteorológica Mundial www.wmo.int se presenta una descripción de los formatos, procesos de generación y transmisión de datos.

En la figura 5.5.3 se presenta el esquema de funcionamiento del sistema mundial de generación de información respecto a la descripción del estado de la atmósfera. Esta red de generación de información es la que se utiliza a los efectos de la generación de los pronósticos globales operativos en formato GRIB.

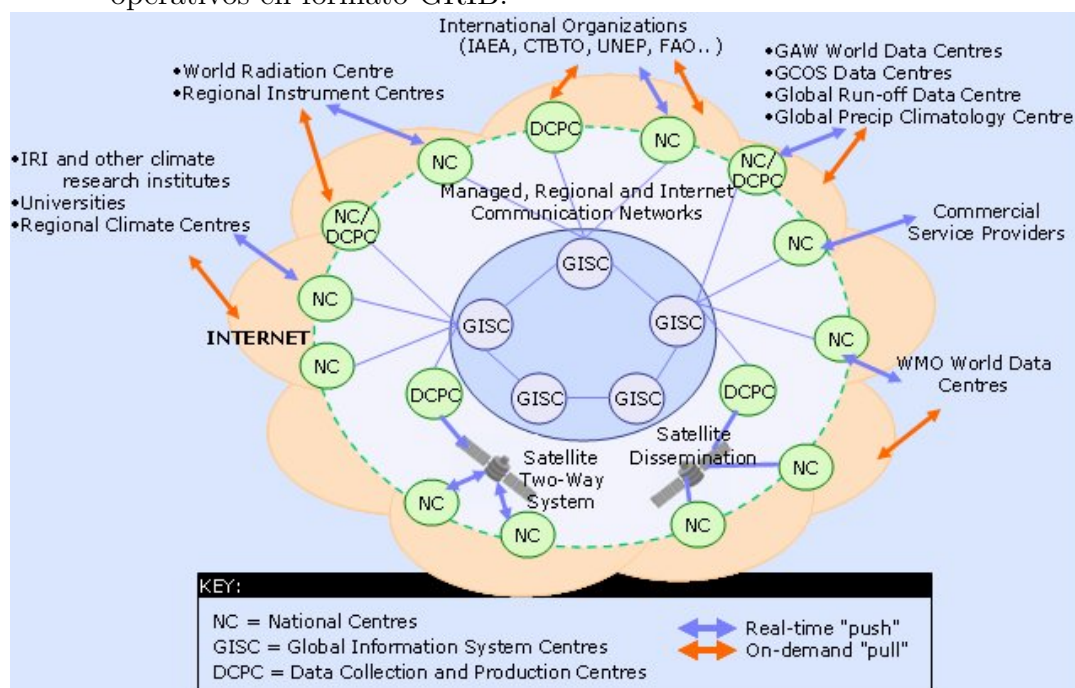


Figura 5.5.3 Estructura de la red de información de datos a nivel global de la atmósfera OMM

5.5.4. La mejora en el desempeño de los modelos GCM

La mejora en el desempeño de los modelos se asocia principalmente a cuatro factores ([Kalnay, 2003]):

- Aumento de la capacidad de procesamiento a partir de la existencia de supercomputadoras, lo cual ha permitido afinar la resolución de los modelos numéricos.
- Mejoras en la representación de los procesos de pequeña escala (cúmulos, precipitaciones, transferencia turbulenta de calor, masa, momento y radiación).
- Mejoras en los métodos de observación y asimilación de datos, lo cual resulta en una mejora de las condiciones iniciales de los modelos.
- Aumento en la densidad de la información disponible, asociada a la red de mediciones a nivel mundial especialmente asociada a datos generados por satélites y aviones en el hemisferio sur

5.5.5. Modelos Regionales

Los modelos regionales utilizan como condiciones iniciales y de frontera las salidas de los modelos de circulación general de la atmósfera. A continuación se presenta un listado de modelos existentes en la actualidad, de acuerdo al estudio realizado por [Monteiro, 2009]:

- Weather Research and Forecasting Model (WRF)
A partnership that includes the NOAA, NCAR,
- Colorado State University, Regional Atmospheric Modeling System (RAMS)
- Fifth Generation Penn State/NCAR Mesoscale Model (MM5)

- Advanced Region Prediction System (ARPS)
- High Resolution Limited Area Model (HIRLAM)
- Global Environmental Multiscale Limited Area Model (GEM-LAM)
- Limited Area, dynamical Adaptation, International Development (ALADIN)
- COSMO Consortium for Small-Scale Modeling (Germany, Switzerland, Italy, Poland, and Greece)
- Skiron/Eta Institute of Accelerating Systems and Applications - University of Athens (IASA)
- Laboratoire d'Aérodynamique (UMR 5560 UPS/CNRS) and CNRM-GAME (URA 1357 CNRS/Météo-France) NOAA (U.S.A)
- Méso-NH Laboratoire d'Aérodynamique (UMR 5560 UPS/CNRS) and CNRM-GAME (URA 1357 CNRS/Météo-France)
- Rapid Update Cycle (RUC) NOAA (U.S.A)

Los modelos regionales permiten incorporar la modelación directa de los fenómenos convectivos profundos asociados a la presencia de cumulus, es decir puede ser realizadas modelaciones numéricas de simulación directa sin parametrización de cumulus para escalas inferiores a los 4 kilómetros.

5.5.6. Modelos de predicción basados en la naturaleza física de los procesos

En la figura 5.5.6 se presenta en términos de diagrama de bloques la lógica de los pronósticos desde la determinación de las condiciones iniciales hasta el pronóstico de la generación de los parques eólicos. Estos modelos permiten generar pronósticos de corta duración con horizontes de predicción que pueden estar entre entre 24 y 72 horas [Marti, 2004] [Badger, 2007].

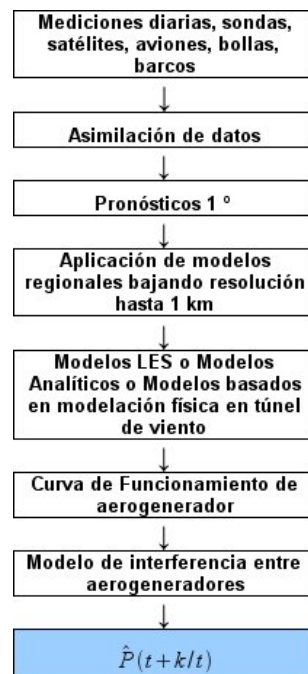


Figura5.5.6 bloques asociado a modelos de predicción basados en la naturaleza física de los procesos

Los modelos basados en la naturaleza física de los procesos implicarían la necesidad de incorporar módulos de resolución de la turbulencia a escalas del orden de la altura de los obstáculos, es decir por ejemplo la incorporación de simulación LES. Los modelos basados en la naturaleza física, implican un gran costo computacional y requieren resolver y modelar procesos a distintas escalas, lo cual tiene asociado un gran nivel de complejidad, teórico y numérico.

5.5.7. Modelos estadísticos

El abordaje estadístico, se basa en el análisis estadísticos de las principales variables asociadas a la generación de energía, como son la velocidad del viento y la temperatura en algún punto o algunos puntos de medición, así como las medidas de generación de energía eólica en los distintos puntos de la red. [Lange, 2005] [Bovas, 2005].

El horizonte de predicción de los modelos con base estadística con bajos niveles de incertidumbre no superan las 4 a 6 horas. Estos modelos se denominan modelos de predicción de muy corta duración [Milligan, 2003].

En la figura 5.5.7 se presenta el diagrama de bloques asociado a modelos de predicción basados en herramientas de tipo estadísticas generadas a partir de mediciones locales como ser velocidades de viento y potencia inyectada a la red por parte de los parques eólicos.

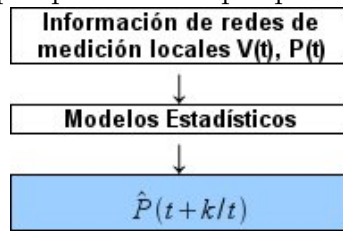


Figura 5.5.7 bloques asociado a modelos de predicción estadísticos

El modelo más común entre los modelos estadísticos es el modelo de persistencia, el cual tiene su fundamento en el valle del espectro de Van der Hoven.

5.5.8. Modelos MOS

Los modelos de tipo mixtos, se basan en salidas de los modelos GCM, los cuales tienen en cuenta la naturaleza física de los fenómenos involucrados, analizando los procesos hasta cierto nivel de resolución, incorporando un último bloque de cálculo de naturaleza estadística. Estos modelos se orientan a generar pronósticos de corta duración. En inglés el último bloque de cálculo se denomina Model Output Statistic (MOS).

En la figura 5.5.8 se presenta el diagrama de bloques asociado a modelos de predicción MOS.



Figura 5.5.8 bloques asociados a modelos de predicción MOS

En particular el modelo que fue desarrollado en este trabajo de tesis se basó en la idea del diseño de un modelo MOS orientado a la vinculación de los fenómenos físicos con los parámetros estadísticos del modelo que se tienen presentes en la generación de energía eólica. Esto es que el perfil de velocidades que es captado por el área de barrido de palas de los aerogeneradores instalados en un parque eólico, depende de la dirección del viento.

Capítulo 6

Predicción de la energía eólica en base a modelos regionales

El desarrollo de una herramienta de predicción de la generación de la energía eólica generada por parques eólicos implica fundamentalmente predecir el campo de velocidades de la capa límite atmosférica a distintas alturas en distintos sitios.

En este sentido será de relevancia disponer de información sobre las características del flujo en capa límite atmosférica, sobre todo para alturas correspondientes al área barrida por las palas del aerogenerador.

En este capítulo se presenta el abordaje en términos específicos de la predicción de corta duración la cual se genera a partir de modelos de Circulación General de la Atmósfera como el GFS y conjunto con la aplicación de modelos regionales como el WRF.

A los efectos de presentar la metodología se describe en primera instancia la red de medición del recurso existente. Luego se presenta brevemente el modelo GFS para luego profundizar el análisis de los modelos regionales como el WRF.

6.1. Calibración del modelo

Para caracterizar el flujo sobre la superficie terrestre, se requiere describir el campo de velocidades en la zona de interés donde se plantee realizar la explotación del recurso eólico.

Desde el punto de vista de la explotación del recurso eólico importa describir las componentes del flujo en un plano horizontal y colineal al eje del rotor del aerogenerador, ya que es la que aporta al flujo de energía cinética captado por la superficie de barrido de las palas de un aerogenerador, dado que la normal a dicha superficie es horizontal.

A los efectos de la calibración de los modelos de predicción, se plantea abordar el análisis enfocando, en una primer etapa el pronóstico de la velocidad a la altura del eje de giro de los aerogeneradores, en los sitios donde se tengan instalados parques eólicos. Este abordaje permite seguir el cálculo y la lógica de desarrollo de la herramienta de predicción con un sentido físico. La calibración del modelo en primer instancia se realizará contrastando valores de pronóstico de velocidades del flujo de la CLA contra valores de velocidades medidos en torres de medición.

6.1.1. Descripción de red de medición utilizada

Los instrumentos más comúnmente usados para medir el viento son los anemómetros de cazoletas y las veletas. El anemómetro de cazoletas mide la magnitud de la componente horizontal de la velocidad sin identificar la orientación del flujo y la veleta mide la dirección desde donde viene el flujo, es decir la dirección del viento. En términos de coordenadas polares un anemómetro de cazoletas indica la amplitud del vector y la veleta indica la dirección en valores en grados $[0^\circ, 359^\circ]$.

La empresa eléctrica pública nacional UTE ha montado un sistema de medición del recurso eólico con anemómetros y veletas instaladas en distintos puntos del territorio nacional. Los instrumentos instalados son marca NRG anemómetros de cazoletas NRG 40 y veletas modelo NRG 200P, el sistema de medición consta de 25 puntos de medición.

En la figura 6.1.1.1 se presentan los puntos de la red de medición del recurso eólico a nivel nacional compuesta por torres de medición en las que se encuentran instalados anemómetros de cazoletas y veletas propiedad de UTE y la DNETN. En el caso de los puntos de medición de UTE se tienen instalados anemómetros de cazoleta y veletas marca NRG. En el caso de la DNETN los instrumentos instalados son Met One Instruments, el modelo de los anemómetros es 010C y el modelo de la veleta es 020C.

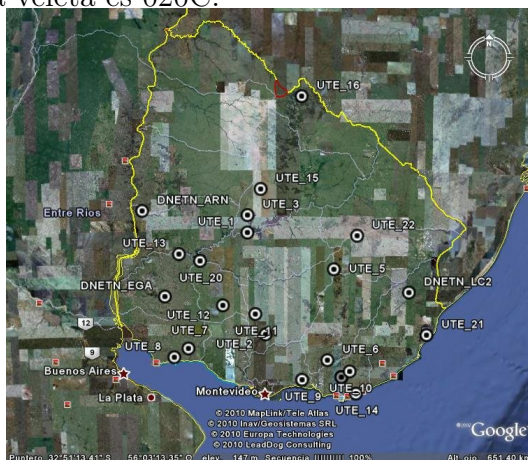


Figura 6.1.1.1 Ubicación de puntos de red de medición en Uruguay UTE-DNETN

Los resultados de las mediciones obtenidas en las estaciones de monitores puesta en marcha por UTE y la DNETN se han considerado a los efectos de la calibración del modelo de predicción. Dicha red de monitoreo presenta puntos de medición con torres dedicadas a la medición eólica y, en otros casos, se tienen instrumentos instalados en torres de telecomunicaciones. En la figura 6.1.1.2 se presenta una imagen de la torre de medición instalada en el punto denominado Pampa.



Figura6.1.1.2 Torre de medición ubicada en Pampa

En casos como el de Pampa, en los cuales los instrumentos que se utilizan para desarrollar la medición del recurso eólico se instalan en mástiles de telecomunicaciones, se deben instalar instrumentos adicionales en distintas direcciones a los efectos de tener mediciones redundantes para lograr una serie histórica no perturbada por la estructura reticulada de la torre. ([Gill, 1967])

Para aplicaciones más específicas donde la caracterización de la turbulencia, o de la componente vertical de la velocidad sea de relevancia en términos de la evaluación del flujo en un sitio en particular, es conveniente utilizar anemómetros ultrasónicos. Estos instrumentos miden las tres componentes de velocidades, por otro lado, son capaces de registrar pequeñas fluctuaciones en el flujo del orden de un hertz.

6.1.2. Parque eólico considerado

En la Sierra de los Caracoles se tienen instalado el parque eólico Emanuele Cambilargiu de 20 MW de potencia instalada, el cual consta de 10 aerogeneradores VESTAS V80-2,0 MW.

En la tabla 6.1.2.1 se presenta las coordenadas asociadas a la ubicación de los aerogeneradores instalados en el parque Emanuele Cambilargiu.

	Latitud	Longitud
WTG1_C2	-34.6420513040517	-54.9630919707072
WTG1_C2	-34.6460432322594	-54.965121657493
WTG3_C2	-34.6523568316368	-54.9679676550664
WTG4_C2	-34.6594428827576	-54.9706424682319
WTG5_C2	-34.663039181486	-54.9722024266951
WTG1_C1	-34.6293038406573	-54.9583100073466
WTG1_C1	-34.6270260486719	-54.9574278291694
WTG3_C1	-34.623159998094	-54.9553849365858
WTG4_C1	-34.6204808897944	-54.9542291874371
WTG5_C1	-34.6180890640119	-54.9530010179837

Figura6.1.2.1 Ubicación de aerogeneradores instalados en parque Emanuelle Cambilargiu

En la figura 6.1.2.2 se presenta la curva de funcionamiento presentada por el fabricante del modelo de aerogenerador VESTAS V80-2,0 MW.

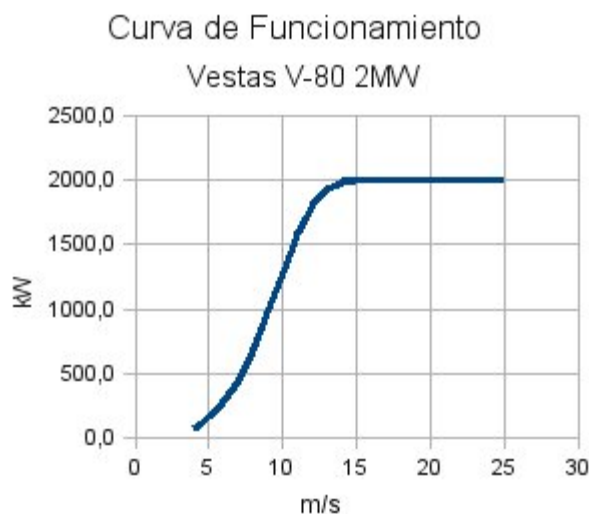


Figura6.1.2.2 Curva de funcionamiento VESTAS V80-2,0 MW

6.2. Modelo GCM GFS-NCEP

El Modelo de Circulación General de la atmósfera (General Circulation Model GCM), que fue utilizado a los efectos de la aplicación del modelo regional y el desarrollo de pronósticos de la energía generada por parques eólicos, es el Global Forecast System GFS. GFS es un modelo desarrollado por NCEP. La principal ventaja de la utilización del modelo GFS es la disponibilidad pública de los pronósticos, ensembles e información estadística de errores en pronósticos.

[Sela, 2009] presenta una descripción del sistema de coordenadas eta, el

cual es mismo utilizado por el modelo WRF-ARW. Se puede encontrar una descripción de los fundamentos del modelo en en el sitio web de NCEP *www.emc.ncep.noaa.gov*.

En la figura 6.2 se presenta un indicador de performance de distintos modelos GCM, para el hemisferio norte y el hemisferio sur, como se puede ver, se ha tenido un significativo avance en los resultados obtenidos por los modelos.

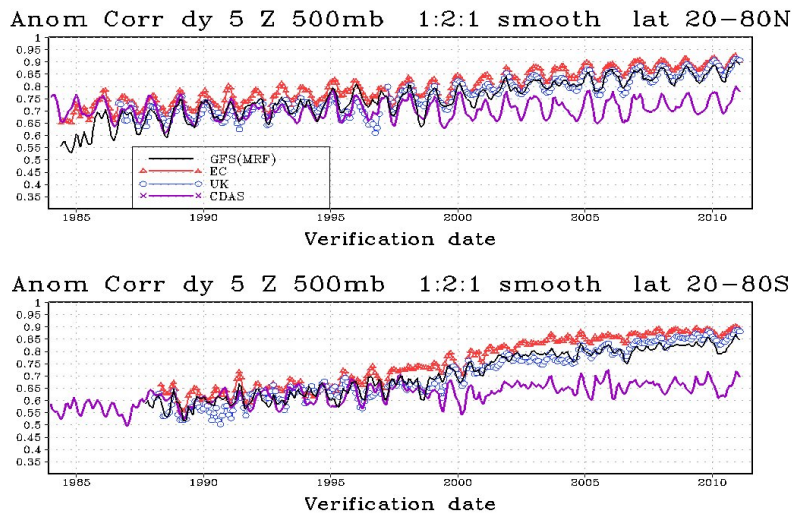


Figura6.2 Evolución histórica de la performance de modelos GCM

6.3. Principales formulaciones del modelo regional WRF-ARW

El modelo utilizado para la simulación fue el Weather Research and Forecasting Advanced Research (WRF-ARW), el cual es un modelo numérico de circulación atmosférica, puede ser utilizado tanto como un modelo regional como un modelo de circulación general [Skamarock, 2005].

El desarrollo de este modelo resulto del esfuerzo de un conjunto de agencias en Estados Unidos: National Center for Atmospheric Research’s (NCAR) Mesoscale and Microscale Meteorology (MMM) Division, el National Oceanic and Atmospheric Administration’s (NOAA), el National Centers for Environmental Prediction (NCEP) y Earth System

Research Laboratory (ESRL), el Department of Defense's Air Force Weather Agency (AFWA) y el Naval Research Laboratory (NRL), el Center for Analysis and Prediction of Storms (CAPS) de la Universidad de Oklahoma, y el Federal Aviation Administration (FAA).

El WRF permite realizar distintas configuraciones en las parametrizaciones de los distintos módulos del cálculo del modelo.

6.3.1. Descripción del modelo WRF-ARW

[Skamarock, 2005] presenta con profundidad las formulaciones del modelo WRF-ARW, en los siguientes puntos se describe en forma resumida las principales características.

- Ecuaciones: Fluido compresible, ecuaciones de Euler no-hidrostáticas, con opción hidrostática. Ecuaciones conservativas para magnitudes escalares.
- Variables de pronóstico: Componentes de velocidad horizontal y vertical en coordenadas cartesianas, de perturbación de temperatura geopotencial, perturbación geopotencial, perturbación en presión de aire seco. Opcionalmente energía cinética, y un conjunto de escalares como ser humedad relativa, lluvia, y componentes químicos.
- Coordenadas verticales: Siguiendo la topografía del terreno, la presión hidrostática, con la posibilidad de ajustar la discretización vertical. La frontera superior del modelo es a presión constante.
- Grilla Horizontal: Grilla C de Arakawa
- Integración de Tiempo: Runge-Kutta 2° y 3°.
- Discretización espacial Opciones de advección de 2° a 6° horizontal y vertical.
- Mezcla turbulenta y filtros: Amortiguación de divergencia, filtros de modos externos. Opción de filtros explícitos.

- Condiciones Iniciales: Tres dimensiones para casos reales. Filtro digital de condiciones iniciales, Digital Filtering initialization (DFI).
- Anidamiento de grillas: One-way, two way-nesting.

6.3.2. Grilla C de Arakawa

El modelo numérico resuelve las ecuaciones por el método de las diferencias finitas, utilizando un grillado C de Arakawa a los efectos de la dscretización horizontal y vertical, en la siguiente figura 6.3.2 se presenta el formato de la grilla.

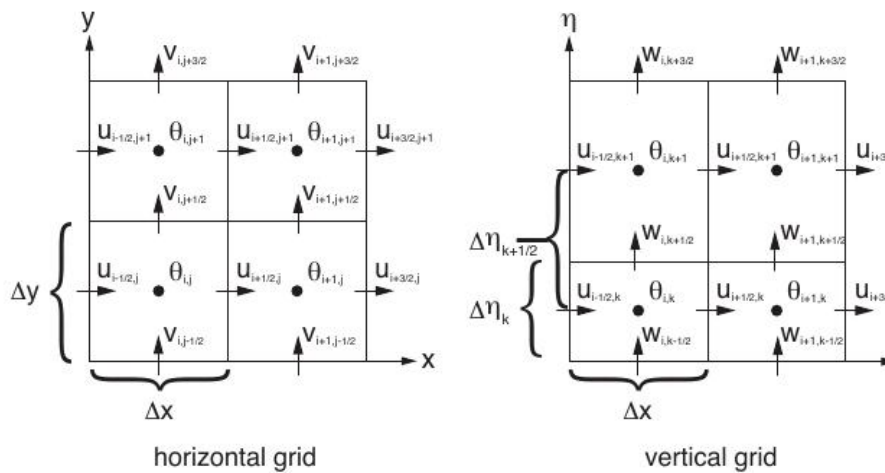


Figura6.3.2 Grilla C de Arakawa

6.3.3. Sistema de coordenadas η

[Phillips, 1957] define una coordenada vertical que permite que la superficie de la tierra tenga un valor de dicha coordenada constante, y al mismo tiempo permite escribir el sumando correspondiente al gradiente de presión de la ecuación de cantidad de movimiento de manera consistente con la aproximación hidrostática, válida para movimientos atmosféricos de escala relativamente grande (como las ondas sinópticas, por ejemplo). [Laprise, 1992] propone una generalización de la coordenada

vertical de [Phillips, 1957] para ser utilizada en simulación de casos no hidrostáticos. A estos efectos, define una componente hidrostática de la presión, p_h .

Las ecuaciones del modelo WRF son formuladas en términos de la coordenada vertical, tomando como referencia el terreno y definiendo la coordenada de presión hidrostática estática vertical η (Eq6.1), (Eq6.2).

$$\eta = \frac{(p_h - p_{ht})}{\mu_d} \quad (6.1)$$

$$\mu_d = (p_{hs} - p_{ht}) \quad (6.2)$$

Donde p_h es la presión hidrostática en el punto, p_{ht} el valor en el tope de la atmósfera cuyo valor por defecto es 5000 Pa, y p_{hs} a nivel de la superficie terrestre, se define μ_d como la diferencia entre p_{hs} y p_{ht} (Eq6.2). En la figura 6.3.3, se representan distintos niveles verticales η , Eq6.1 Eq6.2 a partir de la topografía de la superficie terrestre.

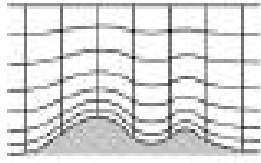


Figura6.3.3 Coordenada vertical η en modelo WRF

En (Eq6.3) se presenta la expresión asociada a de considerar un estado básico de presiones hidrostático en función de la variable η definida, y de la densidad ρ .

$$\mu(x, y)_d \Delta \eta = -g \rho \Delta z \quad (6.3)$$

$\mu(x, y)_d$ representa la masa de aire en la columna ubicada sobre el punto de referencia (x,y). Se definen además variables de estado (U, V, W) en la Eq.6.4, como el producto entre μ_d y la velocidad en el punto (u, v, w), siendo ϕ la altura geopotencial (Eq6.5). Se presentan en (Eq 6.6), (Eq 6.7) las variables que se construyen a partir de producto de las componentes de velocidad y temperatura geopotencial, por la densidad.

$$\mathbf{V} = (U, V, W) = \mu_a(u, v, w) \quad (6.4)$$

$$\phi = gz \quad (6.5)$$

$$\Omega = \mu\dot{\eta} \quad (6.6)$$

$$\Theta = \mu\theta \quad (6.7)$$

6.3.4. Sistema de Ecuaciones en coordenadas η

La formulación del WRF presenta las ecuaciones de movimiento de Euler en función de la presión hidroestática adimensionalizada η . De acuerdo a la formulación desarrollada por [Laprise, 1992], se muestra que el sistema de ecuaciones puede ser usado tanto para la solución exacta del sistema de ecuaciones hidroestático como bajo la hipótesis anelástica de Boussinesq, así como para soluciones no hidroestáticas en general. En dicho trabajo concluye que a los efectos de la aplicación de modelos numéricos en los cuales se asume una condición de frontera de superficie libre en el tope de la atmósfera, el sistema de ecuaciones η presenta ventajas en la implementación numérica computacional. Esto puede ser visto en términos de que en valor de las coordenadas verticales del modelo varían entre $\eta = 1$ en la superficie y $\eta = 0$ en el tope de la atmósfera considerada superficie libre, para todo (x, y) . En caso de usar la misma hipótesis en el sistema de coordenadas (x, y, z) se tendría para cada (x, y) un valor de condición de frontera en términos de la coordenada vertical para el tope de la atmosférica (superficie libre) z distinto.

Se presenta las ecuaciones de acuerdo a la nomenclatura presentada por [Skamarock, 2005], presentándose el balance de cantidad de movimiento (Eq 6.8), (Eq 6.9) (Eq 6.10), el primer principio termodinámico (Eq 6.11) de conservación de la energía, el balance de masa (Eq 6.12) y la

ecuación de diagnostico (Eq 6.13), correspondiente a la derivada total con respecto al tiempo de ϕ , la cual surge a partir del cambio de variables definido por el sistema de coordenadas verticales η . Los términos F_U, F_V, F_W, F_Θ son los términos forzantes asociados al intercambio de cantidad de movimiento turbulento al cual se le agrega el término de coriolis.

$$\partial_t U + (\nabla \cdot \mathbf{V}u) - \partial_x(p\partial_\eta\phi) + \partial_\eta(p\partial_x\phi) = F_U \quad (6.8)$$

$$\partial_t \mathbf{V} + (\nabla \cdot \mathbf{V}v) - \partial_y(p\partial_\eta\phi) + \partial_\eta(p\partial_y\phi) = F_V \quad (6.9)$$

$$\partial_t W + (\nabla \cdot \mathbf{V}w) - g(\partial_\eta p - \mu) = F_W \quad (6.10)$$

$$\partial_t \Theta + (\nabla \cdot \mathbf{V}\Theta) = F_\Theta \quad (6.11)$$

$$\partial_t \mu_d + (\nabla \cdot \mathbf{V}) = 0 \quad (6.12)$$

$$\partial_t \phi + \mu^{-1}[(\mathbf{V} \cdot \nabla \phi) - gW] = 0 \quad (6.13)$$

En (Eq6.14), se presenta la ecuación de estado del aire considerando la formulación de gas ideal, siendo R_d la constante de gas ideal asociado a aire seco α el inverso de la densidad $\alpha = 1/\rho$ y γ el coeficiente de expansión politropica $\gamma = c_p/c_v$

Siendo 6.14, la ecuación de estado asumiendo comportamiento de gas ideal expresada en función de θ

$$p = p_0(R_d\theta/p_0\alpha)^\gamma \quad (6.14)$$

Se definen la nomenclatura utilizada en forma genérica, (Eq6.15),(Eq6.16)

:

$$\nabla \cdot \mathbf{V}a = \partial_x(Ua) + \partial_y(Va) + \partial_\eta(\Omega a) \quad (6.15)$$

$$\mathbf{V} \cdot \nabla a = U\partial_x a + V\partial_y a + \Omega\partial_\eta a \quad (6.16)$$

6.3.5. Paso de integración temporal

Las ecuaciones (Eq 6.8),(Eq 6.9), (Eq 6.10), (Eq 6.11), (Eq 6.12) y (Eq 6.13) a integrar incluyen dentro de sus soluciones ondas de gran velocidad de propagación, tales como las ondas acústicas. Esto podría implicar pasos de discretización temporal muy pequeños a los fines de mantener las condiciones de estabilidad lineal, lo que sería sumamente costoso. El sistema de integración utilizado permite utilizar intervalos temporales mayores manteniendo la estabilidad, sin necesidad de modificar las ecuaciones de modo que estas excluyan las ondas sonoras, como es el caso de las aproximaciones hidrostática o anelástica.

Se define la variable de pronóstico $\Phi = (U, V, W, \Theta, \phi', \mu', Q_m)$ siendo $\Phi^t = R(\Phi)$ el WRF, permite definir el paso de integración temporal, destacandose dentro de las opciones el paso de integración temporal desarrollado por [Wicker, 2002] [Skamarock, 2005]. En en Eq 6.17, Eq 6.18 y Eq 6.19, se presentan los pasos de integración temporal de tal forma de avanzar desde $\Phi(t)$ a $\Phi(t + \Delta t)$

$$\Phi^* = \Phi^t + \frac{\Delta t}{3} R(\Phi^t) \quad (6.17)$$

$$\Phi^{**} = \Phi^t + \frac{\Delta t}{2} R(\Phi^*) \quad (6.18)$$

$$\Phi^{t+\Delta t} = \Phi^t + \Delta t R(\Phi^{**}) \quad (6.19)$$

En la figura 6.3.6 se presenta la visualización del proceso de integración temporal.

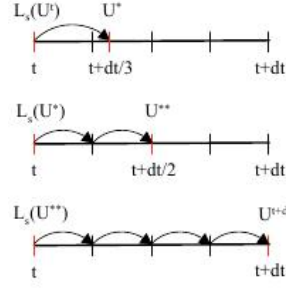


Figura6.3.6 Integración temporal de tercer orden de Runge-Kutta

Dicho paso de integración temporal permite la resolución de en pasos intermedios asociados a pasos de tiempo menores que el paso de tiempo principal del modelo Δt , lo cual de acuerdo a lo indicado en el trabajo de [Wicker, 2002], logra mayor estabilidad numérica y menor costo computacional, logrando asimilar información asociada a perturbaciones acústicas.

6.3.6. Balances discretizados

A los efectos de visualizar la discretización de los balances en el modelo se presenta un ejemplo de balance de masa en dos dimensiones Eq 6.20y de una magnitud escalar Eq 6.21, discretizados en la grilla C de Arakawa.

Masa en el volumen de control $(\Delta x \Delta \eta) \mu^t$ Magnitud escalar en el volumen de control $(\Delta x \Delta \eta) (\mu \phi)^t$

$$(\Delta t^{-1} \Delta x \Delta \eta) (\mu^{t+\Delta t} - \mu^t) = [(\mu u \Delta \eta)_{x-\Delta x/2, \eta} - (\mu u \Delta \eta)_{x+\Delta x/2, \eta}] + [(\mu w \Delta \eta)_{x, \eta-\Delta \eta/2} - (\mu w \Delta \eta)_{x, \eta+\Delta \eta/2}] \quad (6.20)$$

$$(\Delta t^{-1} \Delta x \Delta \eta) ((\mu \phi)^{t+\Delta t} - (\mu \phi)^t) = [(\mu u \phi \Delta \eta)_{x-\Delta x/2, \eta} - (\mu u \phi \Delta \eta)_{x+\Delta x/2, \eta}] + [(\mu w \phi \Delta \eta)_{x, \eta-\Delta \eta/2} - (\mu w \phi \Delta \eta)_{x, \eta+\Delta \eta/2}] \quad (6.21)$$

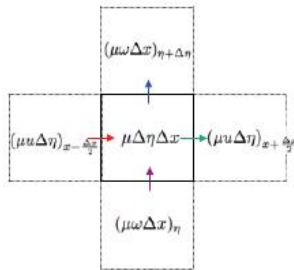


Figura6.3.6 Balance de masa en la grilla C de Arakawa

6.3.7. Parametrización de la Capa Límite

El intercambio de cantidad de movimiento vertical debido a la turbulencia en la capa límite atmosférica, no es resuelta explícitamente por los modelos regionales. La modelación numérica utilizada en los modelos regionales se denominan parametrización de la capa límite atmosférica (en inglés, Planetary Boundary Layer, PBL) las técnicas utilizadas se denominan técnicas de clausura.

En [Muñoz-Esparza, 2011] se presenta el análisis del impacto de las distintas parametrizaciones disponibles en WRF, validando las salidas de un mástil offshore a los efectos de su aplicación en el pronóstico de la energía eólica. En [Pleim, 2006] se presenta una descripción en mayor profundidad de los esquemas de parametrización.

6.3.8. Parametrización de Cumulus

La formación de cumulus, asociada a la convección profunda tienen una relevancia significativa en la dinámica de la circulación atmosférica. El principal parámetro que caracteriza este fenómeno es el denominado potencial disponible de energía convectiva (Convective Available Potential Energy CAPE), tiene asociada una escala de longitud que puede ir entre 1 km y 12 km [Holton, 2004]. Por lo tanto para grillas con mallas del 10 km y superiores el fenómeno de la formación de cumulus, así como de tormentas convectivas asociadas debe ser inferido implí-

citamente. A la modelación de este fenómeno en forma implícita se le denomina parametrización de cumulus.

En el trabajo [Arakawa, 2004], se hace una revisión detallada del estado del arte en la modelación de la convección profunda, la cual se le denomina parametrización de cumulus. [Arakawa, 2004] afirma que si bien se ha tenido un gran desarrollo de los modelos de parametrización de cumulus, aun se plantea como una modelación que requiere mayor maduración. En su análisis presenta la figura 6.3.8 en la que se presentan en forma gráfica los distintos procesos en los que se tiene incidencia la convección profunda y en la que se tienen presente un conjunto de incertidumbres a ser resuelta por la modelación.

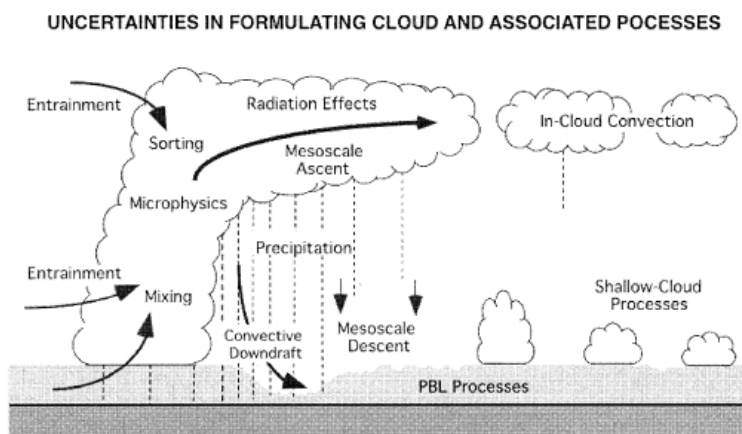


Figura 6.3.8 Procesos asociados a los cumulus

El término denominado Microphysic, se refiere a la física dentro de los cumulus, y la cual también tienen asociados módulos específicos de cálculo numérico en el WRF [WRF 3.3 Guide, 2011].

6.3.9. LES

La lógica de la resolución de los grandes vórtices (large eddies simulation, LES) se refiere a presentar las ecuaciones que rigen el fenómeno, en términos medios en el espacio de tal forma de trabajar en un rango de escalas más reducido asociado a los grandes vórtices que son los responsables de la producción de la energía turbulenta.

A los efectos de presentar la formulación se definen los dos espectros, en función de la escala espacial Δ referida al tamaño medio de los vórtices de tamaño l a los cuales se le asigna un contenido de energía cinética turbulenta. Se define entonces el dominio grueso y resoluble al cual se le asocian los vórtices con una escala $\Delta \gg l$ y el dominio fino con vórtices $\Delta \ll l$

Se define la componentes de la escala en base a los superíndices resoluble r y las escalas finas s . [Chow, 2004] presenta las escalas, en función de la aplicación de los filtros RSFS (resolvable subfilter-scale), y SGS (subgrid scale). Las escalas RSFS resoluble se obtiene luego de pasar un filtro espacial, el cual debe cumplir con las siguientes condiciones:

- Son conmutables tanto las diferenciaciones espaciales como temporales.
- Filtra las fluctuaciones de las escalas finas $\Delta \ll l$
- Las fluctuaciones de la escala resoluble pasan el filtro de modo incambiado $\Delta \gg l$
- Es un filtro pasa bajo en las cuales las escalas finas y las resolubles no tienen componentes de Fourier en común.

Se puede ver en [Chow, 2004] la presentación de la descomposición por escalas, profundizando el análisis del método de viscosidad turbulenta de Smagorinsky. En la figura 6.3.9 se presenta el espectro de potencia de la energía turbulenta y una representación de las escalas RSFS y SGS, NE (representa los errores numéricos).

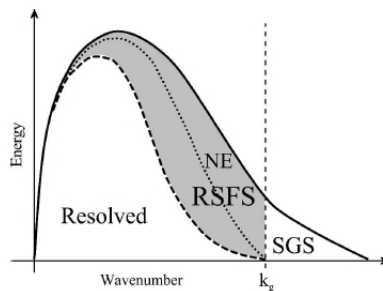


Figura6.3.9 Espectro de la energía turbulenta asociado a [Chow, 2004]

La modelación de tipo LES en WRF implica la no parametrización de la turbulencia por el modelo regional, sino que se resuelve en forma explícita. En el trabajo de [Moeng, 2006] se evalúan diversas aplicaciones implementadas.

En [Kinbara, 2010] se presentan aplicaciones de WRF en regiones urbanas, con anidamientos en cuatro niveles de grilla, en las cuales se incorpora modelación LES.

6.4. Módulos ejecutables de WRF-ARW

En la figura 6.4 se presentan los módulos del WRF. Los bloques STATIC DATA corresponden a información de la base geográfica, como ser topografía y uso del suelo. El bloque GRIB DATA contiene la información de condiciones iniciales, de frontera y pronósticos necesarios la cual se obtiene del modelo NCEP-GFS, que están disponibles en el sitio web de National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA).

Al correr GEOGRID se define el tamaño y ubicación de las grillas. El programa, adquiere la información geográfica de base, en caso de que se incorpore nueva información geográfica. Previamente se deben haber generado archivos binarios con el formato especificado.

UNGRIB determina el formato en el cual se leen y escriben los archivos GRIB, en el caso de la aplicación desarrollada en este trabajo los archivos de pronósticos de NCEP-GFS pueden tener tanto un formato GRIB como GRIB2

METGRID realiza una interpolación en el plano horizontal de la información de las variables meteorológicas.

El ejecutable REAL acondiciona el formato de datos a los efectos de ejecutar el WRF. En el caso de la aplicación de WRF como modelo regional se necesita solo la condición inicial y de frontera. El módulo REAL ajusta las condiciones de frontera en función del paso temporal definido, se ajustan además los niveles de discretización vertical.

El modulo WRF es el modelo numérico, en si mismo. Es el modulo que resuelve numéricamente el sistema de ecuaciones que se definen en función de las parametrizaciones seleccionadas.

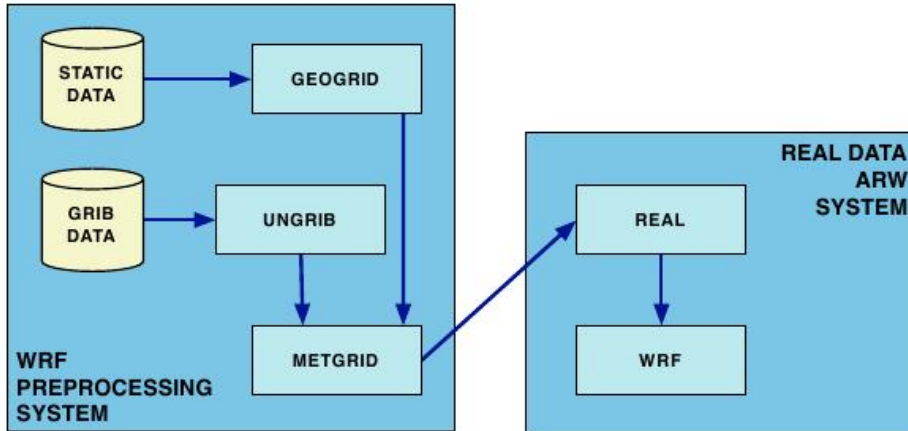


Figura6.4 Diagrama de bloques ejecutables WRF

6.4.1. Información geografica

El modulo ejecutable GEOGRID, genera información en los dominios de interés a partir de información geográfica como ser uso del suelo y topografía.

Se puede optar en cada caso el tipo de información a ser utilizada por el modelo, la cual tiene distintos niveles de discretización: 10 minutos, 5 minutos, 2 minutos, 30 segundos.

A partir de la información del uso de suelo se definen los valores de las variables SLMO (porcentaje de agua en el suelo), SFEM (emisividad del terreno) ,SFZ0 (rugosidad), THERIN (inercia térmica), SCFX (cobertura de nieve).

La información sobre uso del suelo se genera a partir de imágenes satelitales, en las cuales se registra los datos en forma estandarizada, y ajustando criterios a los efectos de presentar la capa de información de carácter público de acuerdo a campos (Anderson, 1976). La información geográfica de base del modelo está basada información a nivel global relevada por U.S. Geological Survey USGS, la cual se corresponde con

imágenes satelitales de 1991-1992. ([Vogelmann, 1998])

Actualización de la información geográfica

Recientemente, se han tenido nuevos resultados respecto al uso del suelo a nivel global, destacandose en particular el trabajo Global Cover 2009 de la European Space Agency(ESA), Univesite Chatolique Luvaine (UCL) ([Bontemps, 2011])

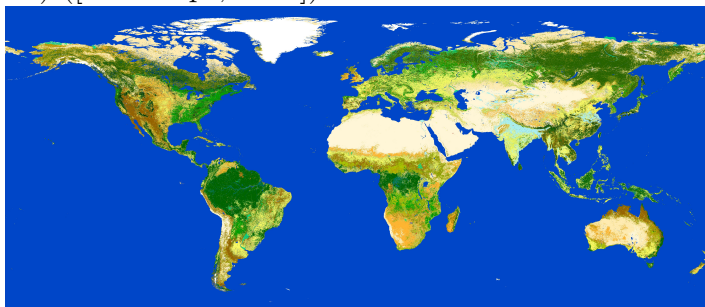


Figura6.4.1 Globalcover2009 Agencia Espacial Europea

Por otro lado se tienen productos en forma periódica por parte de MODIS.

En el marco del proyecto de fin de carrera de grado en computación FING-UdelaR Flevaris-Gadea-Souteras,2011 se han tenido significativos avances en el uso de la información contenida en los productos MODIS de la NASA(Nacional Aeronautics and Space Administration), generandose archivos binarios de 15 segundos de resolución, con scripts a los efectos de la actualización anual de la información en el sistema. Al actualizar esta información se ajustan los valores de los parámetros físicos: SLMO (porcentaje de agua en el suelo), SFEM (emisividad del terreno) ,SFZ0 (rugosidad), THERIN (inercia térmica), SCFX (cobertura de nieve). A partir del producto MODIS, se generaron los archivos necesarios para implementar la corrida del módulo, geogrid.exe.

Aumento de resolución de topografía-GDAL

Considerando el objetivo de generar pronósticos en sitios de topografía compleja, se incorporó información de topografía sobre Uruguay con

mayores niveles de resolución.

La información de topografía de 3s x 3s se obtuvo del sitio web de CGIAR.

A los efectos de traducir la información contenida en las imágenes satelitales se utilizó la herramienta de traducción de información satelital Geospatial Data Abstraction Library (GDAL)

La información generada se escribió en el formato binario requerido por geogrib.exe a partir de las aplicaciones para producir archivos binarios ([Duda, 2011])

6.4.2. Anidamiento del modelo

La simulación se realiza en base a un anidamiento de grillas, a las cuales se le ajustan en cada paso las parametrizaciones asociadas. En la figura 6.4.3.1 se presenta el tipo de anidamiento en la grilla utilizado. Cada dominio tiene un dominio “padre”(parent-domain) al cual se referencian las simulaciones sucesivas.

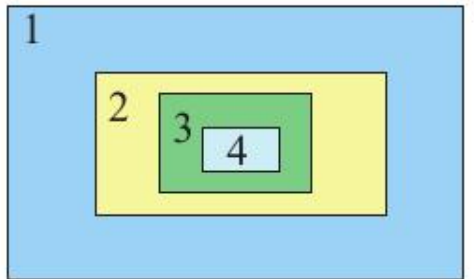
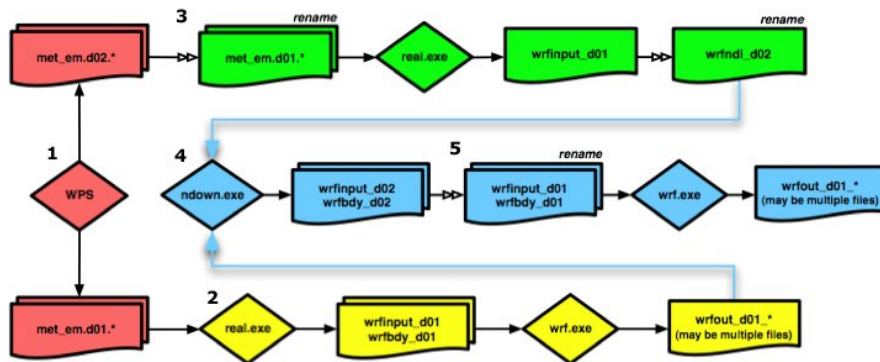


Figura6.4.3.1 Configuración de dominios de grilla en formato telescópico.

6.4.3. Aplicación NDOWN

A los efectos de incorporar la parametrización de resolución de los grandes vórtices de acuerdo a las aplicaciones de WRF-ARW, se utilizan las salidas en formato NETCDF de WRF-ARW, como entrada de la grilla en la cual se incorpora la modelación LES. A los efectos de implementar esta posibilidad se requiere la utilización del módulo NDOWN, en la figura ??.2 se presenta el diagrama de flujo de los módulos ejecutables.



Figura??.2 Aplicación de modulo NDOWN

6.5. Computación de Alto Desempeño

La velocidad de cómputo resulta muy significativa en el caso de modelos que plantean la resolución numérica de un conjunto significativo de fenómenos, que van desde, la asimilación de datos a los efectos de correr el modelo GCM, la transmisión, en el menor tiempo posible, de las salidas del modelo GCM, la corrida del modelo regional hasta la resolución del flujo en sitios de topografía compleja. Se tiene por un lado la posibilidad de desarrollar los algoritmos más eficientes desde el punto de vista de la resolución de la transmisión de datos o del cálculo en particular. Por otro lado se puede plantear que el cálculo se pueda desarrollar en varios procesadores en paralelo[Sloan, 2005]. La predicción de la energía eólica conjuga en términos de la aplicación un conjunto de procedimientos que fueron descritos en secciones anteriores, en los cuales siempre la variable tiempo de procesamiento o transmisión de datos se busca minimizar. En particular a los efectos de la predicción de la energía eólica se han planteado la aplicación de las dos estrategias en conjunto, por un lado el desarrollo de algoritmos de alta eficiencia y por otro lado correr los modelos en paralelo. En la figuras 6.5.1 y 6.5.2 se presentan los diagramas de flujo asociados al esquema de programación y computo en serie y en paralelo respectivamente.

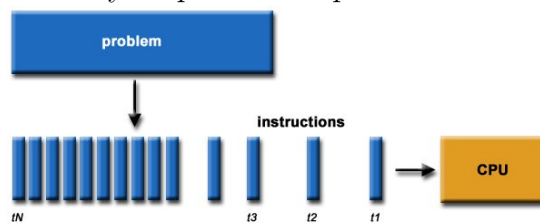


Figura6.5.1 Resolución de problemas computacionales en modo serial

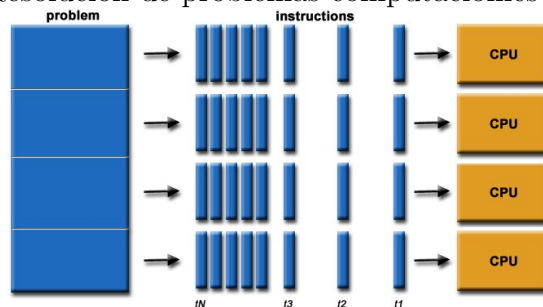


Figura6.5.2 Resolución de problemas computacionles en paralelo

6.5.1. OpenMP

La lógica en que se basa la programación en paralelo es que grandes y complejos problemas pueden ser divididos en un conjunto de pequeños problemas. En esta lógica cada uno de los problemas pequeños se deben de comunicar entre ellos.

La necesidad de comunicar la información entre los pequeños problemas, pone un límite a la capacidad de bajar velocidad de cálculo. ([Sloan, 2005]).

Si el número de procesadores utilizado no es significativo, se puede tener en primera instancia un aumento lineal de la velocidad de cálculo.

La aplicación que fue usada a los efectos de correr wrf.exe en paralelo fue la aplicación OpenMP, el código y tutoría se encuentra disponible en openmp.org

OpenMP es una aplicación de interfaces entre programas (Application Program Interface (API)) que puede ser usado multi-threaded, shared memory.

6.5.2. Cluster-FING

La predicción de corta duración de la generación de parques eólicos implica disponer de la capacidad de cálculo para resolver un conjunto significativo de parametrizaciones de procesos en grillas con distintos niveles de discretización.

El análisis de las distintas parametrizaciones simuladas así como de los periodos analizados, ha requerido la aplicación de la capacidad de cálculo disponible en el Cluster de Facultad de Ingeniería.

Capítulo 7

Aplicación del modelo de persistencia predicción de la energía eólica

En este capítulo se presentarán resultados de la aplicación del modelo de persistencia, se destaca en [Fox, 2007] que a pesar de lo simple del modelo se logran muy buenos resultados en pronósticos de muy corto plazo.

En la Eq 7.1 se presenta la formulación del modelo persistencia para la predicción de la generación eólica de muy corta duración, Donde $P(t+k|t)$ es la potencia que se pronostica se inyectara a la red en el instante $t+k$, siendo $P(t)$ la potencia que se esta inyectando a la red en el instante t

$$\hat{P}(t+k|t) = P(t) \tag{7.1}$$

7.1. Correlación, horizonte temporal

Se define la velocidad pronosticada $V(t+k|t)$ para el horizonte temporal $t+k|t$ de acuerdo al modelo de persistencia como 7.2.

$$\bar{V}(t + k|t) = V(t) \tag{7.2}$$

La correlación entre $V(t + k|t)$ y $V(t + k)$ en función del horizonte temporal se calculo de acuerdo la definición de la correlación Eq 7.3

$$\rho_k = \frac{\sum_{t=0}^{Np} (V(t + k) - \bar{V}(t + k))(V(t + k|t) - \bar{V}(t + k|t))/Np}{(\sum_{t=0}^{Np} (V(t + k|t) - \bar{V}(t + k|t))^2/Np)^{1/2}(\sum_{t=0}^{Np} (V(t + k) - \bar{V}(t + k))^2/Np)^{1/2}} \tag{7.3}$$

A los efectos de visualizar la performance del modelo de persistencia se presentan en las figuras 7.1.1 y 7.1.2, la correlación ρ_k asociada al modelo de persistencia para la velocidad medida en Pampa considerando las mediciones de velocidad en dos alturas 72 metros y 30 metros. Se seleccionaron las máximas alturas de medición, ya que estas son las alturas de interés en términos del área de barrido de palas de los aerogeneradores.

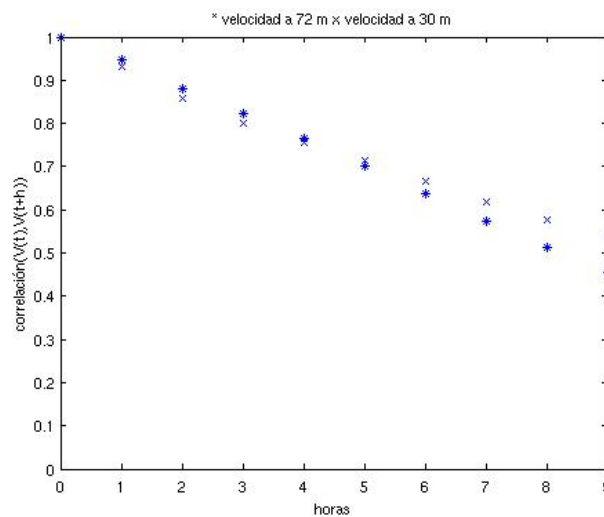


Figura7.1.1 Correlación en función del horizonte temporal Junio 2009 en Pampa * 72 m x 30 m

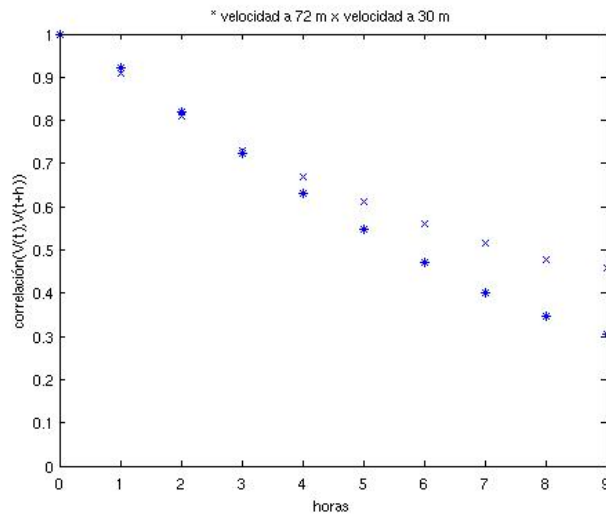


Figura7.1.2 Correlación en función del horizonte temporal Marzo 2009 en Pampa, * 72 m x 30 m

Como se puede ver en las figuras 7.1.1 y 7.1.2, el modelo de persistencia que tiene su fundamento en el valle del espectro de Van der Hooven, teniendo una muy buena performance en horizontes temporales de hasta 3 horas.

Se destaca que se tanto para Marzo 2009 como para Junio 2009 se presenta una caída más acentuada de la correlación a partir de las 4 horas para 72 metros en comparación con 30 metros, lo cual podría estar asociado a que en capas más bajas se tiene mayor mezcla.

7.1.1. Ciclo diario de la velocidad media

A los efectos de poder evaluar la incidencia de los ciclos diarios de los estados de estabilidad atmosférica en modelos de pronósticos basados en un modelo de persistencia, se presentan el ciclo de correlaciones diaria de la velocidad medida a 73m en Pampa figura7.1.1:

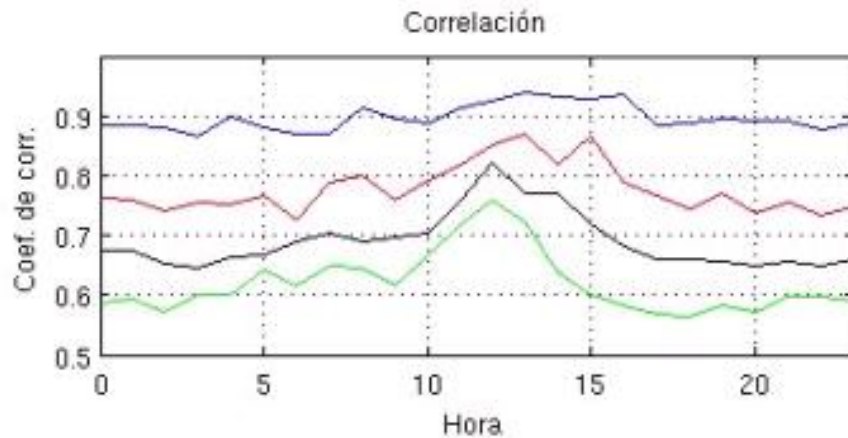


Figura7.1.1 Ciclo diario de la correlación en Pampa, 1h azul, 2h rojo, 3h negro, 4h verde

Como se puede ver en la figura 7.1.1 para horizontes temporales de 1 hora y 2 horas, la correlación permanece constante, a medida que aumenta el horizonte temporal por un lado los valores de correlación disminuyen para todas las horas y por otro lado se tiene valores mayores de correlación en el entorno de las 12 horas si se consideran horizontes temporales de 3 horas y 4 horas. El pico en la correlación entorno al medio día en el ciclo diario para los distintos horizontes temporales, se vincula con la mezcla que se tiene en capas bajas, asociado a estados de la atmósfera inestables, provocados por el calentamiento de la superficie terrestre dada la radiación solar.

7.1.2. Distribución de errores del modelo

Luego de la presentación de las características de un modelo de predicción de persistencia, se analiza la capacidad de pronóstico en un caso concreto tomando como objetivo la predicción de la potencia inyectada a la red del parque Emanuele Cambilargiu como $P(t+k|t) = P(t)$ en el mes de Mayo de 2009. En la fecha considerada en el parque eólico considerado se tenían instalados 10 MW.

Se evalúa la capacidad de pronóstico del modelo de persistencia en función del horizonte temporal, a los efectos de poder evaluar el desempeño del pronóstico se presenta la distribución de errores normalizada.

Se consideraron horizontes temporales de 1 hora, 2 horas, 3 horas y 4 horas, como se puede ver en las figuras 7.1.2.1 7.1.2.2 7.1.2.3 7.1.2.4 .

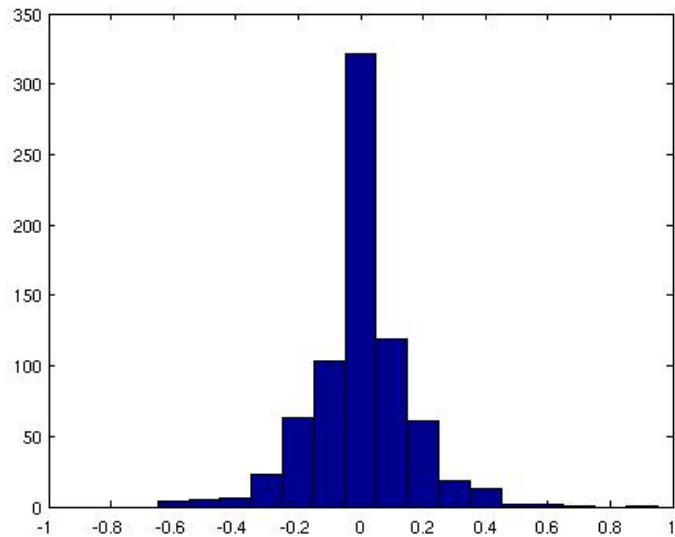


Figura7.1.2.1 Distribución de errores Parque Emanuelle Cambilargiu Mayo 2009 k=1h

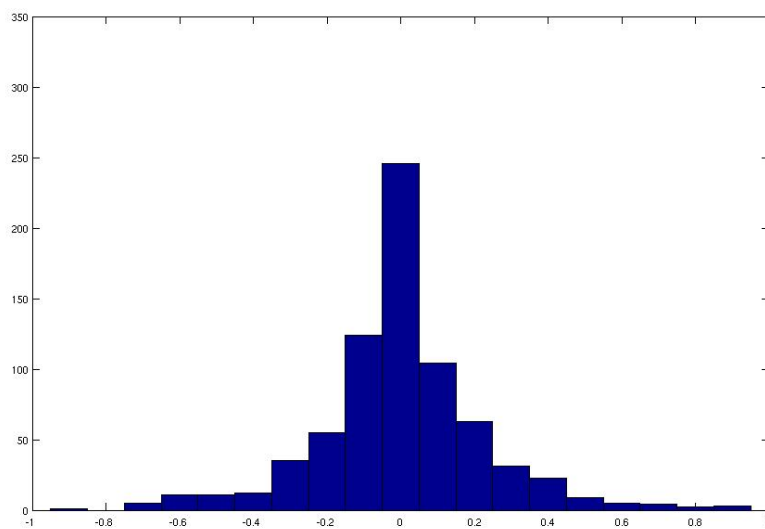


Figura7.1.2.2 Distribución de errores Parque Emanuelle Cambilargiu Mayo 2009 k=2h

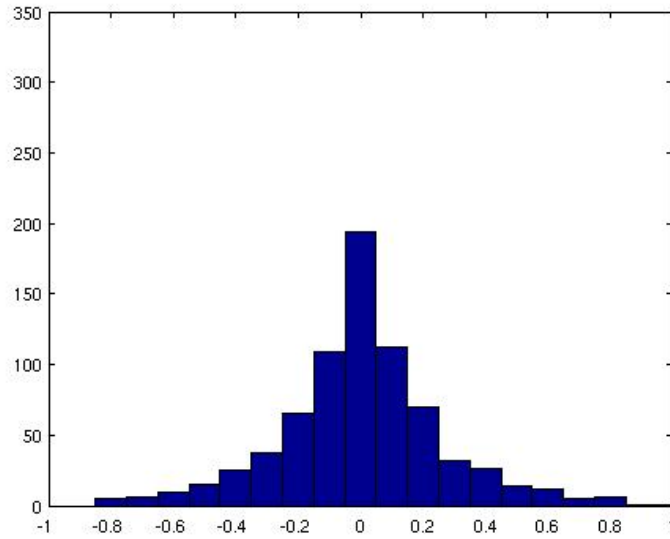


Figura7.1.2.3 Distribución de errores Parque Emanuele Cambilargiu Mayo 2009 k=3h

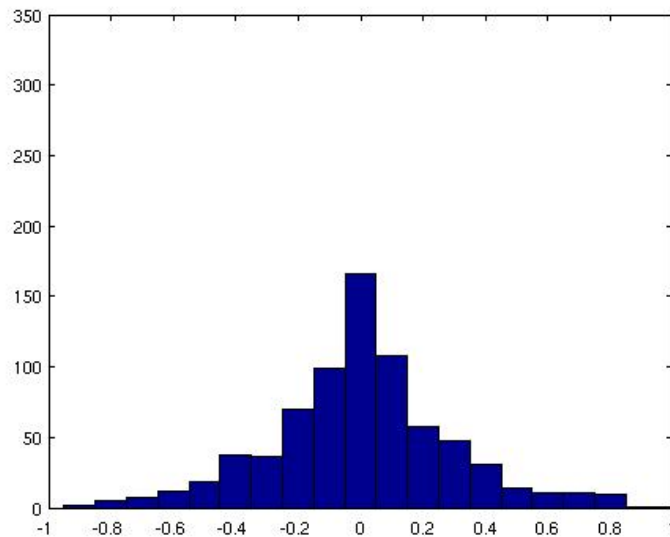


Figura7.1.2.4 Distribución de errores Parque Emanuele Cambilargiu Mayo 2009 k=4h

A medida que el horizonte temporal de predicción aumenta se tiene mayor dispersión. Se destaca la capacidad de pronóstico en todos los horizontes temporales considerados.

Capítulo 8

Aplicación de GFS-WRF-MOS

La aplicación de modelos regionales para el pronóstico de la energía eólica puede ser abordado con distintos niveles de resolución de grilla e incorporando en cada escala de resolución la modelación numérica de los fenómenos físicos que son factibles de ser resueltos en cada escala.

En la decisión de tamaño de grilla con mayor nivel de resolución que es resuelto numéricamente se valoran tanto la capacidad del modelo de resolver a la escala en consideración, en forma adecuada los fenómenos físicos, como los tiempos requeridos para el procesamiento, ya que grillas con mayores niveles de resolución tienen asociados mayores requerimientos de capacidad de cálculo con lo cual se plantea un óptimo de tamaño de grilla dada la capacidad de cálculo disponible.

Luego que se define el mayor nivel de resolución de la grilla en el modelo regional, se debe definir la metodología a los efectos del cálculo de la potencia generada por el parque eólico.

Los procedimientos del tipo estadísticos se basan en el cálculo de la variable de interés, en este caso la potencia inyectada a la red por cada aerogenerador, en función de otras variables previamente pronosticadas por el modelo regional como es, en este caso, la velocidad del viento en distintos puntos de la grilla del parque eólico en consideración. La gran

ventaja de estos métodos es la capacidad de ajustarse a parques eólicos de diversas características geométricas. Dada su simplicidad, se tienen menores costos asociados desde el punto de vista computacional. Para modelos del tipo estadístico se utiliza su denominación en inglés Model Output Statistics (MOS).

De acuerdo al diseño de los modelos MOS se tiene por objeto que tengan la capacidad de modelar fenómenos físicos asociados, como ser, la interacción entre el flujo y el aerogenerador el cual tiene asociada la curva de funcionamiento, o el efecto de speed up, o interferencia entre aerogeneradores. La herramienta MOS, cuyo desarrollo se presenta, incluye los parámetros estadísticos que modelan procesos físicos presentes en la determinación del perfil de velocidades que es captado por el área de barrido de las palas del aerogenerador.

A los efectos de describir la lógica de cálculo de la herramienta por pasos, se presentan inicialmente pronósticos de velocidad en dos sitios con características de topografía diferentes.

Se toma como caso de estudio los pronósticos de potencia generada del parque eólico Emanuele Cambilargiu.

Para el caso de estudio considerado se analizará la incidencia del aumento de la resolución de grilla en términos de la capacidad del modelo de pronosticar la potencia inyectada a la red por el parque eólico. Se presentará como indicador de la performance del modelo el error en el pronóstico en función del nivel de resolución de grilla seleccionado.

8.1. Pronósticos GFS

Con el objeto de pronosticar la generación de energía eléctrica de origen eólico, de acuerdo a lo presentado respecto a la aplicación de modelos GCM, se utilizó el modelo GFS, ya que se tiene disponibilidad pública de los resultados del mismo.

Los pronósticos GFS, se generan a partir de cuatro condiciones iniciales diarias a las 00:00 GMT, 06:00 GMT 12:00 GMT y 18:00 GMT.

Los pronósticos GFS tienen dos modalidades de presentación de resultados en términos públicos. Por un lado, los pronósticos históricos y por otro lado, los pronósticos operativos los cuales se presentan disponibles diariamente. En el caso de los pronósticos GFS de aplicación operativa los mismos deben ser bajados con una periodicidad diaria.

La grilla del modelo GFS en formato público es de 1 ° x 1° y de 0,5° x 0,5° y las variables pronosticadas por el modelo de circulación general son utilizadas como condiciones iniciales y de contorno por parte del modelo regional WRF. El paso temporal de los pronósticos GFS es de 3 horas.

En la figura 8.1 se presenta las tabla utilizada por el módulo UNGRIB, que contiene las variables generadas en los pronósticos del modelo GFS que se utilizan en la aplicación del modelo regional WRF.

metgrid Name	metgrid Units	metgrid Description
TT	K	Temperature
UU	m s-1	U
VV	m s-1	V
RH	%	Relative Humidity
HGT	m	Height
TT	K	Temperature at 2 m
RH	%	Relative Humidity at 2 m
UU	m s-1	U at 10 m
VV	m s-1	V at 10 m
PSFC	Pa	Surface Pressure
PMSL	Pa	Sea-level Pressure
SM00010	kg m-3	Soil Moist 0-10 cm below grn layer (Up)
SM010040	kg m-3	Soil Moist 10-40 cm below grn layer
SM040100	kg m-3	Soil Moist 40-100 cm below grn layer
SM100200	kg m-3	Soil Moist 100-200 cm below gr layer
SM010200	kg m-3	Soil Moist 10-200 cm below gr layer
ST000010	K	T 0-10 cm below ground layer (Upper)
ST010040	K	T 10-40 cm below ground layer (Upper)
ST040100	K	T 40-100 cm below ground layer (Upper)
ST100200	K	T 100-200 cm below ground layer (Bottom)
ST010200	K	T 10-200 cm below ground layer (Bottom)
SEAIICE	proprtn	Ice flag
LANDSEA	proprtn	Land/Sea flag (1=land, 0 or 2=sea)
SOILHGT	m	Terrain field of source analysis
SKINTEMP	K	Skin temperature (can use for SST also)
SNOW	kg m-2	Water equivalent snow depth
SOILCAT	Tab4.213	Dominant soil type cat.(not in GFS file)
VEGCAT	Tab4.212	Dominant land use cat. (not in GFS file)

Figura8.1 Variables GFS utilizadas en la modelación del modelo Regional WRF

Los archivos de pronósticos son en formato GRIB, en el caso de la base de datos histórica, y son en formato GRIB2 en el caso de los pronósticos operativos.

8.2. Aplicación del WRF

En términos de la herramienta de predicción luego de tener disponibles los pronósticos del modelo GFS, se realiza el procesamiento con el modelo regional WRF. El modelo WRF permite realizar distintos niveles de resolución de grilla incorporando por paso distintas parametrizaciones. Se denomina anidamiento al proceso de incorporación de distintos niveles de resolución de grilla. A continuación se describe el anidamiento generado a los efectos de la modelación en la Sierra de los Caracoles, sitio donde se tiene instalado el Parque Emanuele Cambilargiu.

8.2.1. Anidamiento

Se generaron cuatro niveles de grilla aumentando la resolución en cada paso. Los niveles de grilla de mayor resolución asimilan la información que genera el modelo en los niveles de grilla de menor resolución. En la figura 8.2.1 se gráfica la topografía para los cuatro niveles de grilla utilizados en las corridas del modelo WRF. La grilla de mayor nivel de resolución es de 1.1 km x 1.1 km y contiene el sitio donde se encuentra instalado el Parque Emanuele Cambialrgiu. En todas las grillas se consideraron 54 niveles de discretización vertical.

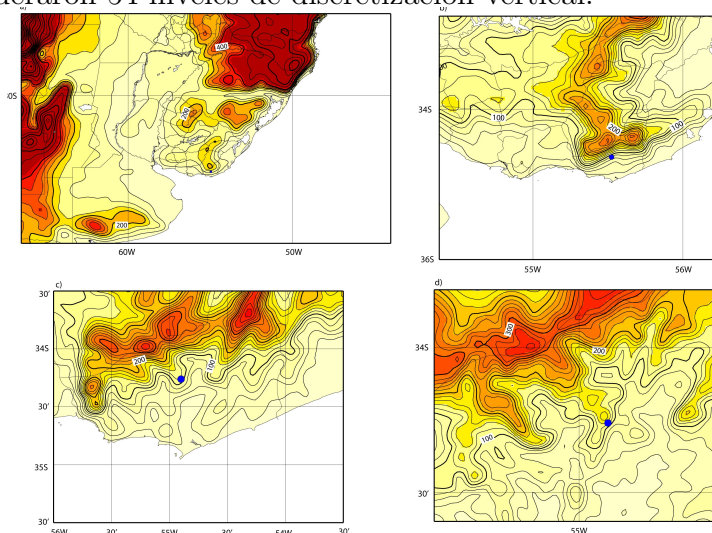


Figura8.2.1 Variables GFS utilizadas en la modelación del modelo Regional WRF

8.2.2. Desempeño del modelo regional

A los efectos de evaluar el desempeño del modelo regional se realizaron corridas en dos sitios. Uno ubicado en terreno plano denominado Pampa, y otro de topografía compleja en la Sierra de los Caracoles.

Desempeño de WRF en sitio plano

En la figura 8.2.2.1, se presenta en trazo azul la medida de velocidad del viento en el sitio de medición Pampa, realizadas a 72 metros de altura. En rojo se presenta el pronóstico de velocidad con un horizonte temporal de 24 horas para una grilla de 30 km x 30 km.

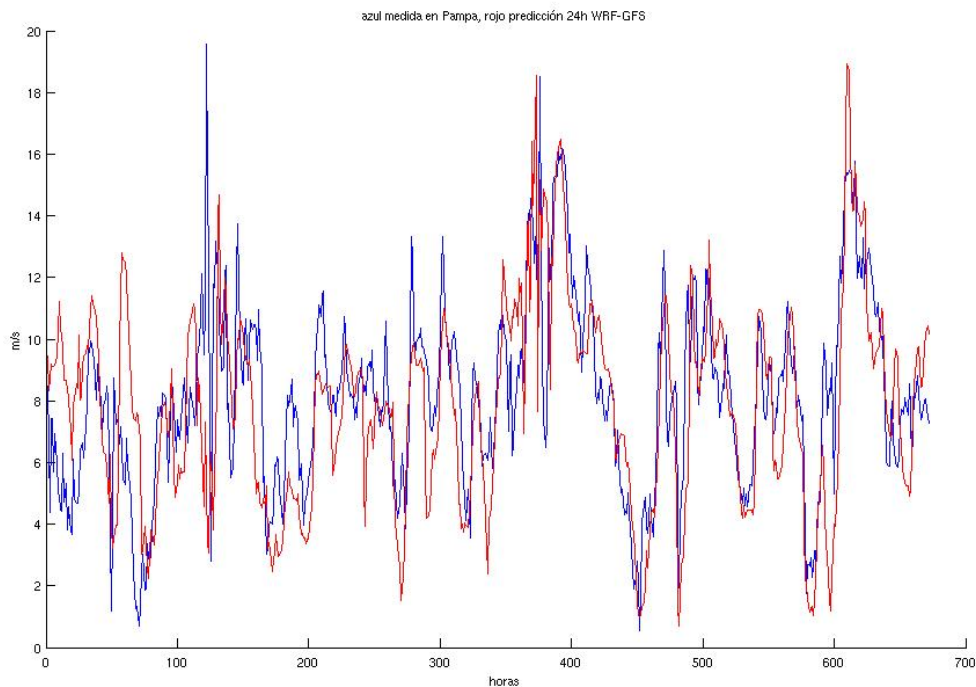


Figura8.2.2.1 Velocidad en Pampa azul medida, rojo pronóstico a 24 h grilla 30 km x 30 km

En la figura 8.2.2.2, se presentan en trazo azul la medida de dirección del viento en el sitio de medición Pampa, a 72 metros de altura y en trazo rojo el pronóstico de dirección con un horizonte temporal de 24 horas para una grilla de 30 km x 30 km.

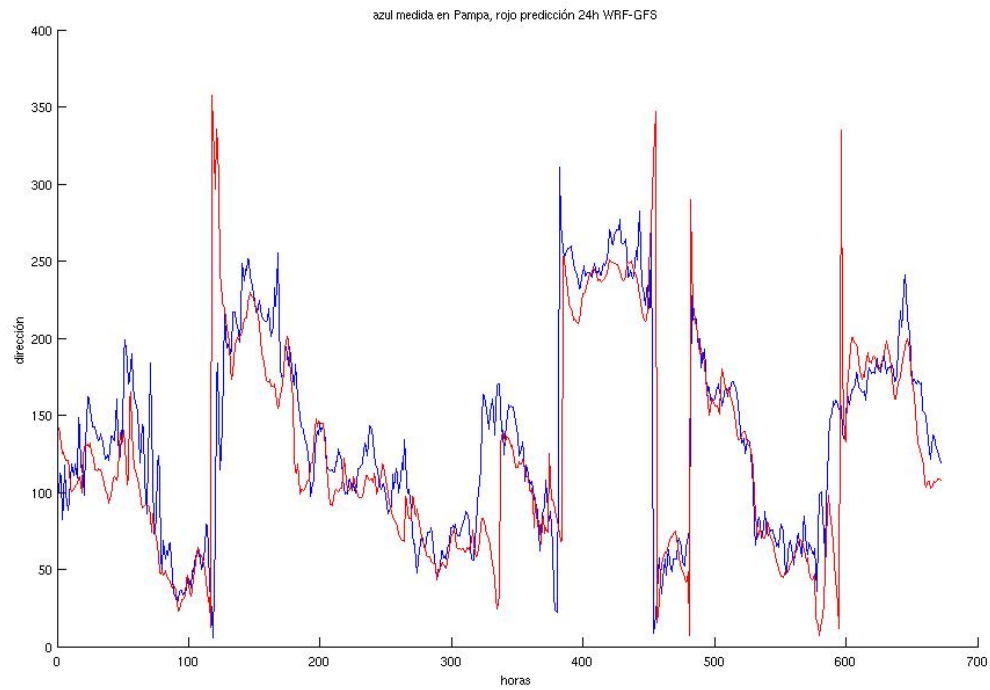


Figura8.2.2.2 Dirección en Pampa azul medida, rojo pronóstico a 24 h grilla 30 km x 30 km

En ambos casos Figura8.2.2.1 y Figura8.2.2.2 se puede constatar la casi completa superposición de los dos trazos.

Desempeño de WRF en sitio topografía compleja

A los efectos de presentar las características de la topografía del sitio en el que fueron evaluados los pronósticos a 24 h, se presenta en la figura 8.2.2.3 la topografía de Sierra de los Caracoles.



Figura 8.2.2.3 Topografía de Sierra de Caracoles resolución grilla 90 m x 90 m

En la figura 8.2.2.4, se presentan en trazo azul la medida de velocidad del viento en el sitio de medición en la Sierra de los Caracoles, realizadas a 70 metros de altura. En rojo se presenta el pronóstico de velocidad con un horizonte temporal de 24 horas para una grilla de 1.1 km x 1.1 km. Se puede constatar en este caso que el pronóstico, aún en el caso de una grilla con mayor nivel de resolución que en el caso de Pampa, se logra menor grado de acople de los gráficos. La mayor complejidad de la topografía implica se tengan presentes fluctuaciones asociadas a fenómenos locales de escalas menores que las consideradas asociadas por ejemplo a las dimensiones de las colinas. En este caso será necesario incorporar en el modelo la resolución del flujo en las escalas antes mencionadas, asociadas a escalas de la turbulencia que se desarrolla alrededor de la colina. Será necesario entonces, incorporar en la simulación una modelación numérica de la turbulencia como podría ser un modelo LES.

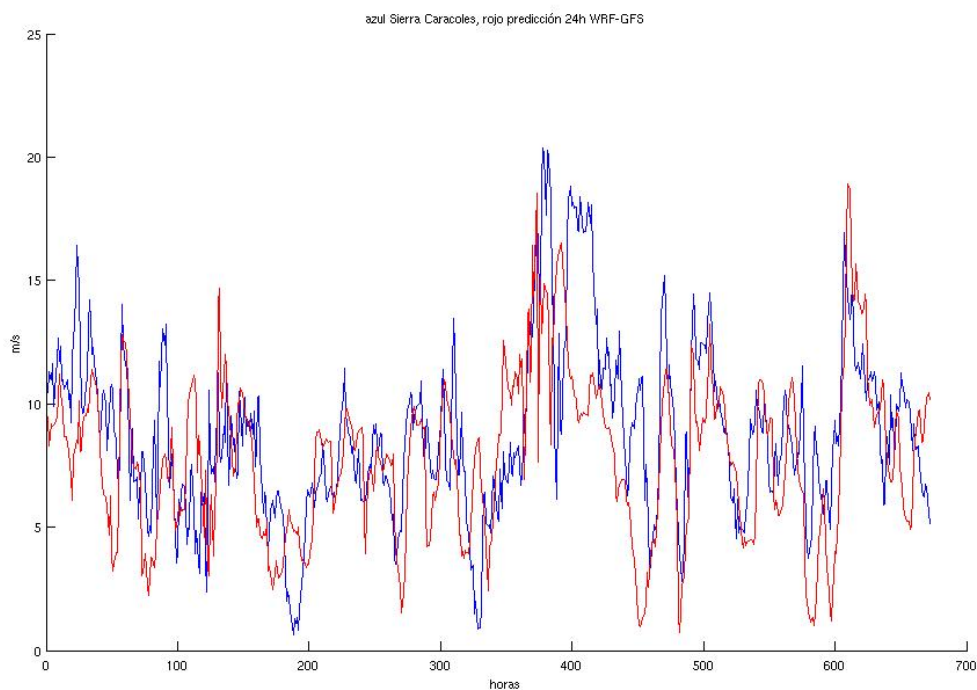


Figura8.2.2.4 Velocidad en Sierra Caracoles azul medida, rojo pronostico a 24 h grilla 1,1 km x 1,1 km

En la figura 8.2.2.5, se presentan en trazo azul la medida de dirección del viento en el sitio de medición Sierra de Caracoles y en trazo rojo el pronóstico de dirección con un horizonte temporal de 24 horas para una grilla de 1.1 km x 1.1 km. En el caso de la dirección se puede constatar un mejor ajuste del pronóstico en comparación con el módulo de la velocidad. Esto se podría interpretar como que la dirección está principalmente determinada por fenómenos sinópticos, en tanto que los fenómenos locales asociados a la presencia de la colina no resulta tan significativo.

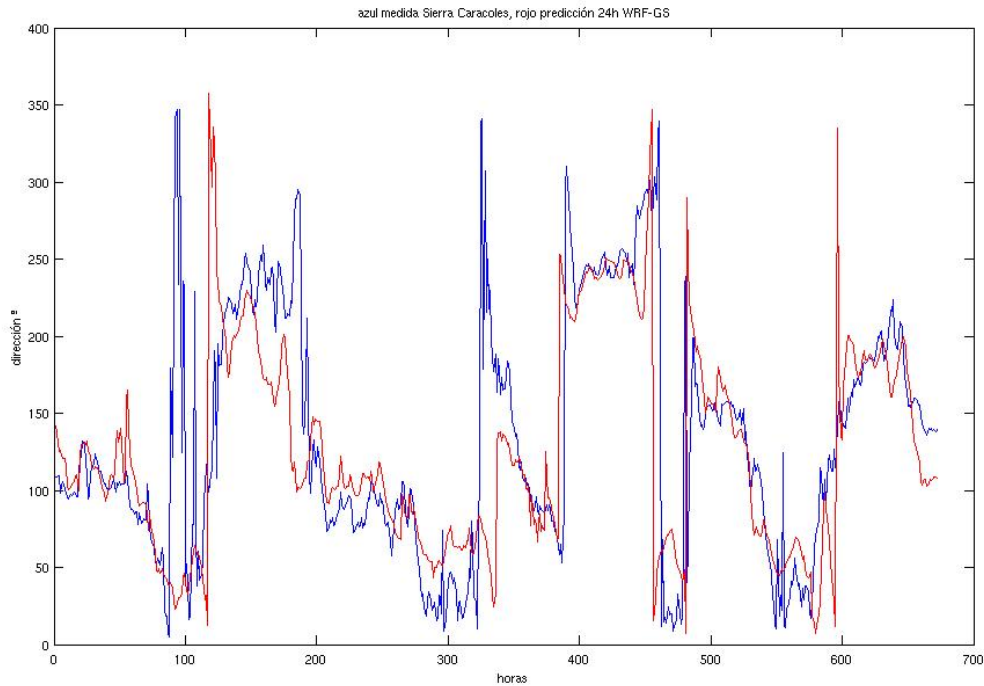


Figura8.2.2.5 Dirección en Sierra Caracoles azul medida, rojo pronostico a 24 h grilla 1,1 km x 1,1 km

8.3. Análisis de aumento de resolución

Se define el coeficiente de amplificación de velocidad, asociada al aumento de resolución de la grilla de acuerdo Eq8.1 siendo $V^{d04}(x, y, \eta, t + k|t)$, la velocidad pronosticada en el dominio de mayor resolución de 1,1 km x 1,1 km y $V^{d01}(x, y, \eta, t + k|t)$ la velocidad pronosticada en el dominio de menor nivel de resolución 30 km x 30 km. Siendo $(x, y, \eta, t + k|t)$ las coordenadas espacio temporales de la velocidad.

$$S_{d04} = \frac{\hat{V}^{d04}(x, y, t + k|t)}{\hat{V}^{d01}(x, y, t + k|t)} \quad (8.1)$$

A partir del análisis realizado se busca identificar la incidencia del aumento de resolución en términos de la capacidad de detectar ráfagas y, por otro lado, la incidencia de la parametrización de cumulus en la grilla con mayor nivel de resolución.

La incidencia del aumento de resolución, se evalúa analizando la evolución del valor horario del parámetro S_{d01}^{d04} . A modo de ejemplo en la figura 8.3.1 se presenta la evolución de dicho parámetro en el mes de setiembre de 2010. En azul se presenta la salida del modelo manteniendo la parametrización de cumulus en todos los niveles de resolución del modelo, y en rojo se presenta el caso de la modelación directa de la convección profunda (cloud resolving model) solo para el dominio 1,1 km x 1,1 km. En la figura 8.3.2 se presenta con mayor detalle el evento en el que se registro el mayor valor del coeficiente de amplificación de velocidad. Como se puede observar en la figura 8.3.2 , para el caso modelación directa de la convección profunda (cloud resolving model) se observan valores de coeficientes de amplificación de velocidad mayores.

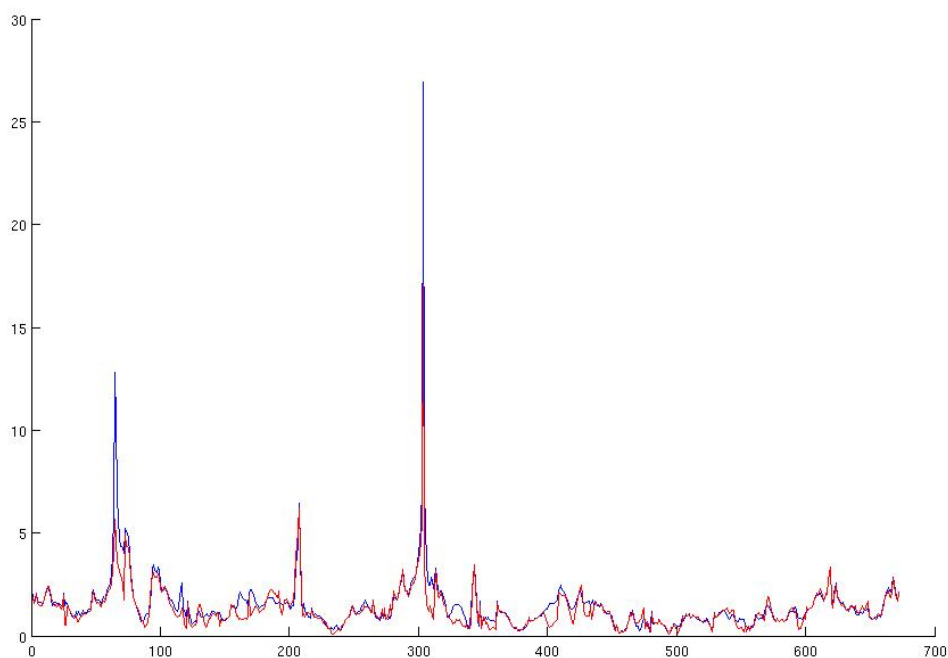


Figura8.3.1 coeficiente de amplificación de velocidad Setiembre 2010, Sierra de Caracoles

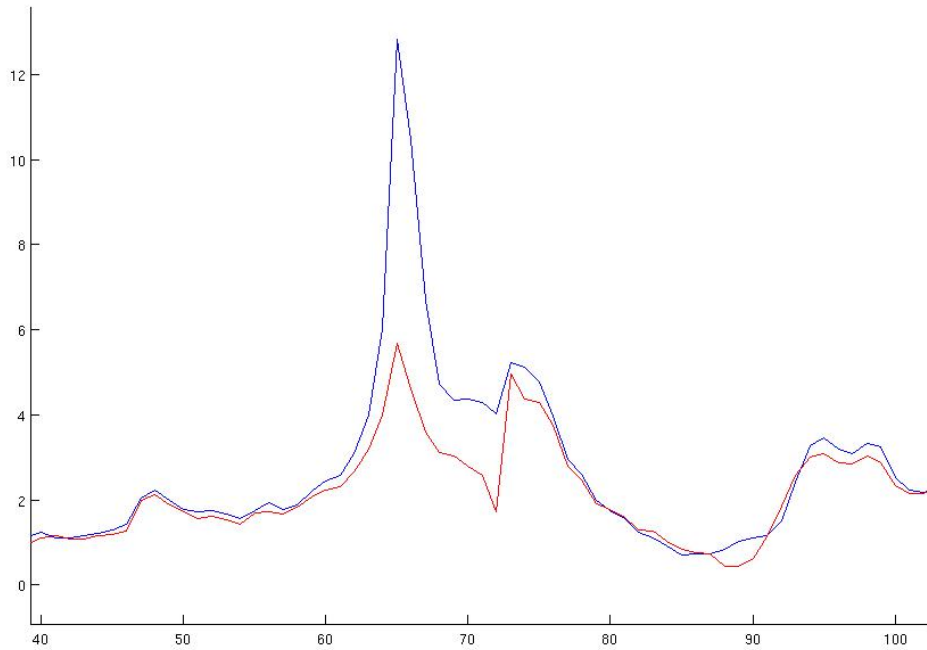


Figura8.3.2 coeficiente de amplificación de velocidad Setiembre 2010, Sierra de Caracoles

Estos resultados muestran que el dominio de 30 km x 30 km no es capaz de modelar ciertos fenómenos asociados a las menores escalas locales y asociados a fenómenos convección profunda de la capa límite. Lo cual plantea la necesidad de profundizar en mayor detalle el análisis de tal forma de identificar los procesos asociados en cada caso, en que $V^{d04}(x, y, \eta, t + k|t) \gg V^{d01}(x, y, \eta, t + k|t)$. La mayor resolución de la grilla permite modelar fenómenos que tienen asociados menores escalas temporales y espaciales siendo posible describir entonces las mayores fluctuaciones que se producen, por ejemplo, en el valor medio horario. Esto se verifica tanto en el caso en el que se mantuvo la parametrización de cumulus en el nivel más bajo de resolución dominio d04 1,1 km x 1,1 km trazo rojo, como en el caso que se modeló en forma directa la convección profunda trazo azul, en ambos casos se constató que $S_{d01}^{d04} \gg 1$

8.4. Modelos MOS-Desarrollados

En este punto se describirán los modelos Model Output Statistic (MOS) asociados al pronóstico de la generación de energía eléctrica de un parque eólico. Desarrollar un MOS en este caso se refiere a generar pronósticos de la energía de origen eólico inyectada a la red, la cual se calcula a partir de la velocidad y dirección de viento, la cual se obtiene a partir de correr el modelo regional WRF con condiciones de frontera dadas por el modelo GFS. El nivel vertical utilizado para el calculo de la velocidad y dirección fue el que mostró mayor correlación con la medida.

8.4.1. Parque eólico Emanuele Cambilargiu

Como se presentó en el capítulo 3, en sitios de topografía compleja se tendrán incrementos de velocidad debido a la topografía, teniéndose coeficientes de speed up los cuales dependen de la dirección del viento. Por otro lado, la interferencia entre aerogeneradores también depende de la dirección del viento. En este sentido es de interés que el MOS incorpore el pronóstico de la dirección de la velocidad del viento como una variable del modelo. En la figura 8.4.1 se presenta la localización de los aerogeneradores V-80-2MW instalados en la Sierra de los Caracoles en el Parque Emanuele Cambilargiu.

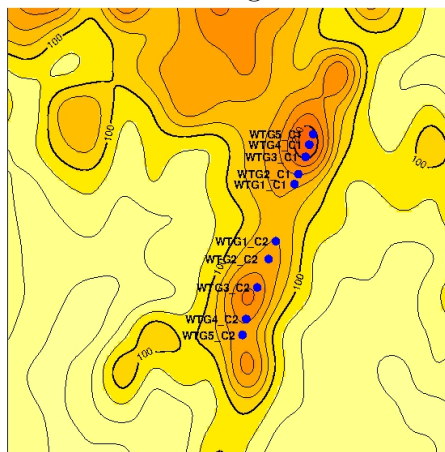


Figura8.4.1 Ubicación aerogeneradores Parque Eamnuale Cambilargiu

8.4.2. Descripción del MOS Curva de Ajuste

El objeto del MOS es la de generar pronósticos de la energía de origen eólico inyectada a la red, la cual se calcula a partir de la velocidad y dirección de viento pronosticada.

Es de interés que el MOS incorpore el pronóstico de la dirección de la velocidad del viento como una variable de entrada. El desarrollo del MOS-Curva de Ajuste se basó en la determinación de coeficientes que ajustan curvas de velocidad pronosticada con potencia generada por cada uno de los aerogeneradores instalados en función de la dirección de viento pronosticada.

Este ajuste se realizó considerando series temporales de las variables que se tiene por objeto pronosticar, esto es la potencia inyectada a la red por los aerogeneradores, y la serie temporal de las variables pronosticadas, velocidad y dirección en un punto de la grilla, en función de las cuales se generarán los pronósticos.

Las variables consideradas para el desarrollo de los modelos MOS son las siguientes:

- Potencia generada, por cada uno de los diez aerogeneradores instalados en el parque Emanuele Cambilargiu $P_i(t+k)$, siendo i el aerogenerador, obtenida a partir de la medición que se realiza a través del SCADA de UTE.
- Velocidad de viento pronosticada en un punto de la grilla cercano a con un horizonte temporal k , $\hat{V}(t+k|t)$.
- Dirección de viento pronosticada en un punto de grilla cercano con un horizonte temporal de k , $\hat{d}(t+k|t)$

A estas variables se agrega para cada aerogenerador, la potencia pronosticada $\hat{P}^i = \hat{P}^i(t+k|t)$. El pronóstico se realiza en función de la dirección pronosticada definiéndose 18 funciones de pronóstico, las cuales se definen para intervalos de dirección pronosticada.

- $j=1$ $0 < \hat{d}(t + k|t) \leq 20$
- $j=2$ $20 < \hat{d}(t + k|t) \leq 40$
- $j=3$ $40 < \hat{d}(t + k|t) \leq 60$
- $j=4$ $60 < \hat{d}(t + k|t) \leq 80$
- $j=5$ $80 < \hat{d}(t + k|t) \leq 100$
- $j=6$ $100 < \hat{d}(t + k|t) \leq 120$
- $j=7$ $120 < \hat{d}(t + k|t) \leq 140$
- $j=8$ $140 < \hat{d}(t + k|t) \leq 160$
- $j=9$ $160 < \hat{d}(t + k|t) \leq 180$
- $j=10$ $180 < \hat{d}(t + k|t) \leq 200$
- $j=11$ $200 < \hat{d}(t + k|t) \leq 220$
- $j=12$ $220 < \hat{d}(t + k|t) \leq 240$
- $j=13$ $240 < \hat{d}(t + k|t) \leq 260$
- $j=14$ $260 < \hat{d}(t + k|t) \leq 280$
- $j=15$ $280 < \hat{d}(t + k|t) \leq 300$
- $j=16$ $300 < \hat{d}(t + k|t) \leq 320$
- $j=17$ $320 < \hat{d}(t + k|t) \leq 340$
- $j=18$ $340 < \hat{d}(t + k|t) \leq 360$

Luego la potencia será función del valor pronosticado de la velocidad en un punto de grilla $\hat{V} = \hat{V}(t + k|t)$, definida de la siguiente forma
 Si $\hat{V} < \hat{V}_1^{i,j}$;

$$\hat{P}^{i,j} = 0 \quad (8.2)$$

Si $\hat{V}_1^{i,j} < \hat{V} < \hat{V}_2^{i,j}$;

$$\hat{P}^{i,j} = a^{i,j}(\hat{V} - \hat{V}_1^{i,j})^3 + b^{i,j}(\hat{V} - \hat{V}_1^{i,j})^2 \quad (8.3)$$

Si $\hat{V}_2^{i,j} < \hat{V} < \hat{V}_3^{i,j}$;

$$\hat{P}^{i,j} = 2000kW \quad (8.4)$$

Si $\hat{V} > \hat{V}_3^{i,j}$;

$$\hat{P}^{i,j} = 0 \quad (8.5)$$

Los parámetros de la formulación anterior se definen de manera que la potencia dada en Eq 8.3 presente un mínimo relativo en $\hat{V} = \hat{V}_1^{i,j}$ y cuyo valor sea $\hat{P}^{i,j} = 0$ y un máximo en $\hat{V} = \hat{V}_2^{i,j}$, el cual presentara un valor $\hat{P}^{i,j} = 2000kW$. Aplicando tales restricciones se deducen las expresiones Eq 8.6 Eq 8.7

$$\hat{V}_2^{i,j} = \hat{V}_1^{i,j} - \frac{2b^{i,j}}{3a^{i,j}} \quad (8.6)$$

$$b^{i,j} = 3(500(a^{i,j})^2)^{1/3} \quad (8.7)$$

Entonces las series históricas de valores simultaneas $P_i(t+k)$, $\hat{V}(t+k|t)$, $\hat{d}(t+k|t)$ se ordenan de acuerdo a cada uno de los 18 intervalos de dirección considerados, y por aerogenerador. En el caso del Parque Emanuelle Cambilargiu en el cual se cuenta con 10 aerogeneradores se tienen 180 series históricas. Para cada una de las series se calculan los coeficientes y parámetros definidos en las relaciones Eq 8.2,Eq 8.3, Eq 8.4, Eq 8.5.

De esta forma se deduce que la función de pronóstico de potencia tal como se expresa de acuerdo a Eq8.8, como a partir de los parámetros $\hat{V}_1^{i,j}$, $\hat{V}_2^{i,j}$, $a^{i,j}$ y $b^{i,j}$, los cuales se calculan para el período de calibración. Los parámetros utilizados en la ecuación Eq8.8, para cada aerogenerador i , dependerán de la dirección pronosticada $\hat{d}(t+k|t)$, es decir en cual de los 18 intervalos de dirección definidos se encuentre.

$$\hat{P}^i(t+k|t) = a^{i,j}(\hat{V}(t+k|t) - \hat{V}_1^{i,j})^3 + b^{i,j}(\hat{V}(t+k|t) - \hat{V}_1^{i,j})^2 \quad (8.8)$$

Esto es $\hat{P}^i(t+k|t)$, se calcula a partir de la velocidad y dirección pronosticada $\hat{V}(t+k|t)$, $\hat{d}(t+k|t)$.

La determinación de los parámetros $\hat{V}_1^{i,j}$, $\hat{V}_2^{i,j}$, $a^{i,j}$ y $b^{i,j}$ se hace, para el periodo de calibración que se defina, de tal forma de minimizar el error, calculado como la diferencia entre la potencia generada y la potencia pronosticada, de cada una de las series temporales correspondientes a cada uno de los 18 intervalos de dirección j y cada uno de los aerogeneradores i , para lo cual se usa la función `fmincon` de Matlab.

$$|e(t+k)^{i,j}| = |\hat{P}^i(t+k|t) - P^i(t+k)| \quad (8.9)$$

Se calculan $\hat{V}_1^{i,j}$, $\hat{V}_2^{i,j}$, $a^{i,j}$ y $b^{i,j}$, tal que la suma de los errores absolutos para cada una de las series de tiempo considerada sea mínimo Eq 8.13:

$$\min(\sum |e(t+k)^{i,j}|) \quad (8.10)$$

La metodología seguida en el desarrollo en el modelo MOS Curva de Ajuste tiene por objetivo representar la curva de funcionamiento de los aerogeneradores, en función de la velocidad pronosticada, para cada dirección, minimizando los errores. El perfil de velocidades que se tendrá en cada aerogenerador en un instante de tiempo dado dependerá de la topografía donde se encuentre instalado el equipo, así como de la interferencia provocada por los aerogeneradores cercanos. Entonces la imposición de la dependencia de los parámetros que definen el modelo MOS de la dirección pronosticada $\hat{d}(t+k|t)$, se orienta a retener las condiciones físicas del funcionamiento del parque eólico.

Cálculo de los coeficientes MOS Curva de Ajuste

El modelo MOS Curva de Ajuste fue implementado en base a la información disponible de potencia generada por los aerogeneradores instalados en el parque Emanuele Cambilargiu.

En las siguientes figuras se presentan los gráficos de potencia $P_i(t + k)$, generada por aerogeneradores Vestas V-80-2 MW en función de la velocidad pronosticada $\hat{V}(t + k|t)$ para las 18 direcciones pronosticadas consideradas $\hat{d}(t + k|t)$, así como la curva correspondiente de potencia pronosticada, utilizando como período de calibración del modelo Junio-Agosto 2011

Las series históricas son ordenadas por dirección graficando en ordenadas la potencia generada por cada uno de los aerogeneradores en función de la velocidad pronosticada en un punto de la grilla.

En figuras 8.4.2.1 se presentan las curvas construidas a partir del MOS, para uno de los aerogeneradores WTG1 C1,

En figuras 8.4.2.2 se presentan las curvas construidas a partir del MOS, para el aerogenerador WTG2 C1.

En figuras 8.4.2.3 se presentan las curvas construidas a partir del MOS, para el aerogenerador WTG3 C1.

En figuras 8.4.2.4 se presentan las curvas construidas a partir del MOS, para el aerogenerador WTG4 C1.

En figuras 8.4.2.5 se presentan las curvas construidas a partir del MOS, para el aerogenerador WTG5 C1.

En figuras 8.4.2.6 se presentan las curvas construidas a partir del MOS, para uno de los aerogeneradores WTG1 C2,

En figuras 8.4.2.7 se presentan las curvas construidas a partir del MOS, para el aerogenerador WTG2 C2.

En figuras 8.4.2.8 se presentan las curvas construidas a partir del MOS, para el aerogenerador WTG3 C2.

En figuras 8.4.2.9 se presentan las curvas construidas a partir del MOS, para el aerogenerador WTG4 C2.

En figuras 8.4.2.10 se presentan las curvas construidas a partir del MOS, para el aerogenerador WTG5 C2.

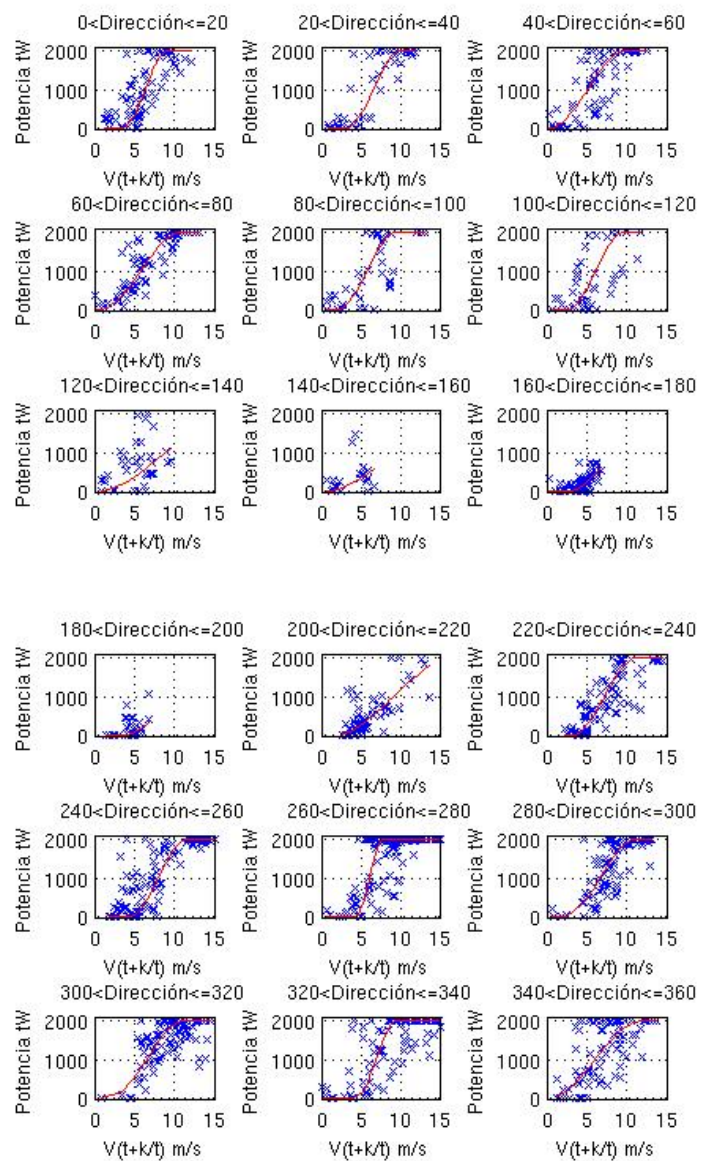


Figura8.4.2.1 Curvas MOS WTG1 C1

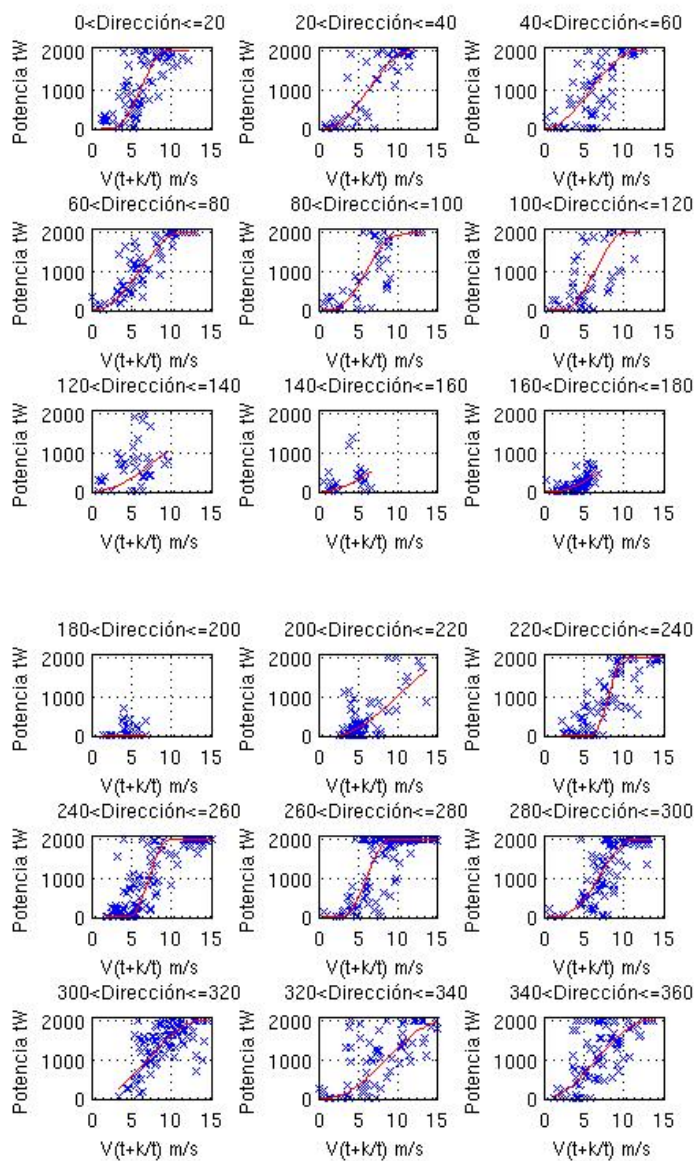


Figura8.4.2.2 Curvas MOS WTG2 C1

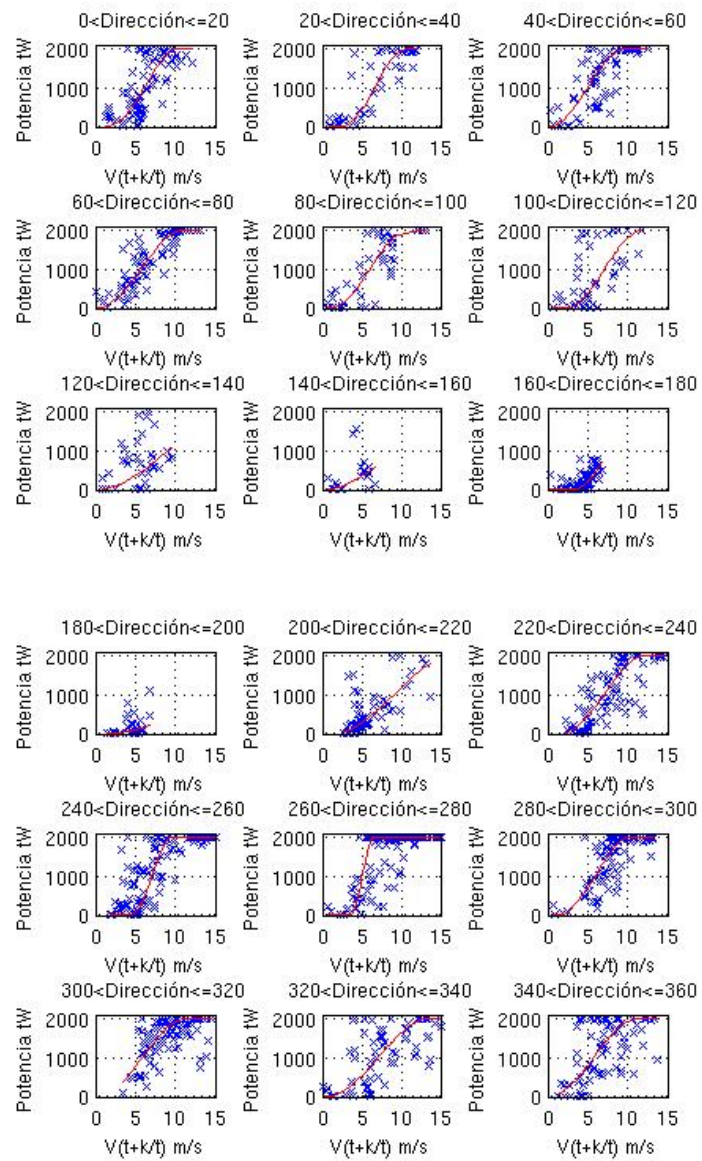


Figura8.4.2.3 Curvas MOS WTG3 C1

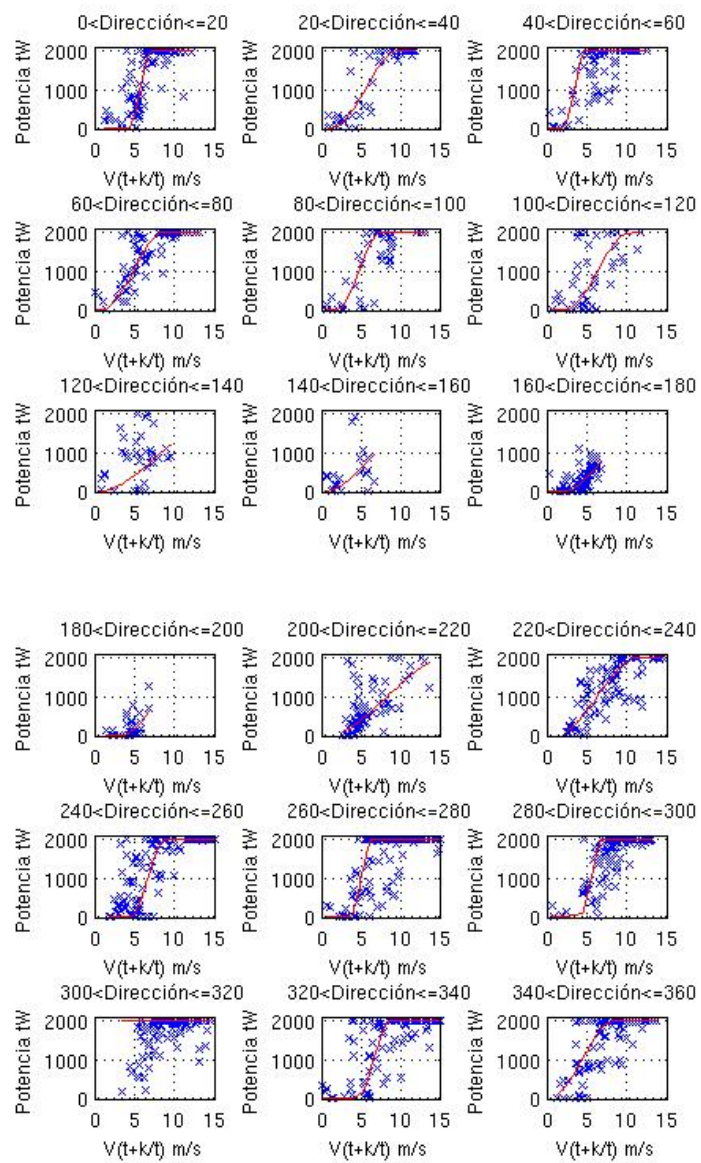


Figura8.4.2.4 Curvas MOS WTG4 C1

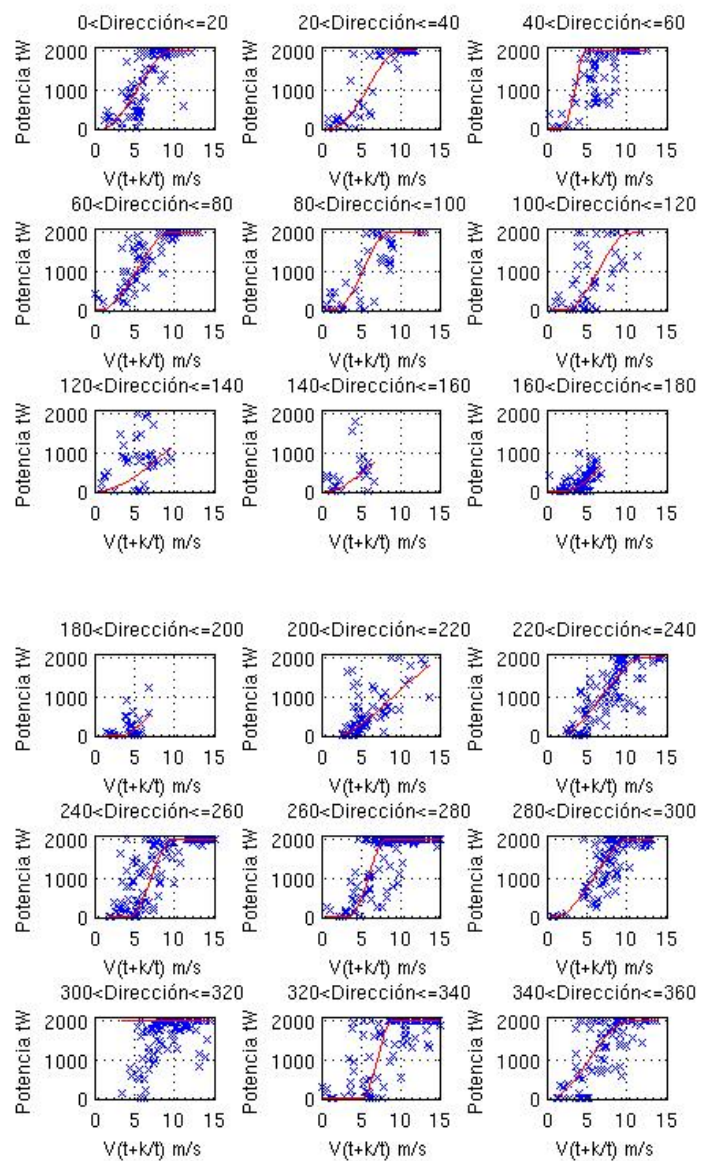


Figura8.4.2.5 Curvas MOS WTG5 C1

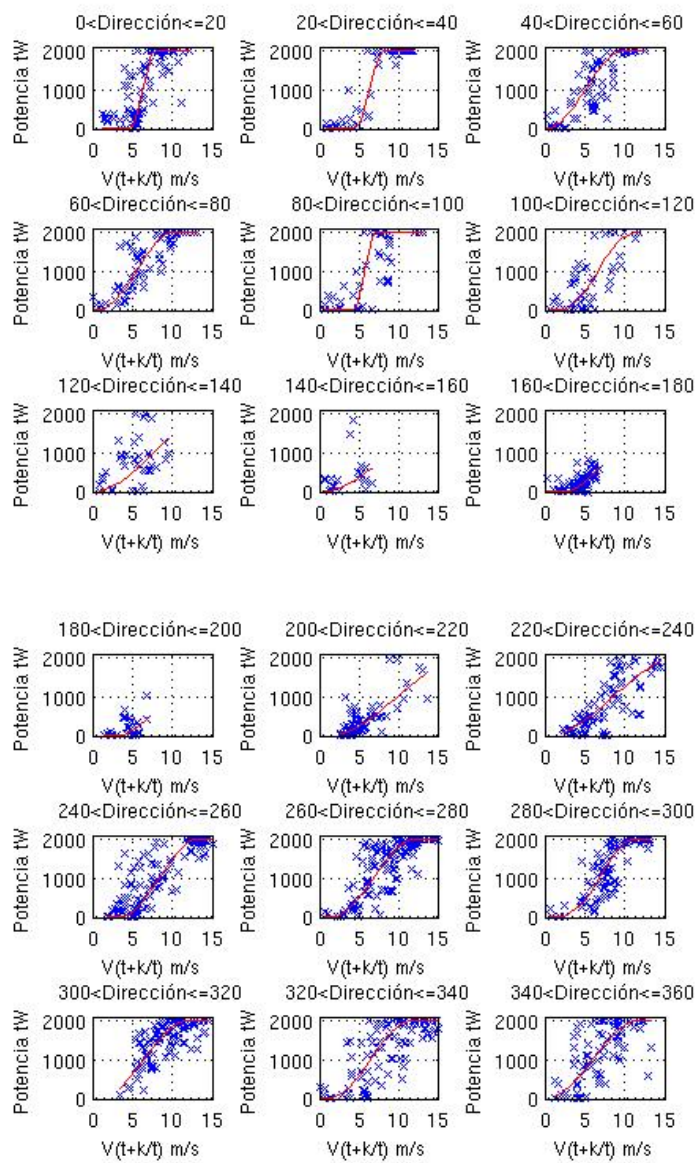


Figura8.4.2.6 Curvas MOS WTG1 C2

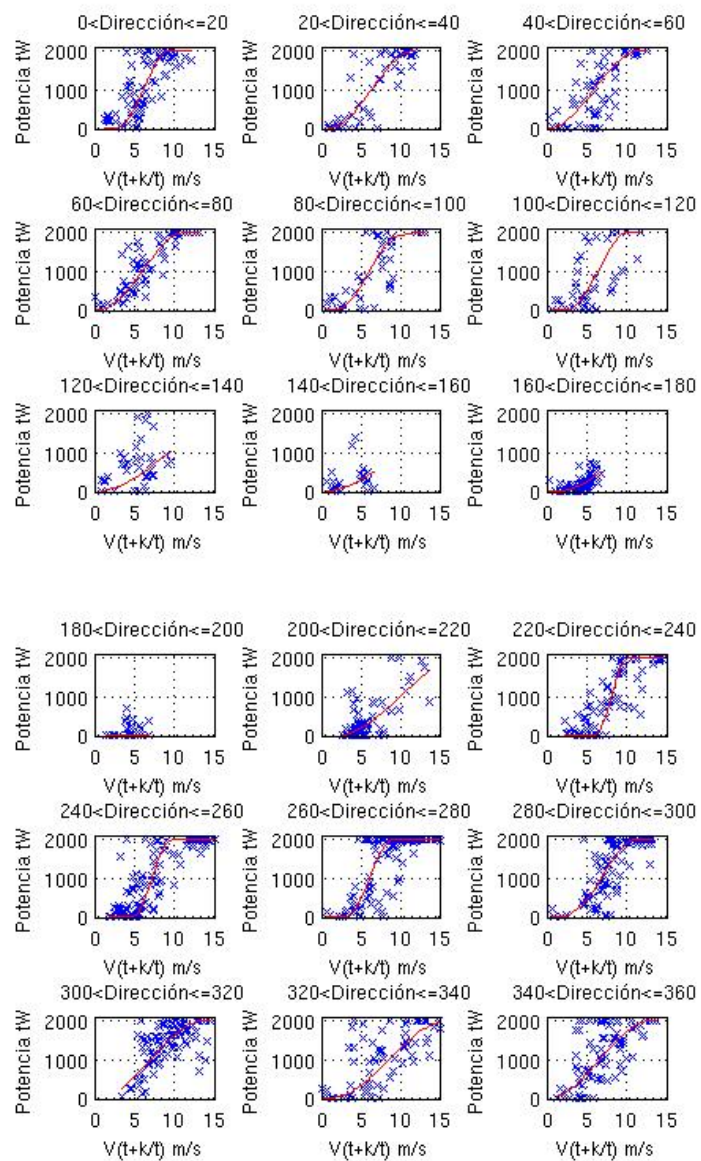


Figura8.4.2.7 Curvas MOS WTG2 C2

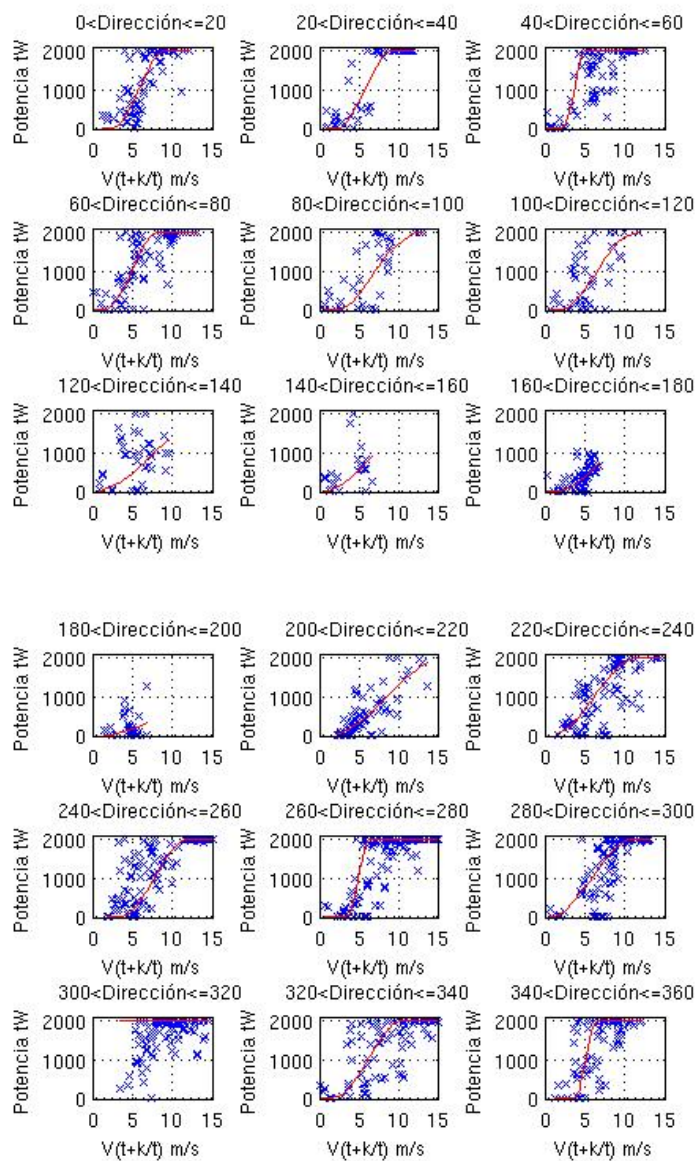


Figura8.4.2.8 Curvas MOS WTG3 C2

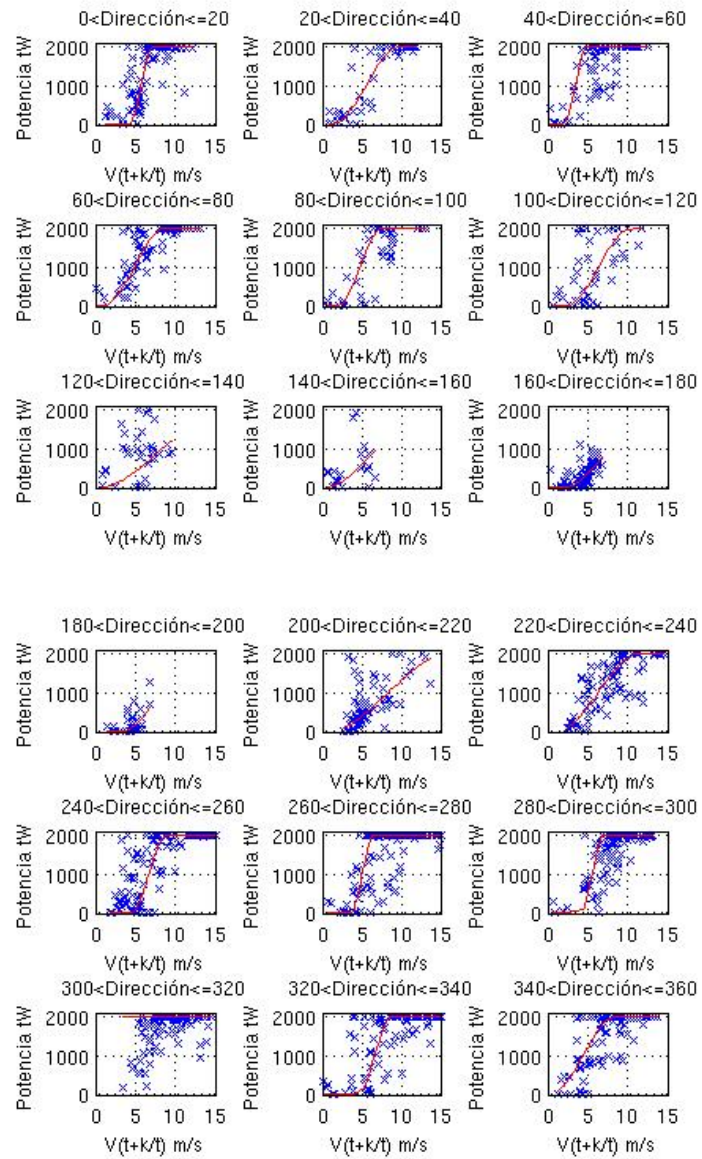


Figura8.4.2.9 Curvas MOS WTG4 C2

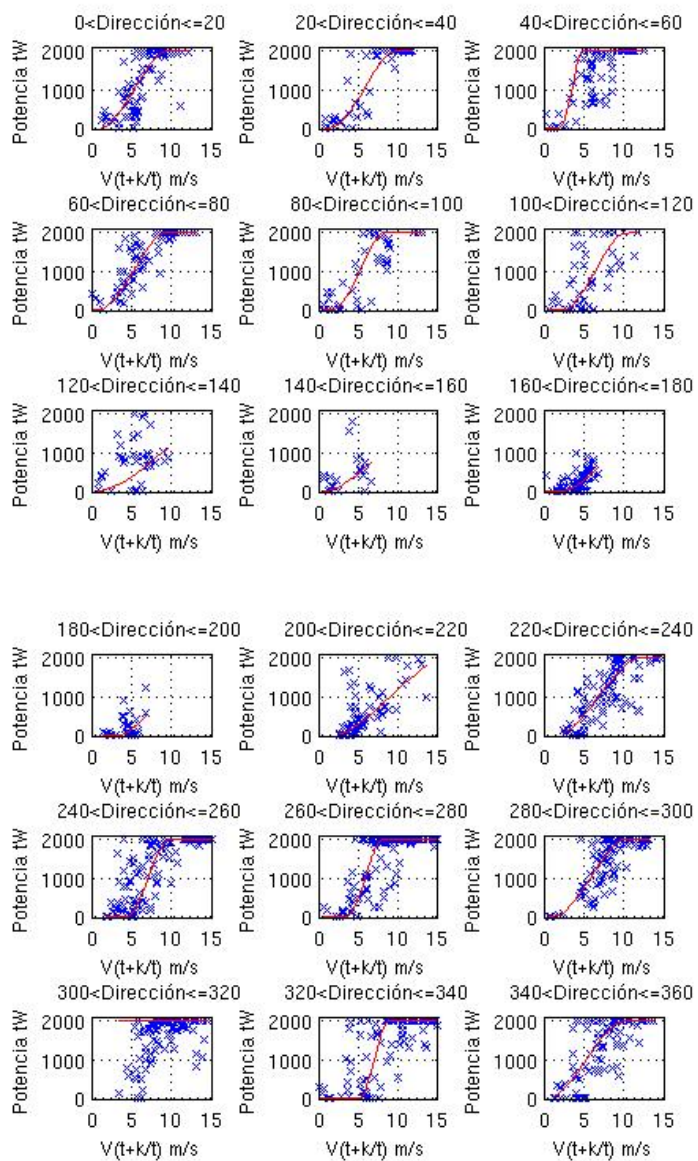


Figura8.4.2.10 Curvas MOS WTG5 C2

8.4.3. Descripción del MOS ajuste speed up

El fundamento teórico del modelo MOS ajuste speed up, es similar al fundamento del modelo MOS Curva de Ajuste, es decir considerar el efecto de la topografía, en función de la dirección pronosticada, considerando tanto la contracción de las líneas de flujo para direcciones transversales a la colina así como la interferencia entre aerogeneradores.

En este caso se propone un MOS en el cual se ajustan coeficientes por dirección con tratamiento análogo a los coeficientes de corrección de speed up.

Dada la simulación en el dominio de 1,1 km x 1,1 km, para el periodo de ajuste del modelo MOS la velocidad en cada uno de los puntos donde se tienen instalados los aerogeneradores se obtiene interpolando los valores de velocidad que tienen en los nodos más próximos.

La potencia inyectada a la red de cada uno de los aerogeneradores instalados así como de la curva de funcionamiento que presenta el fabricante, son incluidos entre los datos utilizados por el modelo en su calibración.

A los efectos del cálculo de los coeficientes del modelo MOS ajuste speed up, se consideran las series temporales, considerando los valores simultáneos para cada instante de tiempo $t + k$ en el periodo de análisis considerado:

- $P_i(t + k)$
- $\hat{V}_i(t + k|t)$
- $\hat{d}(t + k|t)$
- $\hat{P}(t + k|t)$

Para una dirección pronosticada y para cada aerogenerador, se calcula la potencia a partir del pronóstico de la velocidad generado por el modelo regional corregido por un coeficiente de corrección de speed up dependiente de la dirección $S_{up}^c = S_{up}^c(\hat{d})$.

En la (Eq 8.11), se presenta el cálculo de la velocidad en la colina $\hat{V}_i^c = \hat{V}_i^c(t + k|t)$, definida como el producto entre la velocidad pronosticada por el modelo regional $\hat{V}_i = \hat{V}_i(t + k|t)$ resultante de la interpolación antes descrita y el coeficiente S_{up}^c .

$$\hat{V}_i^c(t + k|t) = S_{up}^c \hat{V}_i(t + k|t) \quad (8.11)$$

Luego la potencia pronosticada se calcula a partir de la curva de funcionamiento del aerogenerador y de la velocidad corregida

$$\hat{P}^i = P_{curva_{fabricante}}(S_{up}(\hat{d})\hat{V}_i) \quad (8.12)$$

Siendo $P_{curva_{fabricante}}$ la curva de funcionamiento proporcionada por el fabricante y \hat{V}_i^c la velocidad corregida en el punto donde se tiene instalado el aerogenerador. Luego, por medio de un procedimiento de cálculo análogo al que es presentado en (Eq 8.13) se calculan los coeficientes de S_{up} de tal forma de minimizar el error en el periodo considerado, como la diferencia entre la potencia generada y la potencia pronosticada.

Calculo de coeficientes ajuste speed up

A continuación en la tabla 8.4.3 se presentan los valores de S_{up}^c , para el periodo de calibración del modelo Junio-Agosto 2011.

Dir	WTG1_C1	WTG2_C1	WTG3_C1	WTG4_C1	WTG5_C1	WTG1_C2	WTG2_C2	WTG3_C2	WTG4_C2	WTG5_C2
[0°,20°]	1,07	1,15	1,16	1,32	1,18	1,25	1,30	1,37	1,38	1,46
[20°,40°]	1,11	1,06	1,07	1,21	1,19	1,13	1,23	1,27	1,36	1,34
[40°,60°]	1,16	1,14	1,17	1,90	1,70	1,28	1,38	1,81	1,59	1,85
[60°,80°]	1,31	1,24	1,32	1,53	1,42	1,35	1,45	1,54	1,51	1,61
[80°,100°]	1,16	1,22	1,24	1,27	1,25	1,22	1,28	1,18	1,39	1,40
[100°,120°]	1,10	1,22	1,18	1,37	1,28	1,23	1,47	1,86	1,28	1,39
[120°,140°]	1,63	1,62	1,28	1,85	1,77	1,79	1,99	1,16	1,04	1,09
[140°,160°]	0,68	0,94	1,18	1,45	1,39	1,29	1,24	1,40	0,86	0,89
[160°,180°]	0,96	0,94	1,06	1,16	1,07	1,06	1,17	1,20	1,10	1,12
[180°,200°]	0,89	0,10	0,86	1,02	0,96	0,99	1,08	0,76	1,09	1,23
[200°,220°]	0,99	0,93	1,01	1,15	1,04	0,98	1,06	1,16	1,19	1,27
[220°,240°]	1,20	1,07	1,21	1,28	1,18	1,14	1,29	1,43	1,33	1,43
[240°,260°]	1,21	1,23	1,22	1,53	1,21	1,09	1,14	1,22	1,19	1,22
[260°,280°]	1,44	1,44	1,48	1,47	1,63	1,43	2,00	1,61	1,46	1,55
[280°,300°]	1,44	1,45	1,61	1,81	1,66	1,32	1,50	1,77	1,65	1,82
[300°,320°]	1,52	1,55	1,65	1,79	1,72	1,61	1,78	1,81	1,68	1,76
[320°,340°]	1,24	1,02	1,01	1,59	1,46	1,56	1,55	1,56	1,58	1,67
[340°,360°]	1,38	1,28	1,30	1,62	1,46	1,71	1,62	1,80	1,67	1,89

Figura8.4.3 Coeficientes de modelo MOS

A partir de la tabla se verifica que el coeficiente S_{up}^c para direcciones en el entorno de las dirección lineal del parque adoptan menores valores en tanto que mayores valores se tienen para las direcciones perpendiculares a la colina.

$$\min(\sum |e(t+k)^{i,j}|) \quad (8.13)$$

8.5. Desempeño de los modelos GFS-WRF-MOS dominios d01 d04

A los efectos de comparar el desempeño del modelo GFS-WRF-MOS en términos de la capacidad pronóstico y la insidencia del aumento de resolución del modelo. Se aplico el modelo MOS con ajuste del coeficiente de Speed Up a las salidas del modelo WRF del dominio d01 de

30 km x 30 km y al dominio d04 de 1,1 km x 1,1 km, se presentan la distribución de errores para un mes de análisis.

Se presentan los errores de acuerdo a los histogramas definidos de acuerdo al documento del Proyecto ANEMOS -A Protocol for Standardizing the Performance Evaluation of Short-Term Wind Power Prediction Models- [Madsen, 2004]

8.5.1. Desempeño de los modelos GFS-WRF-MOS dominio d01

Se generaron los pronósticos a partir del MOS Speed Up, calculando la potencia generada por cada uno de los 10 aerogeneradores instalados en el parque Emanuele Cambilargiu. La modelación se baso en este caso en el máximo nivel de resolución de grilla d01 de 30 km x 30 km.

Dominio d01 -Setiembre 2010-

En la figura 8.5.1.1 8.5.1.2 8.5.1.3 8.5.1.4 8.5.1.5 se presentan los histogramas de errores normalizados de los aerogeneradores WTG1 C1, WTG2 C1, WTG3 C1, WTG4 C1, WTG5 C1, WTG1 C2, WTG2 C2, WTG3 C2, WTG4 C2 y WTG5 C2 respectivamente para el mes de setiembre de 2010,

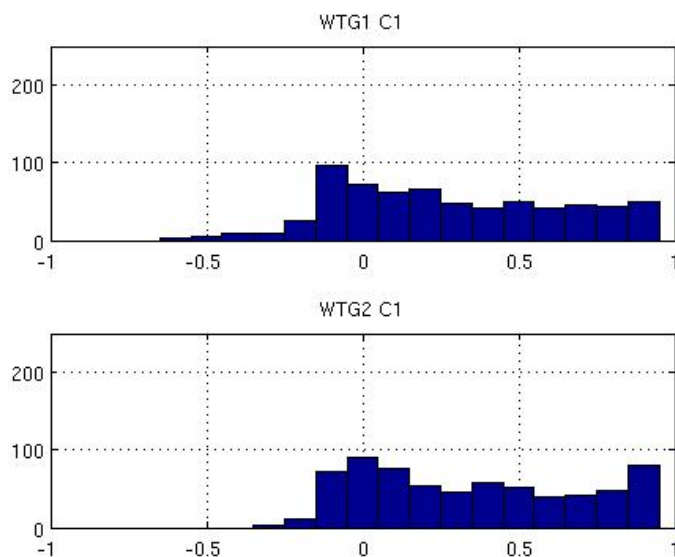


Figura8.5.1.1 Distribución de errores d01 setiembre-2010WTG1 C1,WTG2 C1

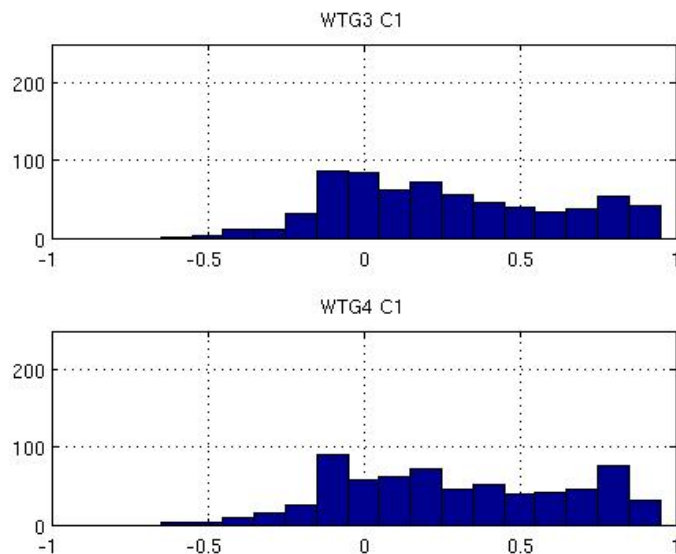


Figura8.5.1.2 Distribución de errores d01 setiembre-2010WTG3 C1, WTG4 C1

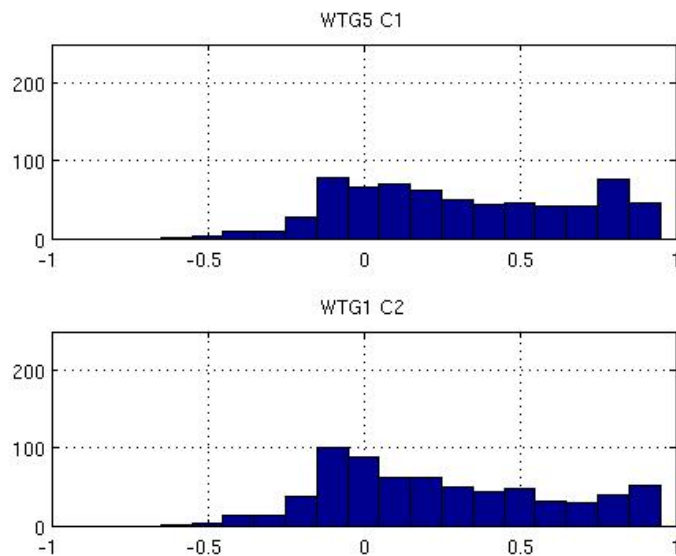


Figura8.5.1.3 Distribución de errores d01 setiembre-2010WTG5 C1, WTG1 C2

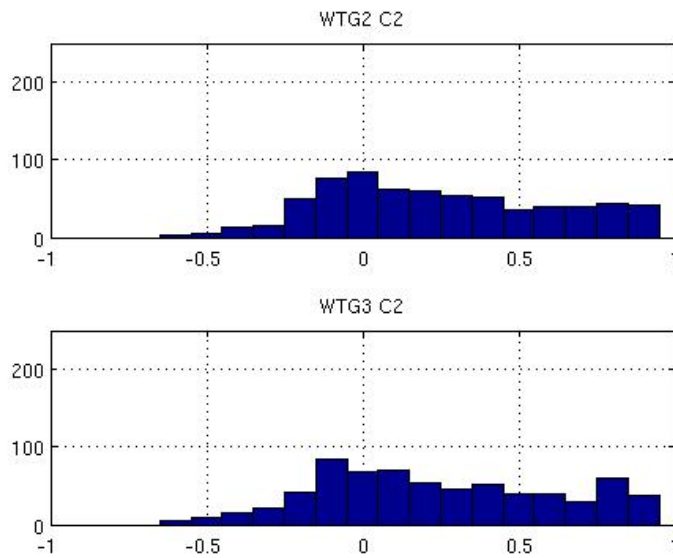


Figura8.5.1.4 Distribución de errores d01 setiembre-2010 WTG2 C2, WTG3 C2

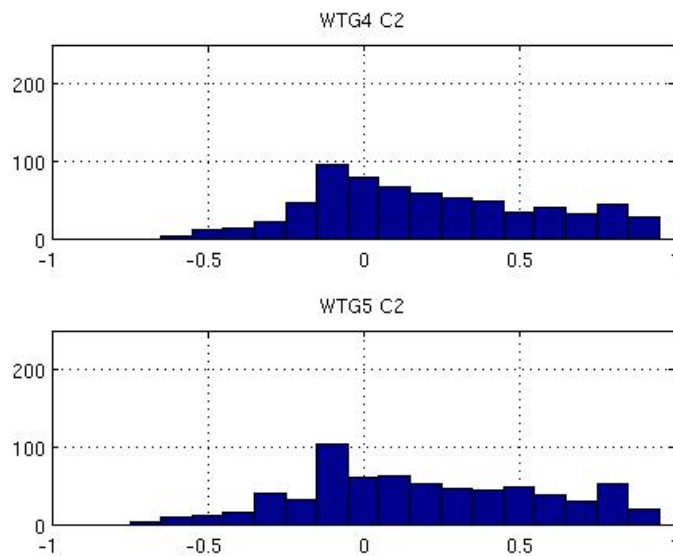


Figura8.5.1.5 Distribución de errores d01 setiembre-2010 WTG4 C2 y WTG5 C2

Dominio d01 -Octubre 2010-

En la figura 8.5.1.6 8.5.1.7 8.5.1.8 8.5.1.9 8.5.1.10 se presentan los histogramas de errores normalizados de los aerogeneradores WTG1 C1, WTG2 C1, WTG3 C1, WTG4 C1, WTG5 C1, WTG1 C2, WTG2 C2, WTG3 C2, WTG4 C2 y WTG5 C2 respectivamente para el mes de octubre de 2010.

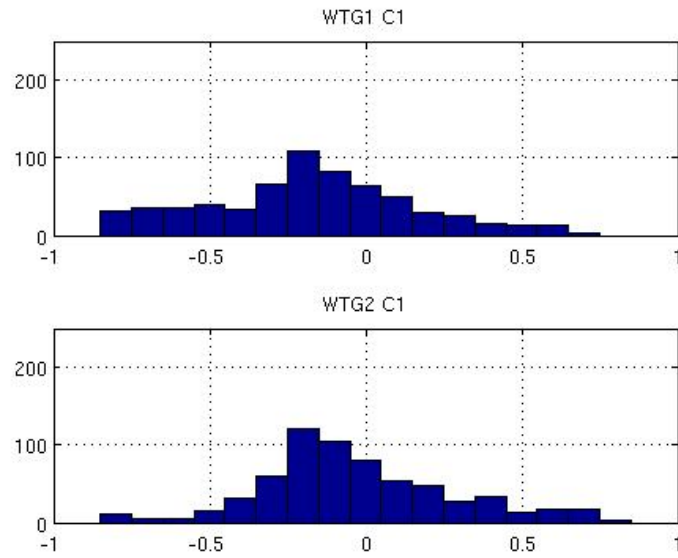


Figura8.5.1.6 Distribución de errores d01 octubre-2010WTG1 C1,WTG2 C1

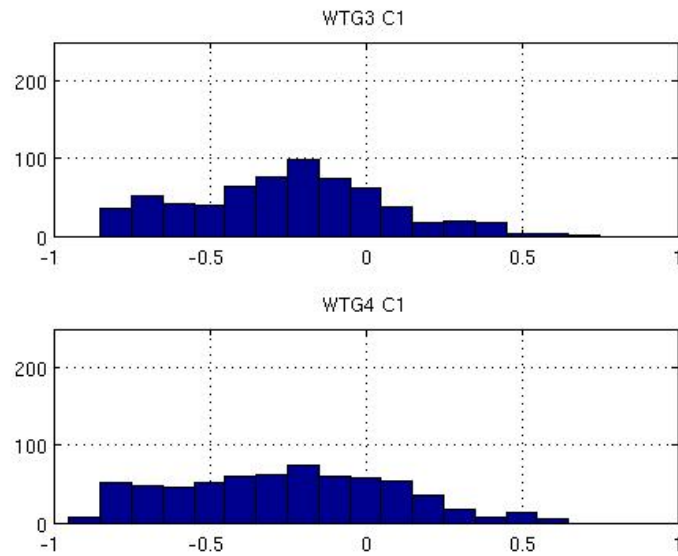


Figura8.5.1.7 Distribución de errores d01 octubre-2010WTG3 C1, WTG4 C1

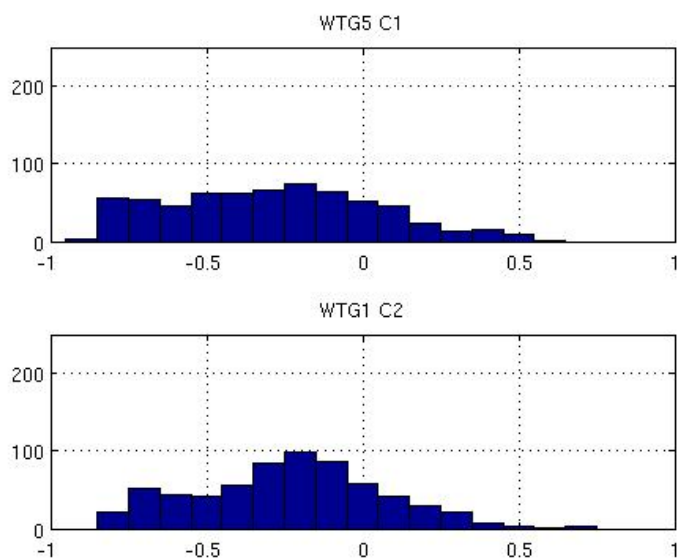


Figura8.5.1.8 Distribución de errores d01 octubre-2010WTG5 C1, WTG1 C2

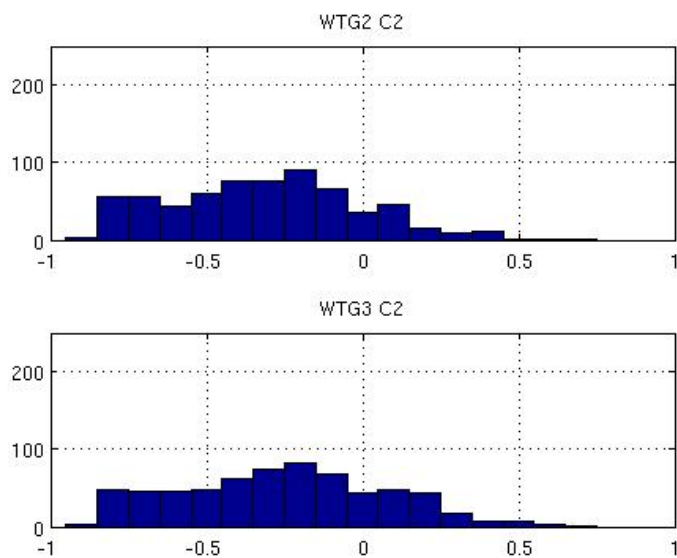


Figura8.5.1.9 Distribución de errores d01 octubre-2010WTG2 C2, WTG3 C2

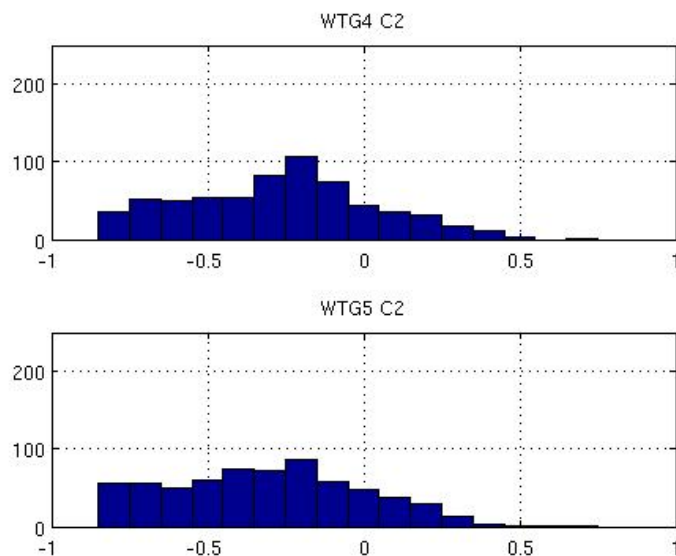


Figura8.5.1.10 Distribución de errores d01 octubre-2010WTG4 C2 y WTG5 C2

Dominio d01 -Noviembre 2010-

En la figura 8.5.1.11 8.5.1.12 8.5.1.13 8.5.1.14 8.5.1.15 se presentan los histogramas de errores normalizados de los aerogeneradores WTG1 C1, WTG2 C1, WTG3 C1, WTG4 C1, WTG5 C1, WTG1 C2, WTG2 C2, WTG3 C2, WTG4 C2 y WTG5 C2 respectivamente para el mes de noviembre de 2010,

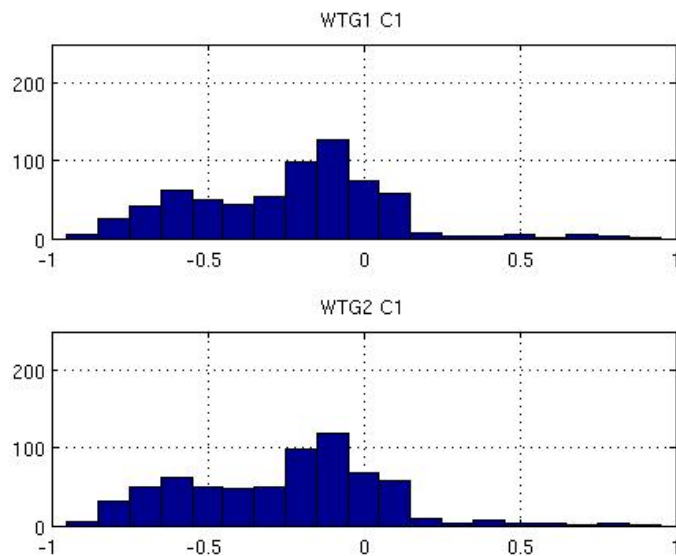


Figura8.5.1.11 Distribución de errores d01 noviembre-2010WTG1 C1, WTG2 C1

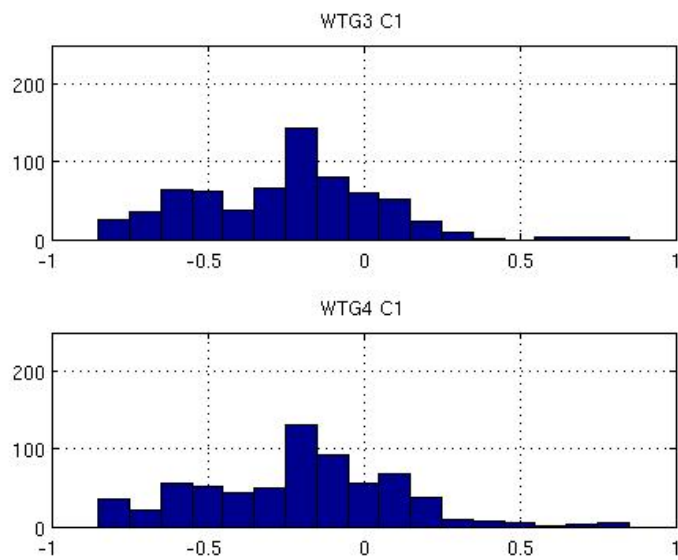


Figura8.5.1.12 Distribución de errores d01 noviembre-2010WTG3 C1, WTG4 C1

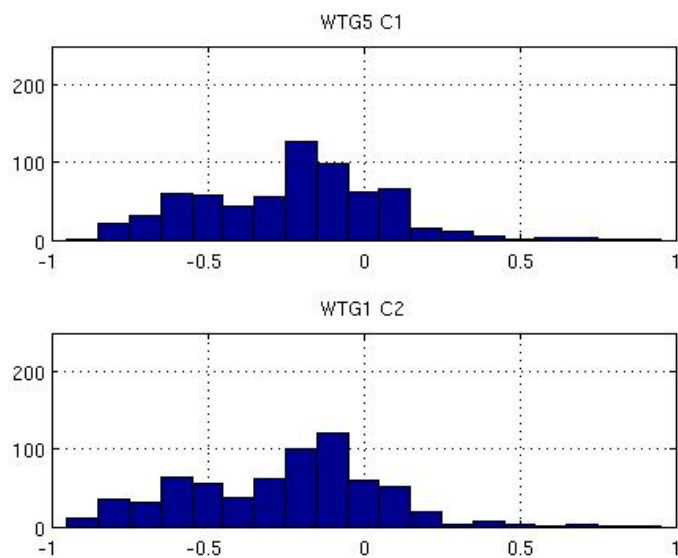


Figura8.5.1.13 Distribución de errores d01 noviembre-2010WTG5 C1, WTG1 C2

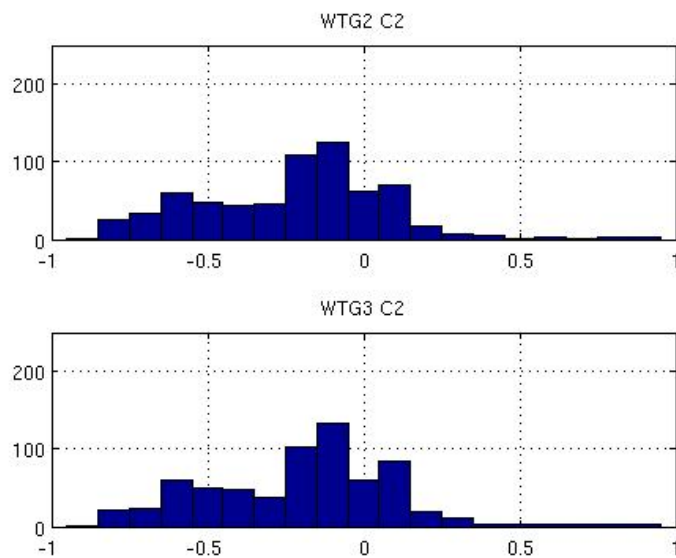


Figura8.5.1.14 Distribución de errores d01 noviembre-2010WTG2 C2, WTG3 C2

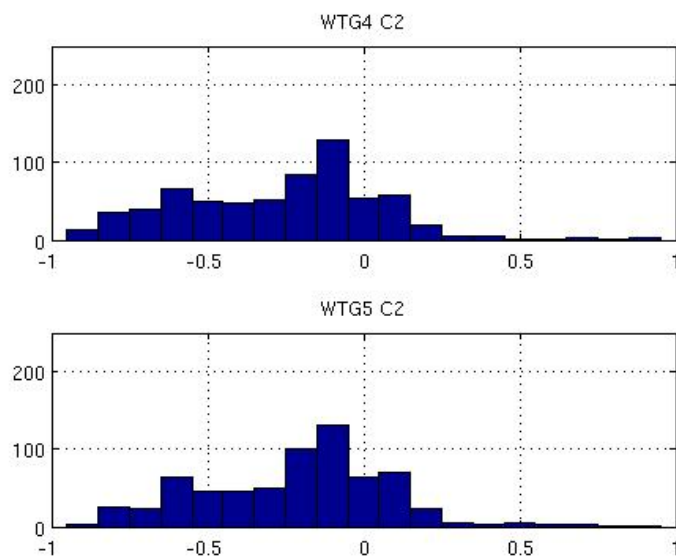


Figura8.5.1.15 Distribución de errores d01 noviembre-2010WTG4 C2 y WTG5 C2

8.5.2. Desempeño de los modelos GFS-WRF-MOS dominio d04

Se generaron los pronósticos a partir del MOS speed up, calculando la potencia generada por cada uno de los 10 aerogeneradores instalados

en el parque Emanuele Cambilargiu. La modelación se baso en este caso en el máximo nivel de resolución de grilla d04 de 1,1 km x 1,1 km.

Dominio d04 -Setiembre 2010-

En la figura 8.5.2.1 8.5.2.2 8.5.2.3 8.5.2.4 8.5.2.5 se presentan los histogramas de errores normalizados de los aerogeneradores WTG1 C1, WTG2 C1, WTG3 C1, WTG4 C1, WTG5 C1, WTG1 C2, WTG2 C2, WTG3 C2, WTG4 C2 y WTG5 C2 respectivamente para el mes de setiembre de 2010,

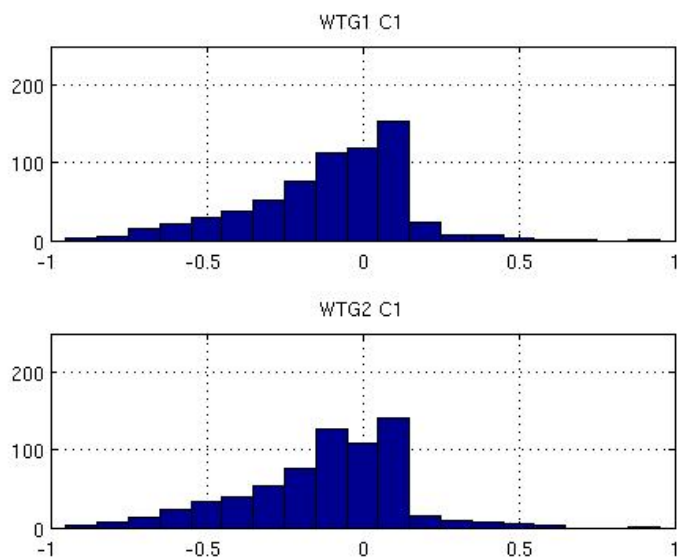


Figura8.5.2.1 Distribución de errores d04 setiembre-2010WTG1 C1,WTG2 C1

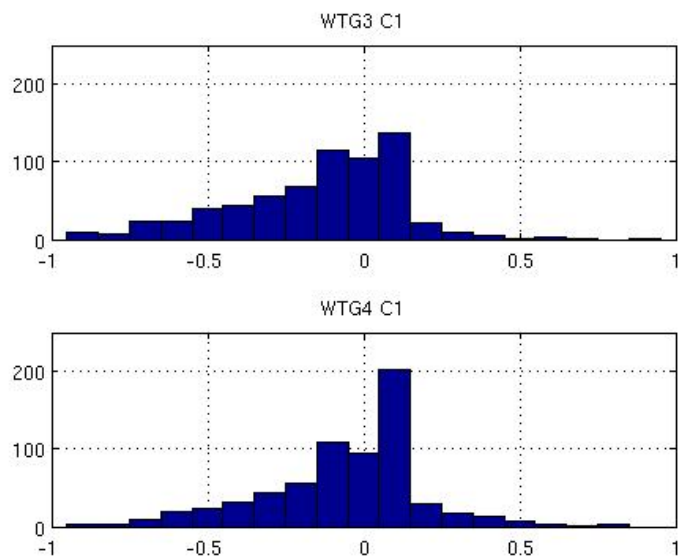


Figura8.5.2.2 Distribución de errores d04 setiembre-2010WTG3 C1, WTG4 C1

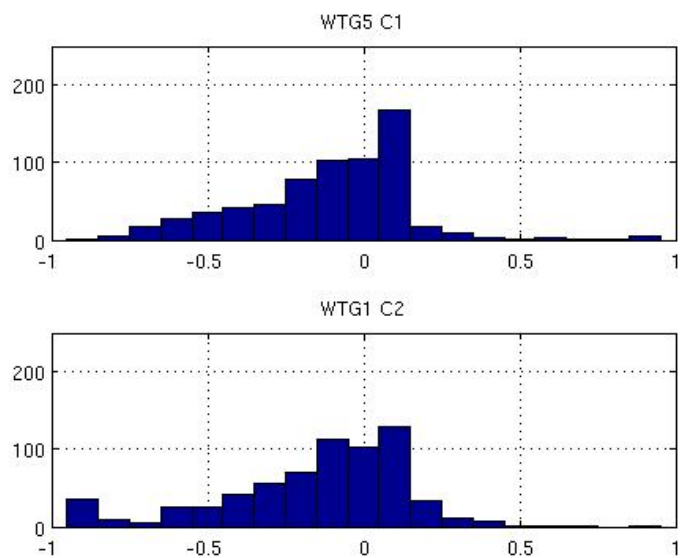


Figura8.5.2.3 Distribución de errores d04 setiembre-2010WTG5 C1, WTG1 C2

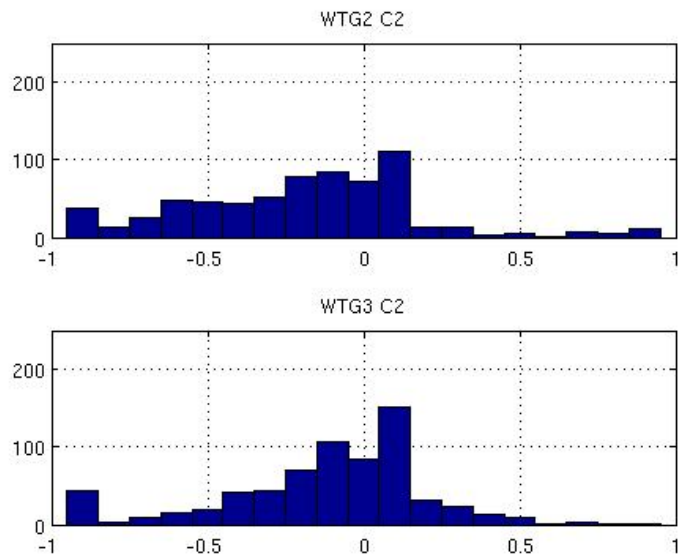


Figura8.5.2.4 Distribución de errores d04 setiembre-2010 WTG2 C2, WTG3 C2

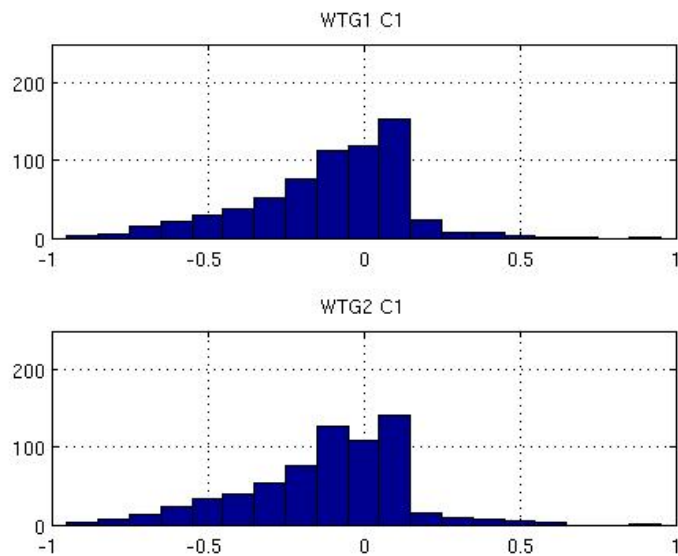


Figura8.5.2.5 Distribución de errores d04 setiembre-2010 WTG4 C2 y WTG5 C2

Dominio d04 -Octubre 2010-

En la figura 8.5.2.6 8.5.2.7 8.5.2.8 8.5.2.9 8.5.2.10 se presentan los histogramas de errores normalizados de los aerogeneradores WTG1 C1, WTG2 C1, WTG3 C1, WTG4 C1, WTG5 C1, WTG1 C2, WTG2 C2, WTG3 C2, WTG4 C2 y WTG5 C2 respectivamente para el mes de octubre de 2010,

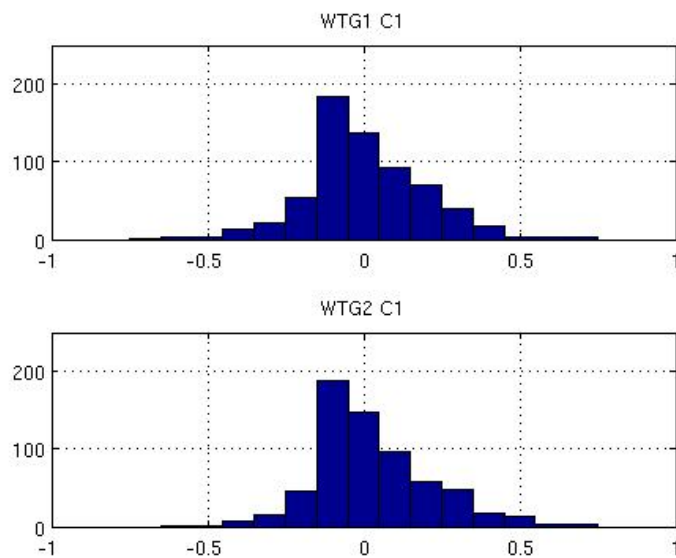


Figura8.5.2.6 Distribución de errores d04 octubre-2010WTG1 C1,WTG2 C1

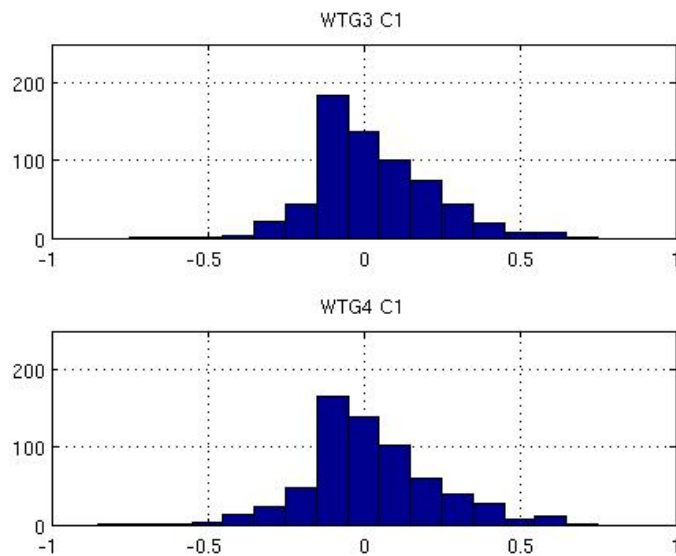


Figura8.5.2.7 Distribución de errores d04 octubre-2010WTG3 C1, WTG4 C1

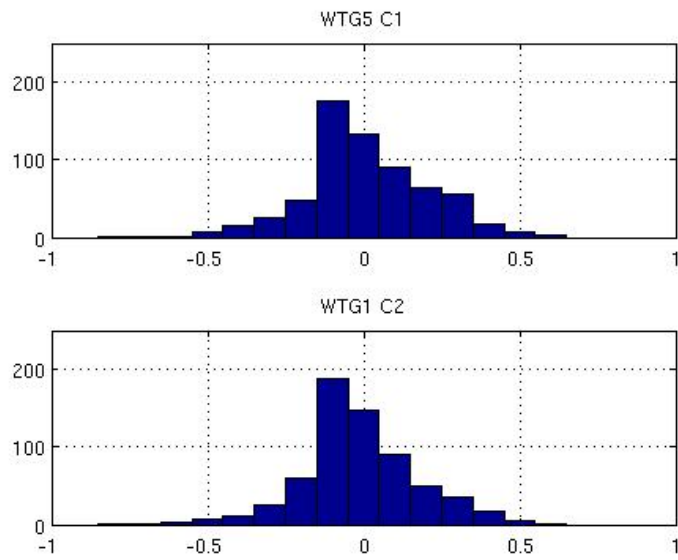


Figura8.5.2.8 Distribución de errores d04 octubre-2010WTG5 C1, WTG1 C2

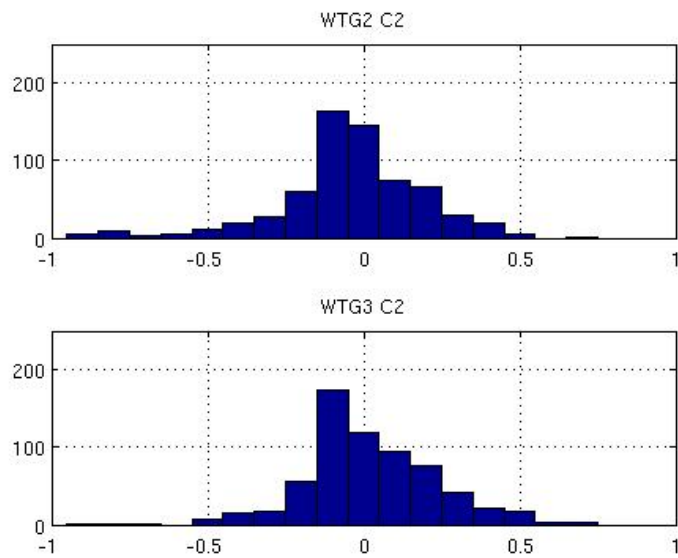


Figura8.5.2.9 Distribución de errores d04 octubre-2010WTG2 C2, WTG3 C2

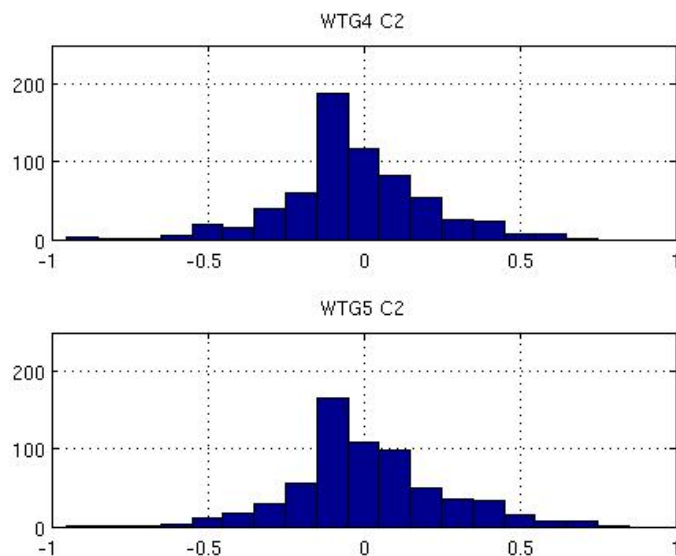


Figura8.5.2.10 Distribución de errores d04 octubre-2010WTG4 C2 y WTG5 C2

Dominio d04 -Noviembre 2010-

En la figura 8.5.2.11 8.5.2.12 8.5.2.13 8.5.2.14 8.5.2.15 se presentan los histogramas de errores normalizados de los aerogeneradores WTG1 C1, WTG2 C1, WTG3 C1, WTG4 C1, WTG5 C1, WTG1 C2, WTG2 C2, WTG3 C2, WTG4 C2 y WTG5 C2 respectivamente para el mes de noviembre de 2010,

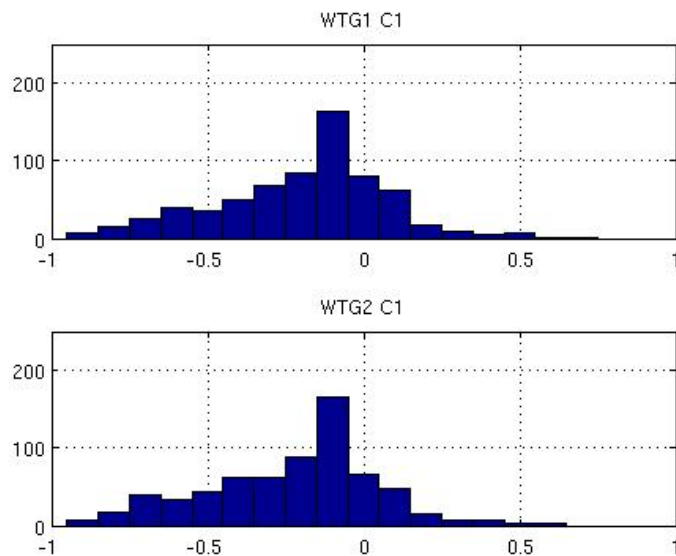


Figura8.5.2.11 Distribución de errores d04 noviembre-2010WTG1 C1,WTG2 C1

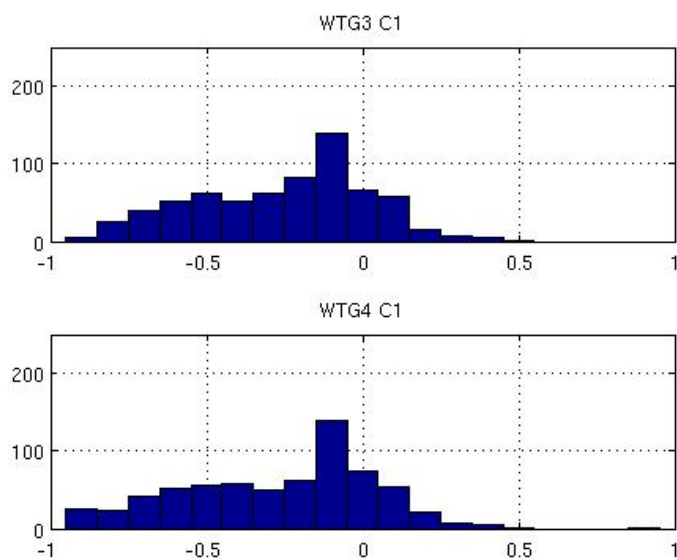


Figura8.5.2.12 Distribución de errores d04 noviembre-2010 WTG3 C1, WTG4 C1

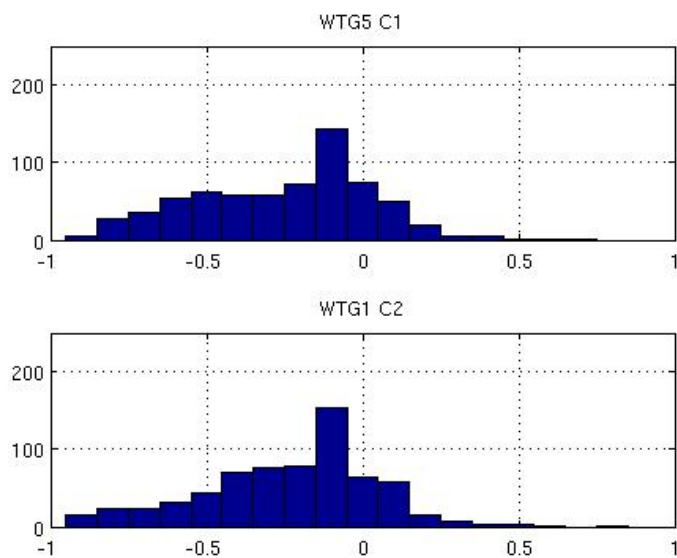


Figura8.5.2.13 Distribución de errores d04 noviembre-2010 WTG5 C1, WTG1 C2

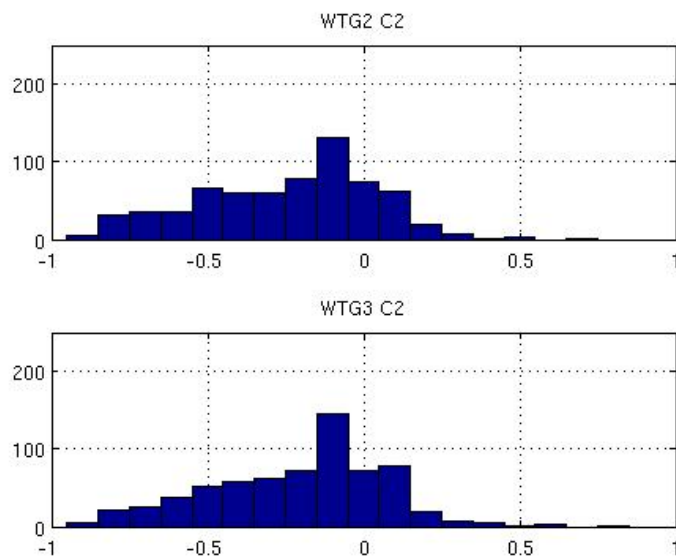


Figura8.5.2.14 Distribución de errores d04 noviembre-2010WTG2 C2, WTG3 C2

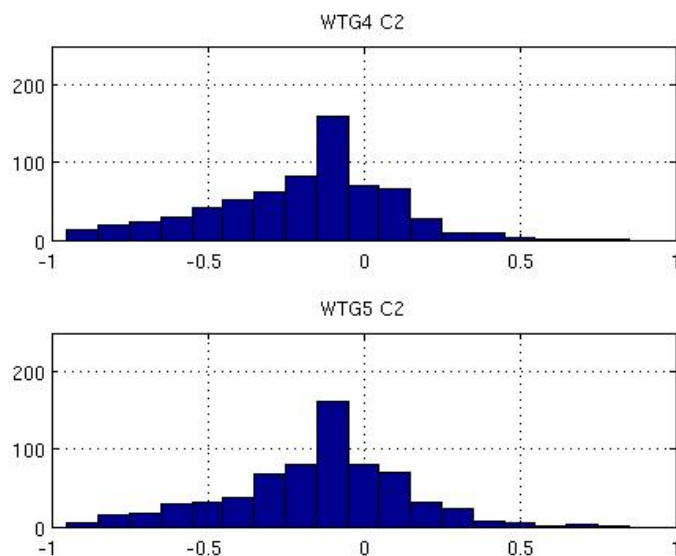


Figura8.5.2.15 Distribución de errores d04 noviembre-2010WTG4 C2 y WTG5 C2

8.5.3. Significancia estadística evaluación por t-student

A los efectos de evaluar el impacto en términos de la capacidad del pronóstico se le aplicó el test de Student, a la serie histórica de los errores en el pronóstico considerando la aplicación del método MOS

speed up.

Es un test de Student que permite decidir si dos variables aleatorias asumiendo distribución gaussiana y con la misma varianza tienen medias diferentes.

El test se basa en evaluar la diferencia en la media muestral entre dos muestras, en caso que el test se compruebe se dice que es estadísticamente significativa, y entonces es posible afirmar que las dos muestras corresponden a distribuciones de probabilidad de media poblacional distinta, o por el contrario afirmar que la diferencia de medias puede deberse a oscilaciones estadísticas azarosas.

La eficacia del test aumenta con el número de datos del que constan las dos muestras, en concreto del número de grados de libertad. La prueba consiste en examinar el estadístico t obtenido a partir de la dos muestras Eq8.14:

$$t = \frac{E_{d01}^- - E_{d04}^-}{\sqrt{\frac{(N_{d01}-1)\sigma_{d01}^2 + (N_{d04}-1)\sigma_{d04}^2}{N_{d04} + N_{d01} - 2} \left(\frac{1}{N_{d04}} + \frac{1}{N_{d01}} \right)}} \quad (8.14)$$

Se evaluaron los pronósticos basados en velocidades pronosticadas para el dominio d01 30 km x 30 km y para el caso de los pronósticos de velocidades del dominio d04 1,1 km x 1,1 km.

Siendo E_{d01}^- , E_{d04}^- los errores asociados a la aplicación de los dominios d01 y d04 respectivamente, σ_{d01} , σ_{d04} las desviaciones standard de los dominios d01 y d04, y N_{d01} , y N_{d04} , el numero de componentes de las muestras evaluadas.

Se evaluó la serie de errores en el periodo setiembre 2010, octubre 2010, noviembre 2010, para la cual se calcularon 56 grados de libertad, siendo el valor calculado de $t = 1,67$.

El intervalo de confianza de la hipótesis de que el pronóstico asociado a un modelo basado en una grilla de campo de velocidades de 1,1 km x 1,1 km tiene mejor desempeño que un modelo basado en pronósticos en una grilla de 30 km x 30 km es de 95 % .

8.6. Modelos MOS domino d04

Los modelos MOS fueron desarrollados teniendo por objetivo pronosticar la potencia generada por los 10 aerogeneradores instalados en el parque considerado para la validación del modelo. En esta sección se presentan los resultados del pronóstico de la potencia generada, se presentan los gráficos de los histogramas de errores de acuerdo a Madsen 2004.

MOS Curva de ajuste d04

Se generaron los pronósticos a partir del MOS curva de ajuste, calculando la potencia generada por cada uno de los 10 aerogeneradores instalados en el parque Emanuele Cambilargiu. La modelación se basó en este caso en el máximo nivel de resolución de grilla d04 de 1,1 km x 1,1 km. En la figura 8.6.1 8.6.2 8.6.3 8.6.4 8.6.5 se presentan los histogramas de errores normalizados de los aerogeneradores WTG1 C1, WTG2 C1, WTG3 C1, WTG4 C1, WTG5 C1, WTG1 C2, WTG2 C2, WTG3 C2, WTG4 C2 y WTG5 C2 respectivamente para el mes de octubre de 2010,

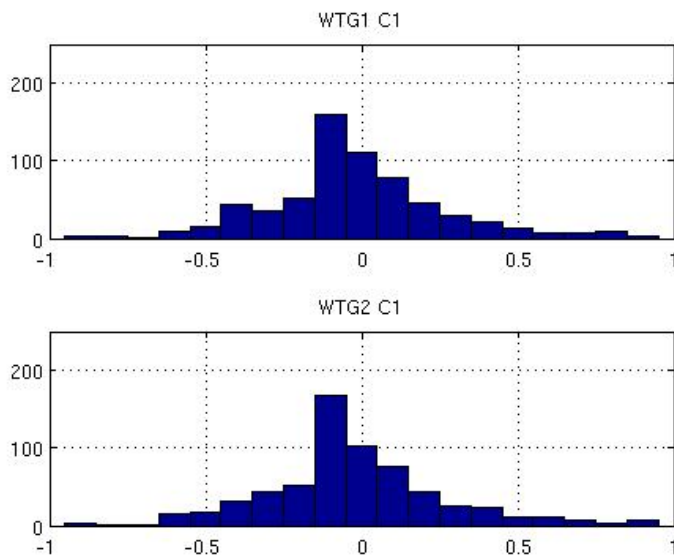


Figura 8.6.1 Histogramas de errores de MOS Curva de Ajuste WTG1 C1 y WTG2 C1

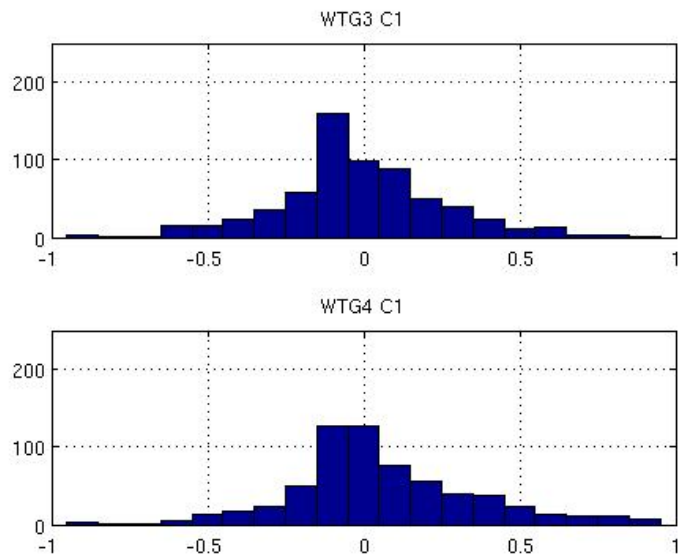


Figura8.6.2 Histogramas de errores de MOS Curva de Ajuste WTG3 C1 y WTG4 C1

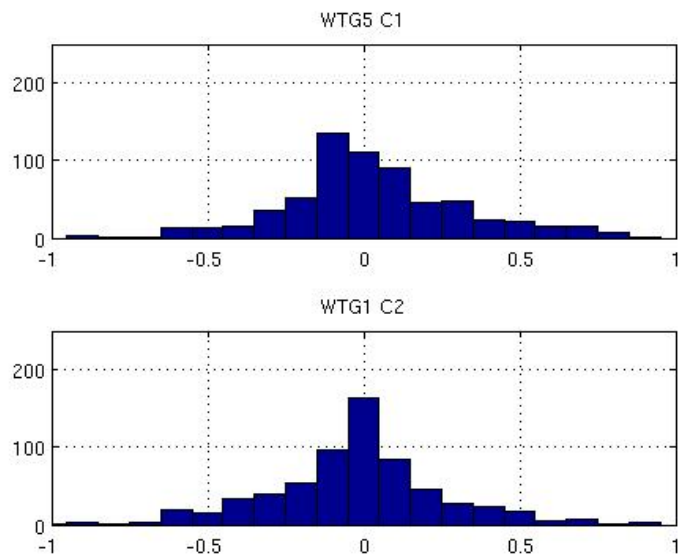


Figura8.6.3 Histogramas de errores de MOS Curva de Ajuste WTG5 C1 y WTG1 C2

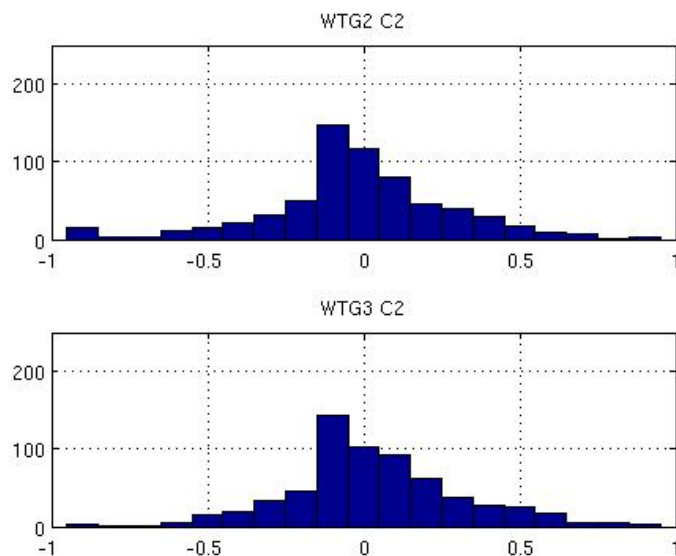


Figura8.6.4 Histogramas de errores de MOS Curva de Ajuste WTG2 C2 y WTG3 C2

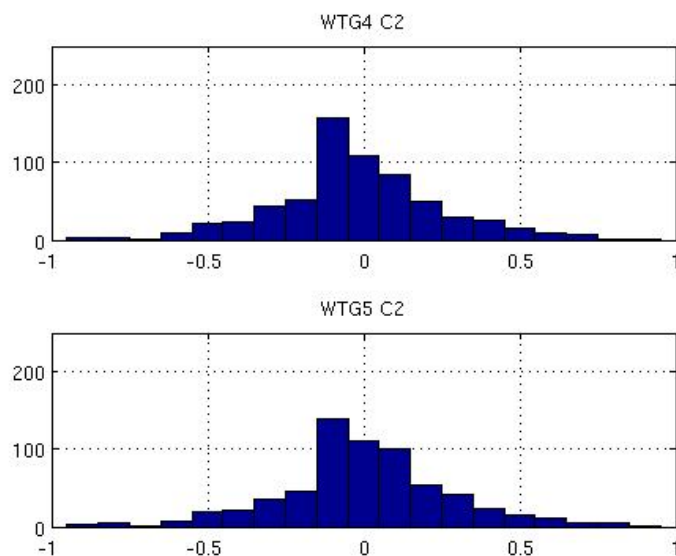


Figura8.6.5 Histogramas de errores de MOS Curva de Ajuste WTG4 C2 y WTG5 C2

MOS Sup Uniforme d04

Al igual que para el caso MOS curva de ajuste, se generaron los pronósticos a partir del MOS coeficiente de speed up, calculando la potencia generada por cada uno de los 10 aerogeneradores instalados en el parque

Emanuelle Cambilargiu. La modelación se baso en este caso forzando un coeficiente de corrección de speed up unico por dirección y aerogenerador igual al valor medio($Sup = 1,3344$), utilizando el máximo nivel de resolución de grilla d04 de 1,1 km x 1,1 km. En este caso a los efectos En la figura 8.6.6 8.6.7 8.6.8 8.6.9 8.6.10 se presentan los histogramas de errores normalizados de los aerogeneradores WTG1 C1, WTG2 C1, WTG3 C1, WTG4 C1, WTG5 C1, WTG1 C2, WTG2 C2, WTG3 C2, WTG4 C2 y WTG5 C2 respectivamente para el mes de octubre de 2010,

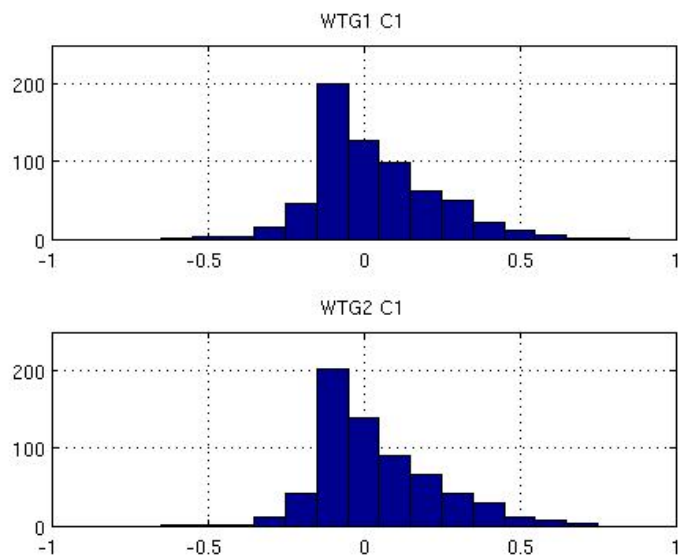


Figura8.6.6 Histogramas de errores de MOS Sup WTG1 C1 y WTG2 C1

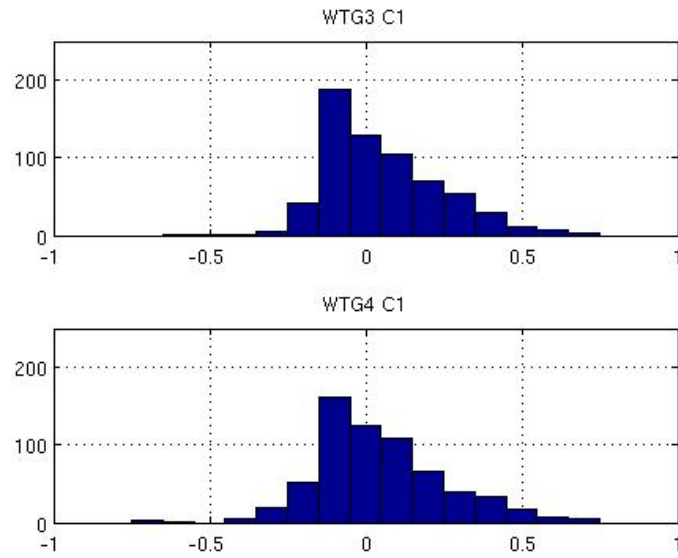


Figura8.6.7 Histogramas de errores de MOS Sup WTG3 C1 y WTG4 C1

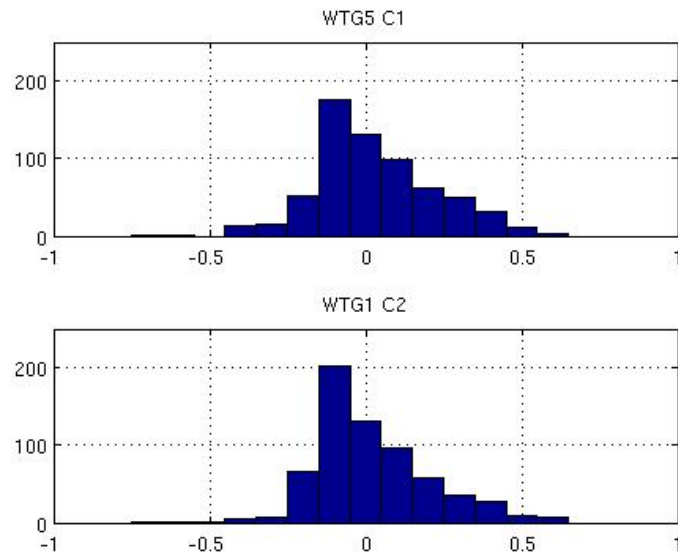


Figura8.6.8 Histogramas de errores de MOS Sup WTG5 C1 y WTG1 C2

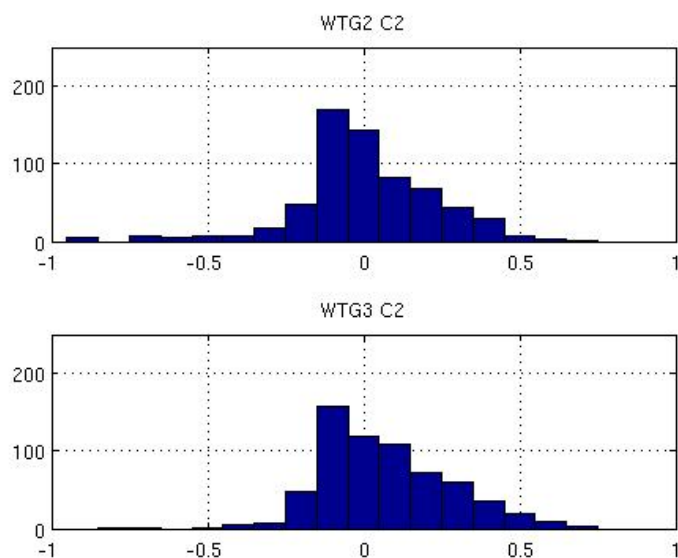


Figura8.6.9 Histogramas de errores de MOS Sup WTG2 C2 y WTG3 C2

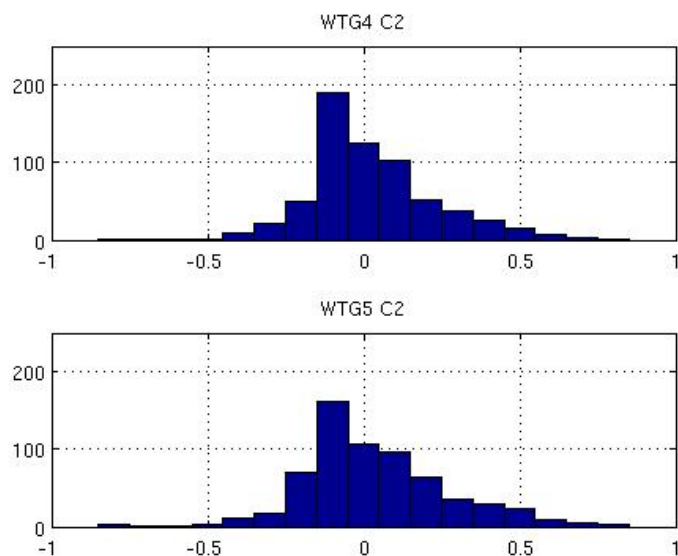


Figura8.6.10 Histogramas de errores de MOS Sup WTG4 C2 y WTG5 C2

Análisis resultados obtenidos modelos MOS d04

Se visualizan comportamientos de los histogramas dependientes de la distancia temporal al periodo de calibración, es decir los histogramas de Setiembre, Octubre y Noviembre de todos los MOS analizados presen-

tan comportamientos característicos distintos dependiente del mes. Como se puede observar en los histogramas del modelo MOS con speed up ajustado por dirección figuras 8.5.2.6, 8.5.2.7, 8.5.2.8, 8.5.2.9, 8.5.2.10, en el MOS Curva de ajuste figuras 8.6.1, 8.6.2, 8.6.3, 8.6.4, 8.6.5, en el MOS Speed up uniforme figuras 8.6.6, 8.6.7, 8.6.8, 8.6.9, 8.6.10, no es posible encontrar diferencias estadísticamente significativas, en otros términos, los MAE de los tres modelos son similares (aproximadamente 20%). El que los tres métodos sean similares, implica que un punto de grilla del dominio d04 apropiadamente seleccionado contiene información similar a la que se puede obtener de la interpolación por posición de los aerogeneradores, los MOS no logran mejorar en forma significativa la información de partida de los mismos esto es la velocidad del dominio d04, con grillas de 1km x 1km. Se plantea entonces la necesidad de valorar el impacto de aumentar el nivel de resolución, pasando a una grilla que logre asimilar las escalas de la topografía y de las estelas generadas.

8.7. Tratamiento de la incertidumbre en modelo operativo

El tratamiento de la incertidumbre amerita mayor profundidad de análisis. Un abordaje del tipo dinámico puede ser planteado en términos de considerar la incertidumbre como una variable a pronosticar. En este caso el modelo puede ser corrido con perturbaciones en las condiciones iniciales generando pronósticos de potencia. En el periodo de cálculo en el cual se calibra el modelo MOS, como primer medida de la incertidumbre se calcula el MAE, luego al valor de potencia pronosticado se le asigna una incertidumbre igual al MAE del periodo de calibración.

8.8. Construcción de Modelo Operativo

A los efectos del diseño e implementación de un modelo de pronóstico operativo, se programaron rutinas (scripts) en bash-linux de tal forma de automatizar la bajada de pronósticos del modelo GFS, así como la corrida del modelo regional WRF con cuatro niveles de resolución de grillas.

El diseño de un pronóstico operativo implica que la información de los pronósticos de generación de energía eólica calculada como salida del modelo GFS-WRF-MOS, esté disponible en tiempo real. Esto significa que si se plantea desarrollar información de pronósticos con un horizonte temporal de 24 horas implica los pronósticos de la generación de energía eólica futura estén disponibles en el presente. Es decir que el pronóstico para el día de mañana de encuentre disponible hoy.

Lograr que un modelo sea operativo implica que tanto en el diseño de los scripts de bajada de datos, en la selección del nivel de resolución de la grilla, como en la infraestructura que se utilice para el cálculo se tome en cuenta lograr minimizar el tiempo de procesamiento.

A medida que se aumenta la capacidad de cálculo, agregando procesadores, se pueden desarrollar modelos basados en grillas con más altos niveles de resolución. En este caso se presenta en la Figura 8.8 el gráfico del tiempo de procesamiento, en minutos, requerido por el modelo WRF en función de los procesadores utilizados en base a la aplicación OpenMP.

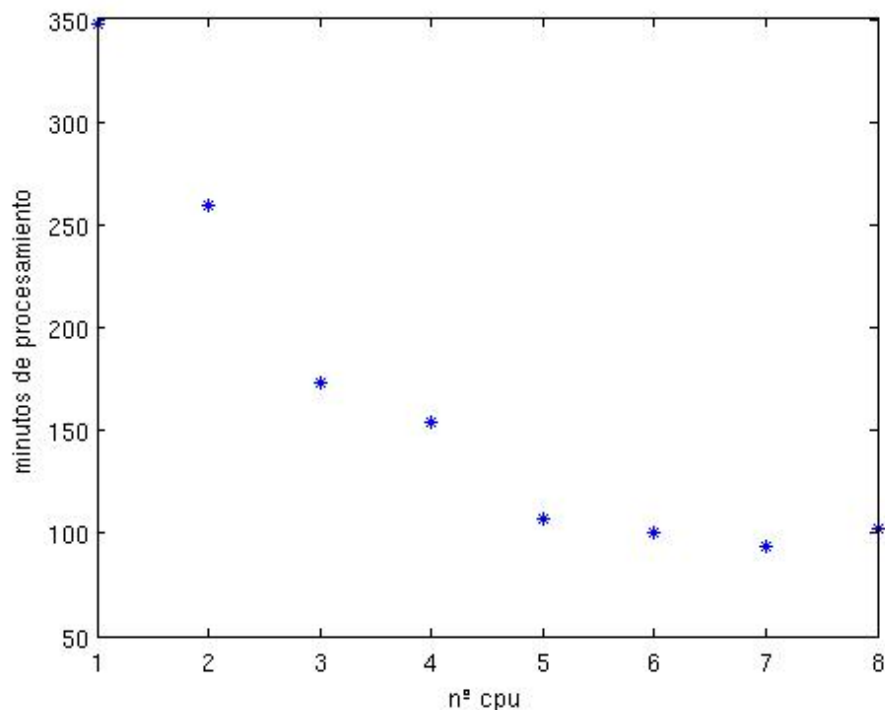


Figura8.8 Costo de calculo en tiempo en función n° cpu

Se destaca que la evaluación del costo de procesamiento, en términos de tiempo de procesamiento y requerimientos de capacidad de computo deben ser evaluadas para cada configuración en particular.

Se presenta a continuación en la Tabla 8.8 ordenados cronologicamente los programas que se ejecutan a los efectos de la implementación del pronóstico operativo:

OMM	Asimilación global de datos, a escala planetaria	GMT	12:00
		Local	09:00
NOAA	Disponibilidad publica de pronósticos modelo GFS_NCEP, sitio web NOAA	GMT	18:00
		Local	15:00
IMFIA	Script de transferencia de datos GRIB2, desde sitio NOAA a Cluster-FING	Local	15:30
IMFIA	Script WPS-WRF 4 niveles de anidamiento 24h-48h	Local	16:00
IMFIA	Script MOS - Energía Eólica 24h-48h	Local	18:00
IMFIA	Script carga en sitio web salidas MOS	Local	18:10

Tabla8.8 Modulos de transferencia de datos y procesamiento implementados

Los scripts mencionados en la implementación del modelo operativo se ejecutan en forma automática previa programación en base al comando at de bash-linux.

- Asimilación global de datos, a escala planetaria. Se refiere al proceso de transferencia de datos que son generados en cada país, quienes reportan a la Organización Meteorológica Mundial.
- Disponibilidad publica de pronósticos modelo GFS-NCEP, sitio web NOAA. Luego de tener disponible la información del estado de la atmósfera para la hora de inicialización, el modelo operativo corrido por la NOAA hace disponible en sitio web los pronósticos con un periodo del orden de seis horas posterior a la hora de inicialización del modelo.
- Script de transferencia de datos GRIB2, desde sitio NOAA a Cluster-FING. En este punto comienza la implementación del modelo de pronóstico operativo implementado en el IMFIA. Se corre un script que transfiere los archivos GRIB2 que contienen los pronósticos del modelo GFS al cluster-FING.
- Script WPS-WRF 4 niveles de anidamiento 24h-48h: Luego de que los datos del modelo de circulación general de la atmósfera están disponibles en el Cluster-FING, se tienen las condiciones iniciales y de frontera necesarias a los efectos de correr el modelo regional. Se corre un Script, que corre los ejecutables del modulo WPS y luego ordena la información en archivos de acuerdo a los requerimientos necesarios para correr el modulo WRF.
- Script MOS - Energía Eólica 24h-48h. Luego que finaliza el proceso de cálculo del modulo WRF, se tienen disponibles las salidas, del modelo regional esto es el campo de velocidades en el dominio de mayor resolución que contiene el parque eólico modelado. Las salidas del modelo WRF tienen un formato NETCDF, a los efectos de realizar el procesamiento se utiliza un script bash-linux que convoca al programa Matlab, en este entorno se cargan los coeficientes del modelo MOS calibrados para un periodo de cálculo previo corriéndose el modelo MOS teniendo como entrada las salidas del modelo WRF.

- Script carga en sitio WEB salidas MOS: Luego de que se tienen disponibles las salidas del modulo de cálculo MOS, se cuelga la información en el sitio web *www.fing.edu.uy/cluster/eolica/*

Todo el proceso descrito implica que la información, que a la hora 18:10 del día n (hoy) se tiene disponible el pronóstico correspondiente al periodo desde día $n + 1$ (mañana) a las 9:00 hasta el día $n + 2$ (pasado mañana) a las 9:00.

Capítulo 9

Conclusiones y líneas de trabajo futuro

En este capítulo se hará una breve recapitulación de los principales conceptos presentados en el trabajo en su conjunto, presentando las principales conclusiones que surgen del trabajo realizado. Por otro lado se describirán líneas de trabajo futuro.

9.1. Conclusiones

Se modelaron cuatro dominios de grillas en modalidad de grillas telescópicas, en base al WRF siendo la grilla de mayor resolución de 1.1 km x 1.1 km en dicho dominio se implementó un cloud resolving model.

Dada la configuración que fue aplicada en el modelo WRF la grilla del dominio mayor resolución d04 1,1 km x 1,1 km presenta la capacidad de modelar en mejor forma ráfagas que el dominio de menor resolución d01 30 km x 30 km. Los eventos en los cuales se constataron los mayores factores de amplificación de velocidad, se tuvieron mayores valores en el caso del modelo corrido con cloud resolving model. Este punto requiere un mayor nivel de profundización en el futuro, se requiere profundizar el análisis en términos de la capacidad del dominio de mayor resolución de modelar y pronosticar eventos extremos, como tormentas convectivas.

Al aplicar el test de student se comprobó la hipótesis de que el modelo de mayor resolución tiene mejor desempeño que el modelo de menor resolución en términos de los errores absolutos del pronóstico de potencia generada por el parque Emanuele Cambilargiu con un intervalo de confianza del 95 %. La capacidad de pronosticar ráfagas por parte del dominio d04 1,1 km x 1,1 km, asociada a la escala de resolución temporal y espacial numérica, mejora significativamente el pronóstico de potencia generada.

Se visualizan comportamientos de los histogramas dependientes de la distancia temporal al periodo de calibración, es decir los histogramas de Setiembre, Octubre y Noviembre de todos los MOS analizados presentan comportamientos característicos distintos dependiente del mes. Los tres métodos MOS d04 obtuvieron comportamientos similares, implica que un punto de grilla del dominio d04, contiene información similar a la que se puede obtener de la interpolación por posición de los aerogeneradores, los MOS no logran mejorar en forma significativa la información de partida de los mismos esto es la velocidad del dominio d04, con grillas de 1km x 1km. Se plantea entonces la necesidad de valorar el impacto de aumentar el nivel de resolución, pasando a una grilla que logre asimilar las escalas de la topografía y de las estelas generadas.

La medida de la incertidumbre fue abordada en términos del valor del MAE para el periodo de calibración, se plantea la posibilidad de mejoras significativas, en la medida que se incorpore tanto asimilación de datos como corridas de ensembles

La implementación de un modelo operativo de pronóstico de energía eólica en tiempo real fue desarrollado con éxito y se encuentra en formato publico disponible en: www.fing.edu.uy/cluster/eolica. Esta experiencia se realizo mediante con corridas automatizadas las cuales se realizaron en el Cluster de Facultad de Ingeniería, lo cual implico la programación tanto de los scripts específicos como el ajuste de los parámetros del gestor del Cluster a los efectos de tener disponible la capacidad de calculo requerida a la hora que se programaron las corridas.

9.2. Líneas de trabajos a desarrollar en el futuro

- Análisis de parametrizaciones WRF, capa limite, cumulus.
- Introducción de información satelital de uso del terreno en forma periódica.
- Aumento de resolución de WRF, en tiempos factibles de lograr pronósticos operativos, incorporación de LES.
- Investigar la capacidad de Cloud Resolving Models de modelar eventos extremos.
- Implementación de modelo con asimilación de datos locales, automatizado.
- Investigación del efecto de asimilación de datos locales sobre los pronósticos.
- Uso del WRF para la generación de información retrospectiva.

Bibliografía

- [Ackermann, 2005] Ackerman, Thomas, Wind Power in Power Systems, 2005, Wiley, ISBN 0-470-85508-8
- [Ahmad, 1986] Ahmad Y Hassan, Donald Routledge Hill. Islamic Technology: An illustrated history, p. 54. 1986 Cambridge University Press. ISBN 0-521-42239-6.
- [Arakawa, 2004] Akio Arakawa The Cumulus Parameterization Problem: Past, Present, and Future, 2004. UCLA. USA
- [Badger, 2007] Jake Badger. Report on the use of stability parameters and mesoscale modelling in short-term prediction 2007 Risø National Laboratory Technical University of Denmark Roskilde, Denmark
- [Barthelmie, 2009] Barthelmie, R.J., Hansen, K., Frandsen, S.T., Rathmann, O., Schepers, J.G., Schlez, W., Philips, J., Rados, K., Zervos, A., Politis, E.S. and Chaviaropoulos, P.K. 2009: Modelling and measuring flow and wind turbine wakes in large wind farms offshore, Wind Energy, 12(5), 431–444. DOI: 10.1002/we.348
- [Beroqui, 2011] Mario Beroqui Reserva adicional necesaria en el sadi debido a la presencia de generación eólica. 2011(C2-17)
- [Betz, 1926] Albert Betz "Wind-Energie"1926
- [Bontemps, 2011] Sophie Bontemps,GLOBCOVER-2009 Products Description and Validation Report. 2011 UCLouvain ESA Team

- [Bovas, 2005] Bovas Abraham, Johannes Ledolter, Statistical Methods for Forecasting 2005 Wiley-Interscience; 2 ed
- [Businger, 1971] Businger J. A., J. C. Wyngaard, Y. Izumi and E. F. Bradley, Flux profile relationships in the atmospheric surface layer. 1971 J. Atmos Sci 28, 181-189.
- [Boussinesq, 1903] Boussinesq, J., 1903 Théorie Analytique de la Chaleur. Vol. 2. Gathier-Villars, 657.
- [Cataldo,1994] Cataldo y otros, Cuantificación del potencial eólico del Uruguay Aplicable a la generación eléctrica en gran escala Convenio UDELAR-UTE 1994.
- [Cataldo,2009] Cataldo 2009, Convenio Programa de Energía eólica. Convenio MIEM-Udelar.
- [Charney,1947] J. Charney, "The Dynamics of Long Waves in a Baroclinic Westerly Current. Journal of meteorology, 4(5), 135-162, 1947.
- [Chow, 2004] Fotini Katopodes Chow Explicit Filtering and Reconstruction Turbulence Modeling for Large-Eddy Simulation of Neutral Boundary Layer Flow, 2004. Journal of the Atmospheric Sciences
- [Duda, 2011] Michael Duda UCAR NCAR website *http* : *//www.mmm.ucar.edu/people/duda/files/how_to_hires.html*
- [Durkee, 2009] Joshua D. Durkee and Thomas L. Mote A climatology of warm-season mesoscale convective complexes in subtropical South America. 2009, INTERNATIONAL JOURNAL OF CLIMATOLOGY, Wiley InterScience
- [Eady, 1949] E. T. Eady, "Long Waves and Cyclone Waves", Tellus 1, 33-52 1949.
- [Flevaris-Gadea-Southeras,2011] Proyecto de fin de carrera FING, Actualización de Información geográfica WRF, 2011.

- [Fox, 2007] Fox Brendan. Wind Power Integration, Connection and system operation. 2007 The Institution of Engineering and Technology, United Kingdom, .
- [Frandsen, 2007] Summary report: The shadow effect of large wind farms: measurements, data analysis and modelling 2007 Risø National Laboratory Technical University of Denmark Roskilde, Denmark
- [Gasch, 2002] 13. R. Gasch, J. Tvele: Wind Power Plants, Fundamentals, Design, Construction and Operation. 2002. SOLARPRACTIS, Berlin, Alemania.
- [Giebel, 2007] Giebel Gregor, Sørensen Poul, Holttinen Hannele, Forecast error of aggregated wind power. 2007 Risø National Laboratory.
- [Gill, 1967] Gerard Gill. Accuracy of wind measurements on tower and stacks. 1967 University of Michigan.
- [Hansen, 1981] Hansen, Hans Christian (1981): Forsøgsmøllen i Askov.
- [Hau, 2005] Erich Hau Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics, 2005, Springer
- [Holton, 2004] James R. Holton. An introduction to dynamic meteorology, 2004 Elsevier Academic Press, USA
- [Holttinen, 2006] Holttinen Hannele, Meibom Peter. Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power Production, IEA, 2006
- [IEC 61400-12-1] 15. IEC 61400-12, Wind turbine generator systems. Wind turbine power performance testing. 1^o Edición. 1998-02.
- [Justus, 1978] C. G. Justus: "Wind and Wind System, Performance". 1978. THE FRANKLIN INSTITUTE PRESS, Pennsylvania, USA.

- [Kaimal, 1994] J. C. Kaimal, John J. Finnigan Atmospheric boundary layer flows: their structure and measurement, 1994 Oxford University Press,
- [Kalnay, 2003] Eugenia Kalnay. Atmospheric Modeling, Data Assimilation and Predictability. Cambridge University Press, UK, 2003
- [Karioniotakis, 2004] Karioniotakis Evaluation of Advanced Wind Power Forecasting Models 2004 –Results of the Anemos Project
- [Kinbara, 2010] Kazuya Kinbara Merging WRF and LES models for the analysis of a wind environment in an urban area. The Fifth International Symposium on Computational Wind Engineering (CWE2010) Chapel Hill, North Carolina, USA May 23-27, 2010
- [Konor y Arakawa, 2005] C. S. Konor, A. Arakawa, “Incorporation of moist processes and a PBL parameterization into the generalized vertical coordinate model.” Tech. Rep. 765, Colorado State University, 75 pp, 2005. Disponible en [http : //kiwi.atmos.colostate.edu/pubs/PBL_tech_report_CSU2005.pdf](http://kiwi.atmos.colostate.edu/pubs/PBL_tech_report_CSU2005.pdf).
- [Lange, 2005] Matthias Lange, Ulrich Focken, “Physical Approach to Short-Term Wind Power Prediction” 2005 Springer, Oldenburg, Germany
- [Laprise, 1992] René Laprise The Euler Equations of Motion with Hydrostatic Pressure as an Independent Variable American Meteorological Society 1992.
- [Le Gourieres, 1982] 2. Désiré Le Gourieres: “Energie Eolienne. Théorie, conception et calcul pratique des installations” 10^o Edition, 1982, EYROLLES, Paris, Francia.
- [Lilly, 1968] D. Lilly, “Models of cloud-topped mixed layers under a strong inversion.” Quart. J. Roy. Meteor. Soc., 94, 292–309, 1968.
- [Madsen, 2004] Madsen, H. et al A protocol for standardising the performance of a short-term wind power prediction, 2004 ,

- [Martín, 1997] CIEMAT, Serie Ponencias : Principios de Conversión de la Energía Eólica. 2º Edición, 1997, Madrid, España.
- [Marti, 2004] I. Marti, Wind power prediction in complex terrain: from the synoptic scale to the local scale 2009
- [Marti, 2006] Marti Evaluation of Advanced Wind Power Forecasting Models 2006 – Results of the Anemos Project 2006
- [Mcnaughton, 2003] Turbulence structure of the unstable atmospheric surface layer and transition to the outer layer
- [Meissner, 2011] Catherine Meissner Klaus Vogstad Welle-Strand Horn Park optimization using IEC constraints for wind quality. 2011 EWEA
- [Mendes, 2009] Mendes, David Climatology of extratropical cyclones over the South American–southern oceans sector, 2009, Theor Appl Climatol, Springer-Verlag
- [Milligan, 2003] Statistical Wind Power Forecasting Models: Results for U.S. Wind Farms 2003 National Renewable Energy Laboratory
- [Moeng, 2006] C.-H. Moeng, Examining Two-Way Grid Nesting for Large Eddy Simulation of the PBL Using the WRF Model, 2006 NCAR
- [Monin-Obukhov, 1954] Monin, A. S and A. M. Obukhov, Basic laws of turbulent mixing in the ground layer of the atmosphere. 1954 Trans. Geophys. Inst Akad. Nauk USSR 151 163-187.
- [Monteiro, 2009] C. Monteiro, R. Bessa, V. Miranda, Institute for Systems and Computer Engineering of Porto (INESC Porto) A. Botterud, J. Wang, and G. Conzelmann Decision and Information Sciences Division, Argonne National Laboratory, Illinois Wind Power Forecasting: State-of-the-Art 2009

- [Muñoz-Esparza, 2011] D. Muñoz-Esparza. Impact of turbulence modeling on the performance of WRF model for offshore short-term wind energy applications, 2011. ICWE13 Holanda.
- [Necco, 1980] Gustavo Necco Curso de Cinemática y Dinámica de la atmósfera EUDEBA, Bs As 1980
- [Nielsen, 2011] T.S. Nielsen Short-term Wind Power Forecasting Using Advanced Statistical Methods 2011
- [Okulov, 2004] V. L. Okulov and J. N. Sorensen. Instability of a Vortex Wake behind Wind Turbines Presented by Academician V.V. Kozlov May 20, 2004
- [Phillips, 1957] N. A. Philips A coordinate system having some special advantages for numerical forecasting, J. Meteor., 14, 184-185.
- [Pinson, 2006] Pinson Pierre Estimation of the uncertainty in wind power forecasting. 2006. Mines Paris
- [Pleim, 2006] Pleim, A Combined Local and Nonlocal Closure Model for the Atmospheric Boundary Layer. Part II: Application and Evaluation in a Mesoscale Meteorological Model. 2006 Journal of Applied Meteorology and Climatology 46, 1383-1395. JONATHAN
- [Riso, 2002] RISO “ Guideline for design wind turbines” 2002, Denmark.
- [Rodriguez, 2003] Rodriguez Amenedo J.L, Burgos Díaz J.C, Arnalte Gómez S. “Sistemas Eólicos de Producción de Energía Electrica” 2003 Rueda Madrid
- [Saiz de Bustamante Nunes, 1996] Estrategias de desarrollo energetico en los mercados regionales integrados. Curso XVI sobre economía energética Montevideo, 1996
- [Sela, 2009] Joseph Sela The implementation of the sigma pressure hybrid coordinate into the GFS. 2009. NOAA, NCEP.

- [Simiu-Scanlan, 1985] Simiu, E., and R. H. Scanlan. Wind Effects on Structures. 2nd ed. Wiley-Interscience, New York. 2. Hosker, R. P. 1985
- [Skamarock, 2005] Skamarock, Klemp, Dudhia, Gill, Barker, Wang, Powers, “A description of the Advanced Reserch WRF Version 2“June 2005, NCAR Technical Notes
- [Sloan, 2005] Joseph Donald Sloan High performance Linux clusters with OSCAR, Rocks, openMosix, and MPI 2005 O’Reilly Media, Inc.
- [Van der Hoven, 1957] Van der Hoven Previous termVannext term der previous termHoven,next term Power spectrum of horizontal previous termwindnext term speed in the frequency range from 0.0007 to 900 cycles/h, J. Meteorol. 14 (1957), pp. 160–164.
- [Vogelmann, 1998] J.E. Vogelmann. Regional land cover characterization using landsat thematic mapper data and ancillary data sources. Environmental Monitoring and Assessment 51: 415–428, 1998Kluwer Academic Publishers. Printed in the Netherlands.
- [Wallace, 2006] Jhon Wallace Atmospheric Science, Second Edition: An Introductory Survey 2006, International Geophysics Science
- [Wensong, 1999] Wensong Weng,Peter A Taylor, John L Walmsley Guidelines for airflow over complex terrain: model developments. 1999 Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics
- [WRF 3.3 Guide, 2011] Version 3 Modeling System User’s Guide, 2011, NCAR
- [Wicker, 2002] Louis j. Wicker, William c. Skamarock Time-Splitting Methods for Elastic Models Using Forward Time Schemes Monthly weather Review 2002.