



Escuela
Universitaria
Ingeniería
Técnica
Industrial
ZARAGOZA



Ingeniería Técnica Industrial especialidad mecánica

Proyecto Fin de Carrera

Estimación del recurso eólico en Asia Central basado en métodos de mesoescala

Por Marcos Salinas Fraile

Dirigido por:
D. Carlos Montañés Bernal

Área de Mecánica de Fluidos
Departamento de Ciencia y Tecnología de Materiales y Fluidos
Centro Politécnico Superior
Universidad de Zaragoza

Convocatoria: Septiembre 2011

En primer lugar quisiera dar las gracias a mi director de proyecto Carlos Montañés, por la oportunidad que me brindó de colaborar en un trabajo con el que he disfrutado mucho, por todo lo que me ha enseñado y sus consejos, y por su paciencia ante los momentos difíciles que se me han ido presentando a lo largo de este proyecto.

También quisiera hacer una mención especial a Ramón Chordá porque con su experiencia, me ha aportado el aprendizaje de programas y conocimientos de lenguajes de programación, que me han permitido un ahorro de tiempo considerable. Dar las gracias también a Marcos Rodrigues por la ayuda a la hora de crear los mapas y algunos datos topográficos. Y a Antonio Gómez, compañero de despacho de Carlos Montañés por compartir su espacio de trabajo durante nuestras reuniones y su colaboración para que este proyecto se hiciera realidad.

También me gustaría hacer una mención especial a mi familia, que ha estado a mi lado en lo bueno y en lo malo en todos los momentos de mi vida.

Por último, a Ana, mi prometida, por su apoyo incondicional, sin ella este proyecto nunca se habría llevado a cabo.

Gracias a todos, porque cada uno con su pequeña o gran aportación me han ayudado a concluir este proyecto de fin de carrera.

Resumen

La situación energética actual viene marcada por la gran explotación de los combustibles fósiles durante el siglo pasado. Sin embargo, este modelo de aprovechamiento energético resulta insostenible a largo plazo por su carácter no renovable. Esto, unido a la creciente conciencia social que se ha ido despertando en la ciudadanía a nivel mundial en torno al cuidado del planeta, y el miedo que se ha instaurado sobre la energía nuclear, hacen que hoy en día se esté apostando fuertemente por un tipo de fuentes de energía renovables. Entre ellas se encuentra la que es el eje principal de este proyecto, la energía eólica.

Debido a que la implantación de parques eólicos se está desarrollando por todo el mundo, se trabaja para la mejora directa o indirecta de la metodología del aprovechamiento de la energía eólica. Una de estas mejoras es la posibilidad de realizar estudios meteorológicos de cualquier zona del mundo a través de programas informáticos que calculan mediante fundamentos físicos y meteorológicos las diferentes variables atmosféricas. Esto permite un ahorro de tiempo y dinero a la hora de realizar un estudio eólico in-situ con estaciones de medición en los lugares que se suponen con un valor de velocidad de viento apto para el emplazamiento de un parque eólico. En la realización del estudio de este Proyecto Fin de Carrera se utiliza uno de estos programas, el cual calcula la velocidad del viento a una altura de 80 metros, altura típica a la que se encuentra el buje de un aerogenerador.

La finalidad de este Proyecto Fin de Carrera es el desarrollo de una metodología para el estudio de la energía eólica, la estimación del recurso y sus costes de forma georreferenciada, su variabilidad temporal, y su aplicación a la región de Asia Central, de forma que contribuya a la generación de una planificación energética de la zona.

Índice general

1. Introducción	9
2. Metodología	11
2.1. Reanálisis meteorológico	11
2.2. Tratamiento de la información	13
2.2.1. Validación	13
2.2.2. Distribución de velocidad de viento y funciones de densidad de probabilidad	14
2.2.3. Estudio de potencial y coste	14
2.2.4. Estudio de dependencia temporal de la potencia generada	16
2.2.5. Detalles computacionales	16
3. Resultados	19
3.1. Variables meteorológicas	19
3.2. Validación	22
3.3. Curvas coste-potencial	30
3.4. Curvas potencia-tiempo	32
4. Conclusiones y trabajo futuro	37
Bibliografía	39
A. Modelo computacional	41
A.1. Fundamentos teóricos	41
A.2. Funcionamiento de WRF	43
A.2.1. WRF Preprocessing System (WPS)	43
A.2.2. WRF-NMM model	47
A.2.3. WRF Postprocessor (WPP)	48
B. Distribución de Weibull	51
C. Gráficas de validación	67

Capítulo 1

Introducción

Nos encontramos en un momento de la historia en el cual los entramados gubernamentales y empresariales de los países son conscientes de que tras el boom del siglo pasado con los combustibles fósiles, estos recursos no van a poder ser explotados eternamente debido a que la naturaleza tarda más tiempo en generarlos de lo que el ser humano los está extrayendo. Este hecho unido a la creciente conciencia social que se ha ido despertando en la ciudadanía a nivel mundial en torno al cuidado del planeta, y el miedo que se ha instaurado sobre la energía nuclear a partir de accidentes en centrales nucleares, como el ocurrido este año en Fukushima (Japón), hacen que hoy en día se esté apostando fuertemente por un tipo de fuentes de energía no contaminantes, aunque puedan tener un impacto visual en las zonas donde se instalen. Entre esas denominadas fuentes de energía limpia a las que se está recurriendo, se encuentra la que es el eje principal de este proyecto, la energía eólica.

Si nos fijamos en su desarrollo en la Comunidad Autónoma de Aragón, recientemente se ha dado a conocer por el informe de REE (2011) que las energías renovables han cubierto una parte importante de la demanda de electricidad durante el año 2010, con una producción equivalente al 86 % de la demanda eléctrica de la comunidad, siendo algo más del 48 % la obtenida por la energía eólica (4407 GWh). De este tipo de energía tenemos en nuestra comunidad un total de 1699 MW instalados.

A nivel del territorio español (REE 2011), la energía eólica instalada es de 20.2 GW, siendo la producción de energía eléctrica en este año pasado 2010 de 43.7 TWh, lo que supone una producción un 15.7 % superior respecto al año anterior. En términos porcentuales, en nuestro país esta energía ha supuesto el 16 % de la demanda eléctrica, y el conjunto de todas las energías renovables, el 36.8 % de la demanda total, quedándose muy cerca del objetivo marcado por la Unión Europea para el año 2020. Dicho objetivo consiste en cubrir el 40 % de la demanda de electricidad de la Unión Europea a través de las energías denominadas limpias, lo cual da una idea del papel protagonista que están tomando este tipo de energías. Entre ellas, hoy por hoy de la que se está consiguiendo un mejor rendimiento es de la energía eólica, de ahí que sea tomada en consideración en todo el mundo como principal generadora de electricidad por fuentes renovables.

A nivel mundial (WWEA 2011), la capacidad instalada en el año 2010 en energía eólica es de 196.6 GW, de los cuales 37.6 GW han sido añadidos en este último año. Y el país con mayor capacidad instalada es China con algo más del 20 % (44.7 GW) de la producción total mundial.

Bien es cierto que este tipo de energía también presenta algunos puntos negativos

a tener en consideración. Uno de estos aspectos es su variabilidad, es decir, no es una energía que pueda ser generada a voluntad, sino que sólo produce electricidad cuando hay viento, y no tiene por qué coincidir este fenómeno atmosférico con un momento de alta demanda eléctrica. Para solucionar este problema, se está trabajando en métodos eficientes de almacenamiento de energía (Solociencia 2009) para poder después utilizarla cuando sea necesario y de esta forma este recurso energético pueda ser más aprovechado, aunque todavía no es viable y hasta un futuro a medio plazo no se observan posibilidades de solucionarlo. Otro de los puntos negativos es el impacto visual que conlleva la instalación de parques eólicos (Rodrigues et al. 2010), llegando en ciertas ocasiones a que asociaciones o grupos de vecinos se opongan a su implantación (Peciña 2009).

Debido a que la implantación de parques eólicos se está desarrollando por todo el mundo, se trabaja para la mejora directa o indirecta de la metodología del aprovechamiento de la energía eólica. Una de estas mejoras es la posibilidad de realizar estudios meteorológicos de cualquier zona del mundo a través de programas informáticos que calculan mediante fundamentos físicos y meteorológicos las diferentes variables atmosféricas. Esto permite un ahorro de tiempo y dinero en realizar un estudio eólico *in-situ* con estaciones de medición en los lugares que se suponen con un valor de velocidad de viento apto para el emplazamiento de un parque eólico. En la realización del estudio de este proyecto fin de carrera se utiliza uno de estos programas, el cual calcula la velocidad del viento a una altura de 80 metros, altura típica a la que se encuentra el buje de un aerogenerador.

Este estudio tiene su origen en el proyecto que el Grupo de Fluidodinámica Numérica (GFN) de la Universidad de Zaragoza (UZ) está desarrollando para el Banco Asiático de Desarrollo (ADB) sobre las posibilidades de generación de energía de Kazajistán y Uzbekistán, tanto de fuentes combustibles como de energías renovables, siendo este proyecto fin de carrera parte y colaboración con los componentes del GFN en lo relacionado a la energía eólica.

La finalidad de este proyecto fin de carrera es el desarrollo de una metodología para el estudio de la energía eólica, la estimación del recurso y sus costes de forma georreferenciada, su variabilidad temporal, y su aplicación a la región de Asia Central, de forma que contribuya a la generación de una planificación energética de la zona.

A lo largo del siguiente capítulo se explica la metodología utilizada para la predicción de las variables meteorológicas solicitadas para el proyecto con los programas utilizados y su posterior tratamiento de los datos. El capítulo 3 muestra los resultados obtenidos, y a continuación, las conclusiones y líneas para el seguimiento del trabajo futuro. En los anexos se encuentran una explicación detallada del programa utilizado para el cálculo de las variables meteorológicas, de la función de densidad de probabilidad de Weibull y la relación completa de gráficas con los resultados de validación.

Capítulo 2

Metodología

2.1. Reanálisis meteorológico

El cálculo de las variables meteorológicas se ha realizado mediante un modelo de mesoescala. Un modelo de mesoescala es un modelo de predicción numérica del tiempo, cuya resolución horizontal y vertical es suficiente para pronosticar o analizar fenómenos a nivel regional en los que tiene una sustancial influencia la topografía. Estos modelos se basan en la resolución de las ecuaciones de conservación que gobiernan el flujo de aire en la capa límite atmosférica mediante la discretización del dominio de interés. Partiendo del estado inicial de la atmósfera y unas condiciones de contorno conocidas se resuelven numéricamente las ecuaciones para un cierto periodo de tiempo, obteniendo la variación temporal y espacial de las variables de interés. Este tipo de herramientas también se utiliza con frecuencia para el reanálisis de datos, utilizando como datos de entrada las medidas realizadas en diferentes estaciones meteorológicas de todo el planeta (Kalnay et al. 1996) y publicadas en la Agencia Nacional Estadounidense Oceánica y de la Atmósfera (NOAA). El uso de estos reanálisis, tal y como el realizado en el presente proyecto, permiten calcular estadísticas de periodos largos de tiempo, como por ejemplo, la velocidad media del viento.

El programa que se ha utilizado para hallar las variables se llama *WRF*¹ (NOAA/NCEP 2000). En este capítulo se realiza una explicación básica del funcionamiento del programa, mientras que en el anexo A se profundiza en los detalles de este.

En la figura 2.1 se representa un esquema resumen del funcionamiento del programa WRF.

¹Weather Research Forecast

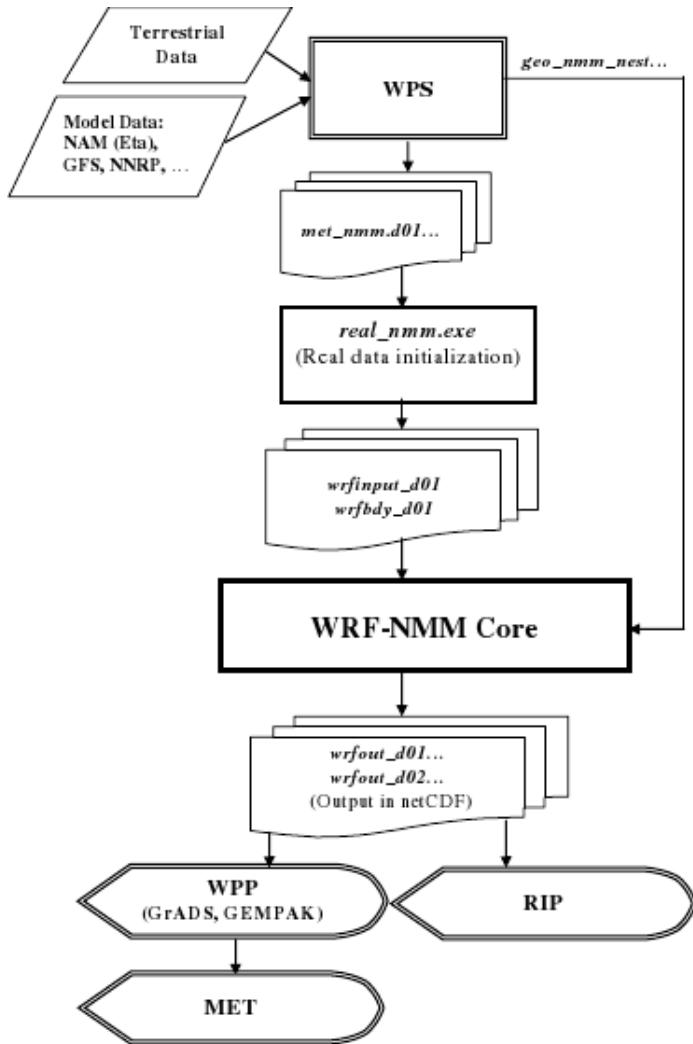


Figura 2.1: Esquema del programa WRF

El programa está dividido en tres partes:

- El preprocesador (WPS): Prepara los datos de entrada para el procesador. Está a su vez dividido en tres partes:

Geogrid, que define los dominios del modelo e interpola los datos geográficos del malla fijo a lo largo del tiempo.

Ungrib, que extrae los datos meteorológicos de archivos tipo GRIB (formato de compresión típico para este tipo de datos) que contienen las variables meteorológicas de un modelo global a nivel planetario (Kalnay et al. 1996).

Metgrid, que realiza una interpolación horizontal de los datos extraídos con *ungrib* en el dominio definido por *geogrid*.

Estas tres partes obtienen la información que deben tratar a través de un fichero de texto llamado “namelist.wps” que ha de configurar el usuario. Cuando se termina de

procesar *metgrid* se generan unos archivos intermedios con la información necesaria para la siguiente parte del programa.

- El procesador: Con la malla horizontal realizada en el preproceso, calcula la componente vertical del mallado a través de unos niveles σ , basados en la presión hidrostática y la orografía del terreno (NOAA/NCEP 2010). La elección de los niveles, al igual que otra información necesaria se encuentra en un archivo de texto llamado “namelist.input”.
- El postprocesador (WPP): Con unos scripts que contiene esta parte, convierte los datos en formato legible para el programa GrADS (NOAA/NCEP 1995), el cual permite obtener mapas y datos en archivos de texto para un tiempo y nivel elegido.

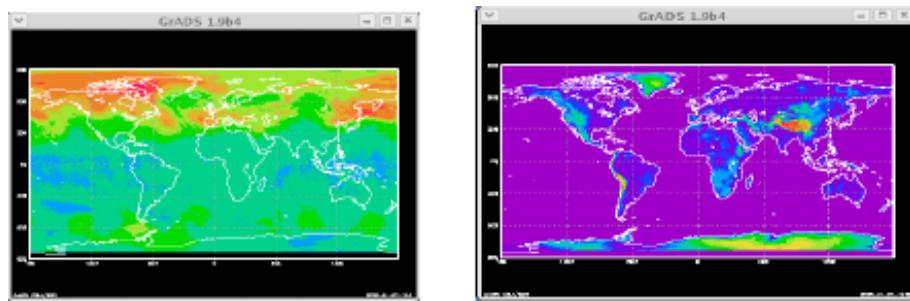


Figura 2.2: Imágenes de GrADS

2.2. Tratamiento de la información

Para la realización de este proyecto se ha hecho un estudio de 5 años, desde el 2005 al 2009, ambos inclusive. Con GrADS se han extraído los datos del modelo de altura, de temperatura, velocidad del viento y radiación a 10 metros, así como los datos de la velocidad del viento a 80 metros, altura a la que se asume en este proyecto que se encuentra el buje del aerogenerador.

Con estos archivos extraídos se ha tratado la información para la validación de las variables con datos medidos en estaciones meteorológicas, así como para el estudio del potencial y coste y de la dependencia temporal de la potencia generada. Para la realización del tratamiento de la información se han creado scripts en lenguaje GrADS, Bash, Python, y pequeños programas en lenguaje C.

2.2.1. Validación

Para validar los datos del modelo, estos se comparan con los que se van midiendo periódicamente en estaciones meteorológicas del dominio simulado, para lo que se han descargado los datos medios diarios² de las estaciones proporcionados por la Agencia Nacional Estadounidense Oceánica y de la Atmósfera (NOAA 2011) y se han tomado sus datos de temperatura media y de velocidad de viento media para cotejarlos con los datos calculados del modelo.

²Lo ideal sería hacer la comparación con valores horarios, pero estos datos no son de libre acceso.

Para la consecución de estas tareas se ha realizado una interpolación de las variables meteorológicas a validar de los puntos de la malla que rodean a cada estación con el punto de cada una de las estaciones. Con estos valores resultantes se ha calculado la media diaria de estas variables, para la validación de estos con los datos medidos.

En la sección 3.2 se muestran los resultados para algunas estaciones meteorológicas concretas y resultados aglomerados para el conjunto de las estaciones, mientras que la relación completa de comparación de todas las estaciones se encuentra en el anexo C.

2.2.2. Distribución de velocidad de viento y funciones de densidad de probabilidad

Estudios realizados (Cavallo et al. 1993) muestran que la velocidad de viento en un lugar se asemeja a la función de densidad de probabilidad (PDF) de Weibull. La ventaja de tratar con este tipo de funciones es que con los dos valores característicos, denominados c y k , se tiene caracterizada la distribución temporal del viento en un punto, frente a la gran cantidad de datos a almacenar si se utilizan datos horarios durante la extensión de tiempo suficiente para ser representativos. La desventaja de este método es que al ser una simplificación de los datos, existe una pérdida de precisión, no siendo siempre perfecto el ajuste y existiendo localizaciones con PDF's no asumibles a la distribución de Weibull (por ejemplo, con distribuciones bimodales).

En este proyecto se ha realizado un estudio sobre la diferencia entre la distribución de velocidades con el método de Weibull y la de los datos horarios, en el que el resultado de algunas estaciones se muestran en la sección 3.3 y el resto junto a una explicación detallada de la distribución de Weibull en el anexo B.

2.2.3. Estudio de potencial y coste

La estimación del potencial y los costes del recurso eólico se ha realizado a partir de las dos formas explicadas en el punto anterior: a través de una distribución de Weibull y con los datos horarios, pudiendo así comparar entre los resultados y obtener conclusiones al respecto.

El potencial calculado en este estudio sigue la metodología presentada en Fueyo et al. (2010) para el cálculo del denominado *potencial técnico*, definido como la electricidad que se puede generar sobre el conjunto de un territorio durante un año tipo, una vez que las limitaciones geográficas y técnicas se han tenido en cuenta. En líneas generales, este potencial, E_t , se calcula como la suma de las contribuciones de cada uno de estos píxeles en que se subdivide el dominio. Matemáticamente, se puede expresar como:

$$E_t = \sum_i e_i A_i r_i \eta_i^c \eta_i^m \quad (2.1)$$

donde el subíndice i hace referencia a cada píxel; e_i es la electricidad generada por unidad de área de terreno; A_i es el área del píxel; r_i representa las restricciones geográficas (zonas urbanas, protegidas o el dominio público hidráulico, como ríos o lagos) y técnicas (pendiente mayor del 30% o altitud mayor de 2000 m.) para la instalación de turbinas eólicas en la zona; η_i^c representa el rendimiento de estela, que son las pérdidas energéticas del viento debido a la sombra que genera un aerogenerador sobre el siguiente debido a su

proximidad (Grubb y Meyer 1993); y η_i^m representa la eficiencia operativa que considera las interrupciones por mantenimiento y reparaciones.

La electricidad por unidad de terreno, e_i , se calcula como el cociente de la energía generada a nivel local en una turbina aislada E_{1i} y el área asociada a cada aerogenerador, que se calcula en función del espaciamiento entre aerogeneradores. En este trabajo se ha supuesto un espaciamiento de 8 diámetros, tanto en la dirección predominante del viento, como en la perpendicular, quedando pues $e_i = E_{1i}/64d^2$.

Si se supone que la velocidad del viento sigue una PDF de Weibull, $\mathcal{P}(v)$ (ver anexo B para más detalles), la energía anual generada en el píxel i local por una turbina es:

$$E_{1i} = t_y \int_0^\infty \mathcal{P}(v) P_c(v) dv \quad (2.2)$$

donde t_y es el número de segundos del año, y $P_c(v)$ la curva de potencia del aerogenerador.

Si se utilizan los datos horarios calculados de velocidad, se calcula la potencia media para cada hora del año y se realiza el sumatorio:

$$E_{1i} = t_h \sum_h P_c(v_h) \quad (2.3)$$

donde t_h es el número de segundos en una hora.

El modelo del aerogenerador del que se han tomado las características para este proyecto es el Vestas V90 de 2 MW (Vestas 2006) y sus características para el cálculo del potencial técnico se muestran en la tabla 2.1.

Para el cálculo de los costes c_i (Fueyo et al. 2011) se tienen en cuenta unos costes fijos debido a su instalación y unos costes variables debidos a su producción eléctrica, que afectan para el mantenimiento del aerogenerador. Su cálculo se realiza como se describe en la ecuación 2.4:

$$c_i \pi_i = a I^P + \max(G^E \pi_i, G^P P_i) \quad (2.4)$$

donde π_i es la electricidad anual generada en el píxel, I^P es el coste de inversión específico por unidad de potencia instalada, P_i es la potencia instalada en el píxel, G^P y G^E son los costes de operación y mantenimiento, respectivamente, por unidad de potencia instalada y por unidad de energía generada. De estos dos valores, $G^E \pi_i$ y $G^P P_i$, se escoge el máximo, ya que en lugares donde no hay gran producción de electricidad, estos gastos serían bajos sin llegar a un mantenimiento mínimo marcado por el segundo de los términos. Y a es el coeficiente de inversión anualizado ($a = r / [1 - (1 + r)^{-N}]$), donde r es la tasa de interés o coste del dinero y N el número de años de vida útil.

A partir de una encuesta realizada a diferentes organizaciones (Blanco 2009) se han determinado diferentes costes de inversión I^P y costes de mantenimiento G^E . Los parámetros escogidos para este proyecto se encuentran en la tabla 2.2

Parámetro	Valor
Velocidad de arranque	3.5 m/s
Velocidad de corte	25 m/s
Velocidad nominal	13 m/s
Potencia nominal	2 MW
Diámetro rotor (d)	90 m
Altura del buje	80 m
η_i^c	84 %
η_i^m	98 %

Tabla 2.1: Características del aerogenerador Vestas V90 de 2 MW empleado en el estudio.

Parámetro	Valor
G^E	0.016 €/kWh
G^P	37.6 €/kW instalado
I^P	1200 €/kW instalado
r	9 %
N	20 años

Tabla 2.2: Estructura de costes seleccionados para un aerogenerador.

2.2.4. Estudio de dependencia temporal de la potencia generada

En este apartado se ha realizado un pequeño estudio en el que se han seleccionado los mejores puntos de Kazajistán para poder conseguir el mismo porcentaje anual de producción eléctrica que en España. La energía anual eléctrica consumida en Kazajistán ronda los 81 TWh, y el porcentaje anual de producción eléctrica eólica en España está alrededor del 16 %, por lo que se quiere conseguir una producción aproximada de unos 13 TWh.

Pese a que la cantidad de escenarios que se pueden plantear son prácticamente infinitos, de cara a mostrar la utilidad de este tipo de análisis, se ha realizado un único escenario, siendo su motivación la extracción de información de cara a establecer la potencia de reserva necesaria, así como adoptar protocolos para la gestión de la red eléctrica.

Para la realización de este estudio se han seleccionado los puntos con mejor potencial medio anual durante el periodo de estudio, a partir de los datos de potencial explicados en la sección 2.2.3. Cuando la suma de estos potenciales supera la potencia anual objetivo, se generan unas gráficas con la potencia de todos estos puntos respecto al tiempo (en horas). También una PDF de la potencia durante los años de estudio y una tabla con los datos estadísticos característicos de cada año y el promedio de todos juntos.

2.2.5. Detalles computacionales

Se han ejecutado datos de 5 años, desde el 2005 hasta el 2009, ambos inclusive, en una malla de 60979 puntos (289×211) con 41 niveles de altura σ (NOAA/NCEP 2010), mostrándose los detalles de la malla en la tabla 2.3.

Dato	Inicial	Nº puntos	Resolución	Final
Longitud	45.948°	289	0.1475°	88.5755°
Latitud	31.681°	211	0.127°	58.478°

Tabla 2.3: Detalles de la malla.

Para la ejecución de estos 5 años se han utilizado dos nodos con procesador Intel i7-930 de 4 núcleos cada uno y con 12 Gb de memoria RAM. En la tabla 2.4 se muestra el tiempo y los datos generados para la ejecución de un mes. El tiempo de ejecución para los 5 años ha sido de algo más de 37 días (903 horas), y los datos generados de 10 Tb.

Parte	Tiempo (min)	Datos generados (Gb)
Preproceso	12	4
Geogrid	1	
Ungrib	9	
Metgrid	2	
Proceso	745	138
Real-nmmm	1	
Wrf	744	
Postproceso	146	25
Total	903	167

Tabla 2.4: Tiempo de ejecución y datos generados del programa WRF para un mes.

Capítulo 3

Resultados

3.1. Variables meteorológicas

En la figura 3.1 se muestra la elevación con respecto al mar de los países a estudio.

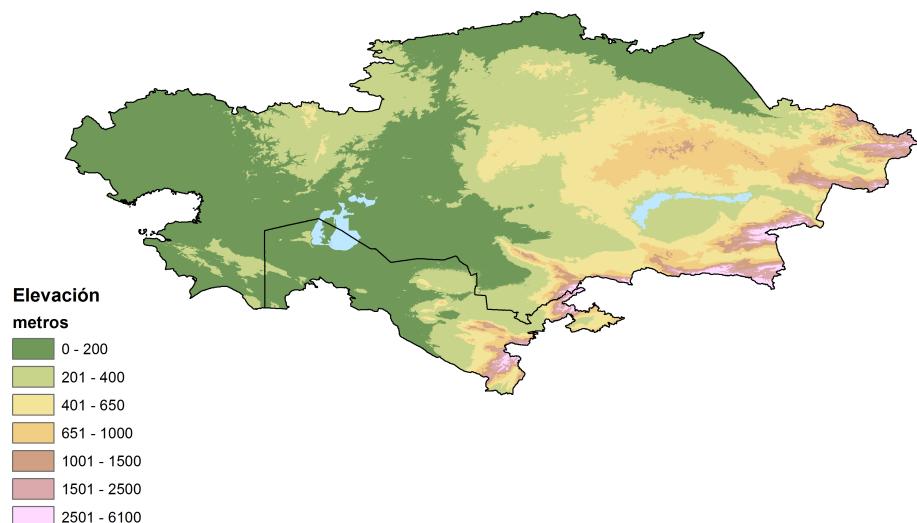


Figura 3.1: Elevación con respecto al mar de la zona de estudio

En el mapa de la figura 3.2 se observa la velocidad media anual en metros por segundo a una altura de 10 metros. La velocidad del viento a diferentes alturas es semejante al de este mapa de una manera cualitativa.

En este mapa se encuentra una zona con un alto valor de velocidad de viento, correspondiente al mar Aral, no aprovechable para la explotación de parques eólicos por tratarse de un espacio protegido. En zonas cercanas al mar Caspio, al oeste del dominio, y en el norte de Kazajistán se encuentran zonas con alta velocidad de viento medio anual, mientras que en el centro de este país se encuentran valores de viento relativamente bajos, correspondientes a zona de estepa.

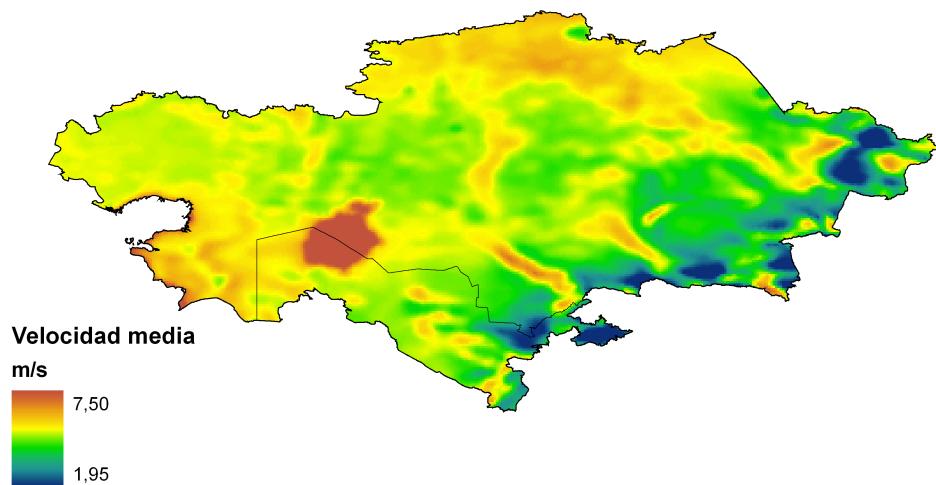


Figura 3.2: Velocidad media en m/s

Aprovechando las posibilidades que brinda el programa, se han extraído las variables de temperatura y radiación, que debido a su interés desde un punto de vista meteorológico y para el cálculo de otras energías renovables, como, por ejemplo, la energía solar. Por esto se muestran en este proyecto.

En el mapa de la figura 3.3 se muestra la temperatura media anual. Las zonas de baja temperatura en la parte este representan lugares con gran altitud, por lo que las temperaturas medias anuales descienden considerablemente. En el centro-este de Kazajistán se observa también una zona de bajas temperaturas, correspondiente al área del lago Baljash.

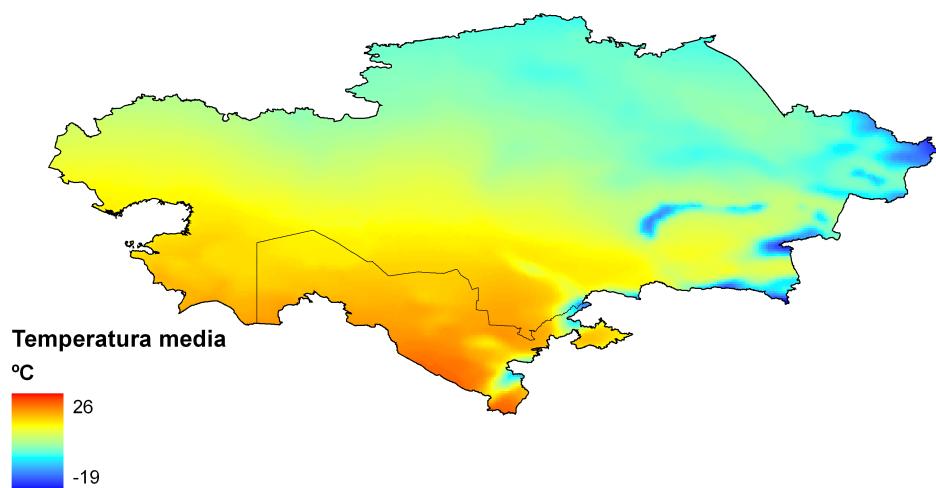


Figura 3.3: Temperatura media anual en °C

Los mapas de las figuras 3.4 y 3.5 muestran la temperatura máxima media diaria del mes de julio y la mínima media diaria del mes de enero de estos países, respectivamente. Guardan una estrecha relación con el mapa anterior, aunque se observa una diferencia en el mar Aral y su entorno, donde se suavizan sus temperaturas debido a la inercia de la gran masa de agua.

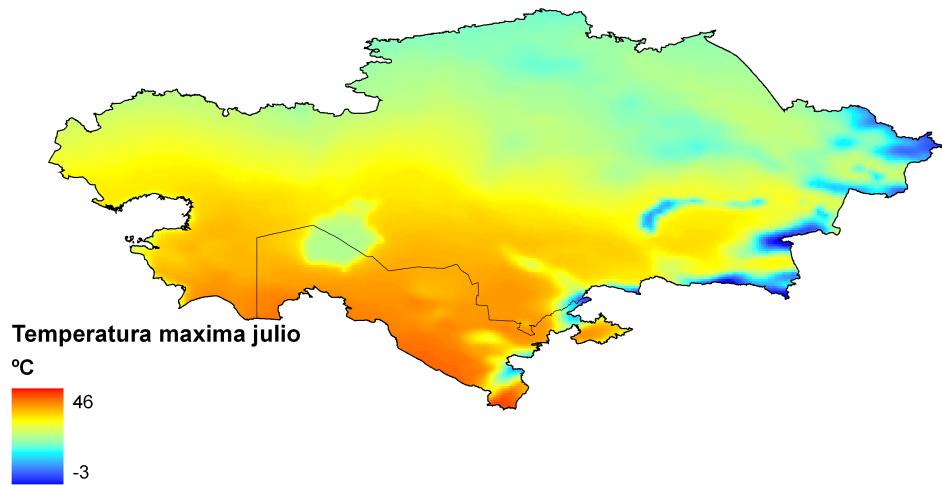


Figura 3.4: Temperatura máxima media diaria en el mes de julio en °C

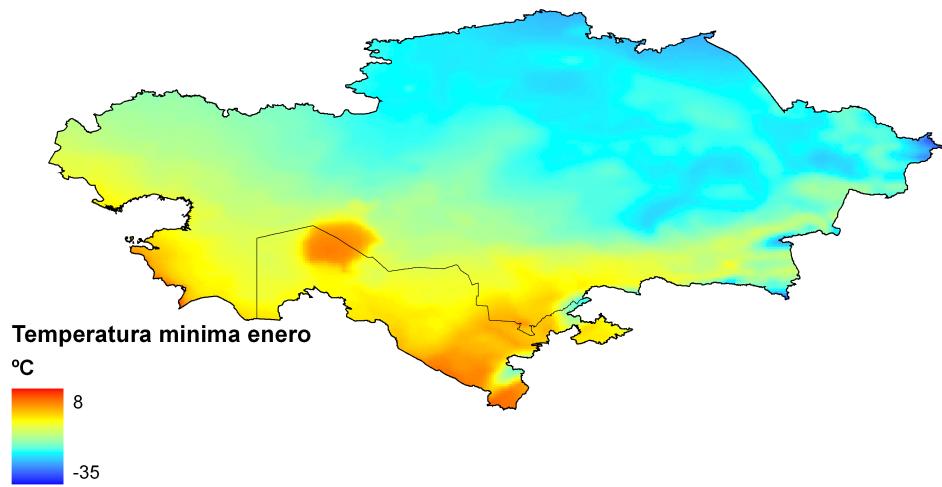


Figura 3.5: Temperatura mínima media diaria en el mes de enero en °C

Por último, la figura 3.6 muestra el mapa de la irradiación solar anual media.

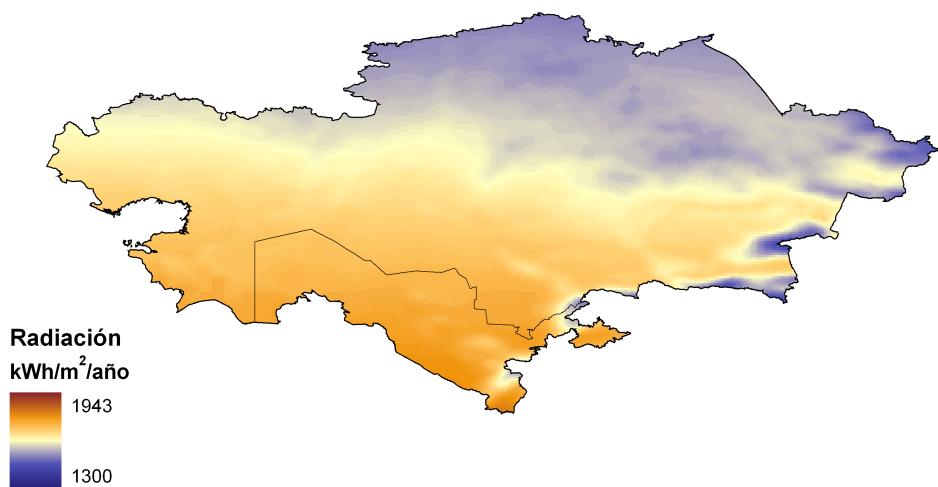


Figura 3.6: Radiación media en kWh/m²/año

3.2. Validación

Para comparar los resultados del modelo utilizado con los medidas en estaciones meteorológicas y así validar el modelo, se han descargado datos de la página web de la Agencia Nacional Estadounidense Oceánica y de la Atmósfera de diferentes estaciones meteorológicas (NOAA 2011) en Kazajistán y Uzbekistán para el año 2005. Son un total de 80 estaciones y la ubicación y el número identificativo aparecen en la figura 3.7.

En esta sección se realiza la comparación para una de las estaciones, explicando detalladamente los resultados y su interpretación. La comparación directa del resto de estaciones se muestran en el anexo C. Las variables que se comparan son la velocidad media diaria del viento y la temperatura media diaria. Sería mejor comparar en datos horarios en vez de con medias diarias, pero al no existir la libre disponibilidad de estos, la comparación se ha realizado calculando medias diarias a partir de los datos horarios del modelo.

En la figura 3.8 se muestra una gráfica representando los datos de la velocidad medida de la estación meteorológica frente a la velocidad del modelo de una estación. En esta gráfica la diagonal central representa el ajuste perfecto entre modelo y medidas, mientras que las diagonales a los lados representan la desviación estándar del ajuste.



Figura 3.7: Estaciones utilizadas para la validación

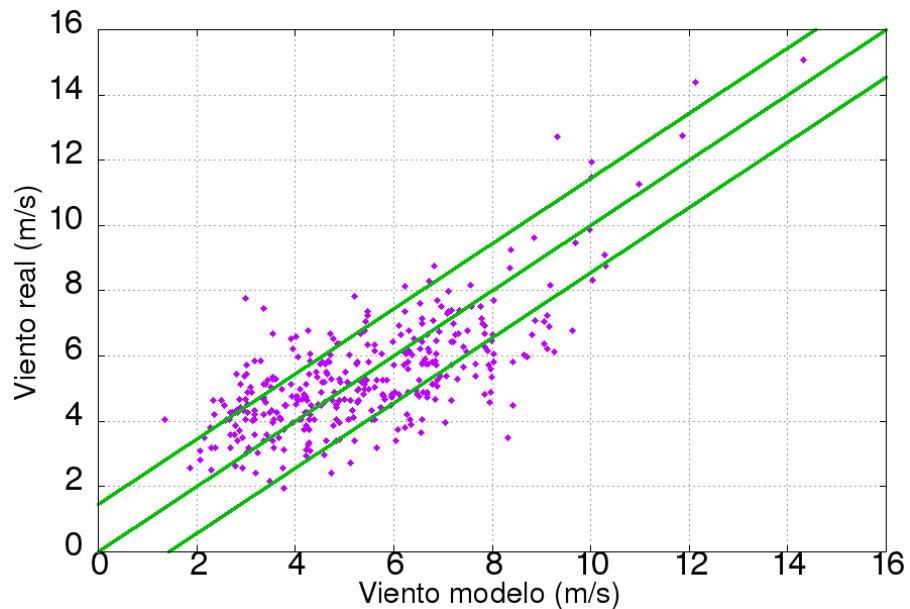


Figura 3.8: Comparación de la velocidad de viento de la estación 380010 (Fort Shevchenko, Kazajistán)

Se ha realizado un estudio estadístico en la comparación de los datos a fin de obtener valores numéricos representativos del error cometido en cada estación. Para ello, se ha ajustado por una distribución de Gauss el error para cada una de las estaciones. Para cada

uno de los días se ha restado el valor del modelo al medido,

$$\varepsilon = \phi_{med} - \phi_{mod} \quad (3.1)$$

donde ε es el error, ϕ puede ser cualquiera de las variables utilizadas para la validación, siendo ϕ_{med} la medida en las estaciones y ϕ_{mod} la del modelo. Conocido ε para todos los días de estudio, se calcula los valores característicos necesarios para la generación de una distribución gaussiana, $\langle \varepsilon \rangle$ (ecuación 3.2) y σ (ecuación 3.3),

$$\langle \varepsilon \rangle = \sum_{i=1}^n \frac{\varepsilon_i}{n} \quad (3.2)$$

$$\sigma = \sqrt{\sum_{i=1}^n \frac{(\varepsilon_i - \langle \varepsilon \rangle)^2}{n}} \quad (3.3)$$

siendo $\langle \varepsilon \rangle$ el valor medio de error, ε_i cada uno de los valores error, n el número de días y σ la desviación estándar. Una vez obtenidos estos valores característicos, se procede al cálculo de la función de densidad de la distribución de Gauss con la ecuación 3.4.

$$f(\varepsilon) = \frac{1}{\langle \varepsilon \rangle \sqrt{2\pi}} \exp \left[-\frac{1}{2} \left(\frac{\varepsilon - \langle \varepsilon \rangle}{\sigma} \right)^2 \right] \quad (3.4)$$

Físicamente, $\langle \varepsilon \rangle$ representa el sesgo del modelo, esto es, si hay algún tipo de error sistemático en la estación y cuál es su magnitud; y σ representa la dispersión del error: cuanto mayor sea esta, peor es el ajuste general del modelo con la realidad.

La distribución de Gauss para este ejemplo se muestra en la figura 3.9 en la que se observan tres líneas de color verde, la central representa el $\langle \varepsilon \rangle = 0$, cuanto más cercano esté la máxima altura de la campana a esta línea, menor es su error medio. Las líneas laterales indican la desviación estándar del ajuste, σ .

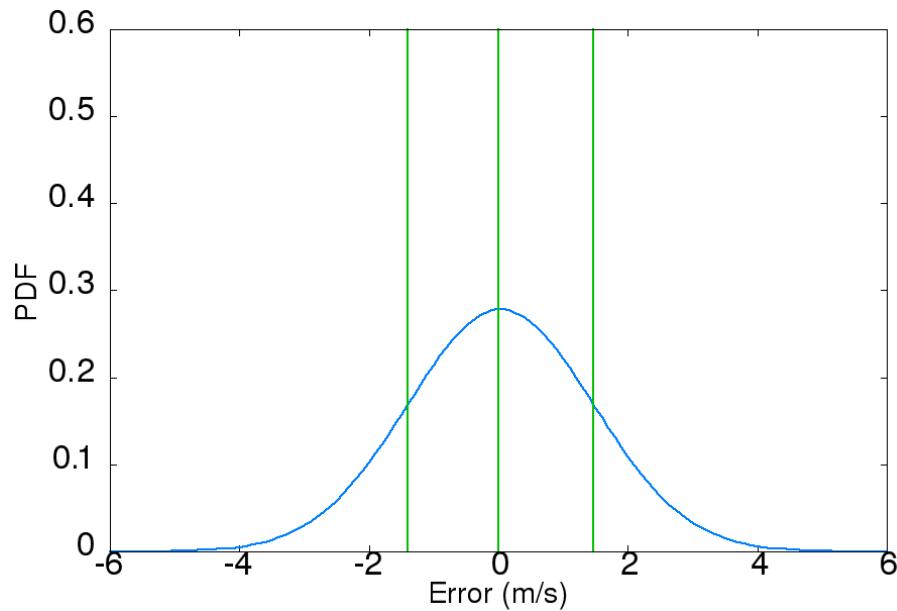


Figura 3.9: Campana de Gauss para viento de la estación 380010 (Fort Shevchenko, Kazajistán)

En este caso concreto el sesgo es de 0.04 m/s y la dispersión de los datos de 1.44 m/s, lo que quiere decir que es una estación con un buen ajuste en velocidad media diaria de viento a los valores medidos en las estaciones.

Otra forma de comparación entre los valores medidos con los del modelo se puede realizar a través de la gráfica representada en la figura 3.10 en el que cada una de las líneas representa la PDF de las velocidades.

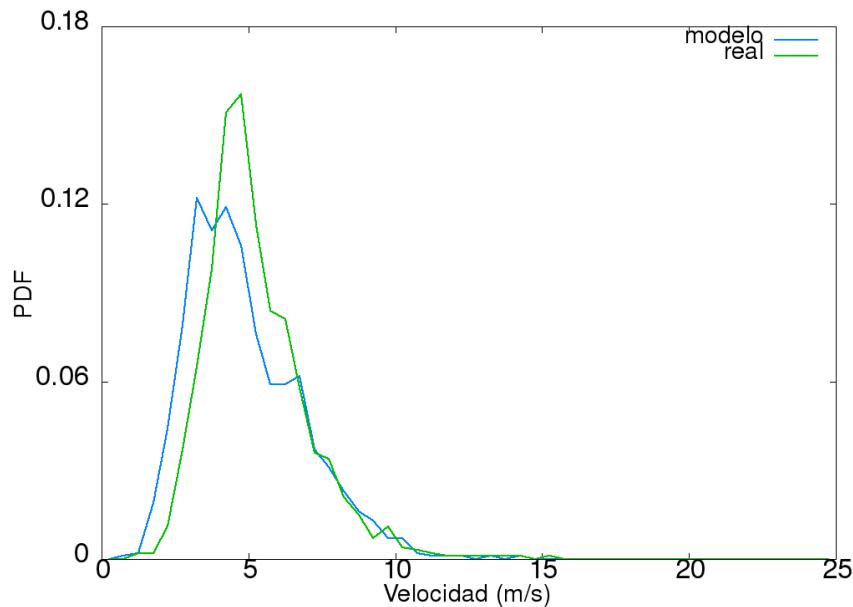


Figura 3.10: Comparación viento diario de la estación 380010 Fort Shevchenko (Kazajistán)

Para esta misma estación, en lo referente a la validación de la temperatura, se representa en la figura 3.11 la comparación entre los datos medidos y los del modelo junto a su distribución de Gauss.

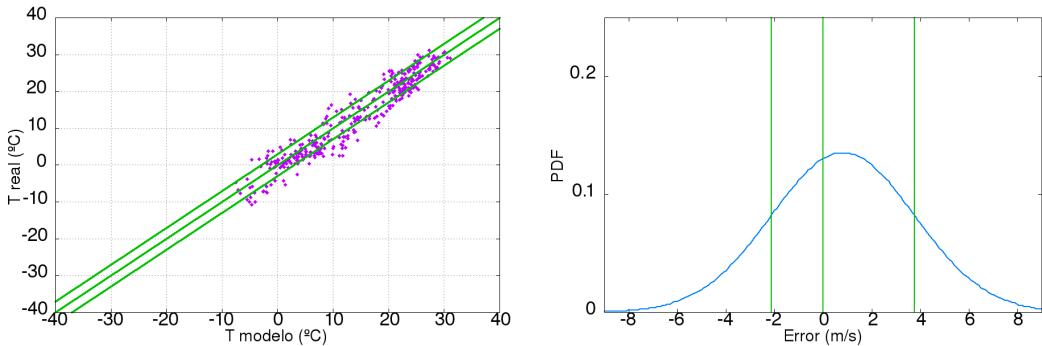


Figura 3.11: Comparación de temperatura y campana de Gauss para temperatura de la estación 380010 (Fort Shevchenko, Kazajistán)

En esta distribución de Gauss se observa un pequeño sesgo, en concreto es de 0.82°C , y se puede observar la diferencia entre la línea que marca el error 0 y la parte más alta de la campana. La desviación estándar se sitúa en 2.95°C .

Con la misma metodología que para la estación anterior, se ha calculado para el resto de estaciones estas dos variables concretas sobre el error de cada estación, $\langle \varepsilon \rangle$ y σ , para cada una de las variables comparadas. Representando estos valores frente a variables características de cada estación, como la temperatura media anual, la velocidad de viento media anual o la altitud, se pueden obtener conclusiones acerca de posibles errores sistemáticos.

En la figura 3.12 se muestra una gráfica en la que el eje de ordenadas representa el error medio de la velocidad del viento y en el eje de abscisas la velocidad media anual medida. Se puede observar un error sistemático de sobreestimación de la velocidad cuando sus valores son bajos.

En la figura 3.13 se representa el valor de la dispersión de los datos de la velocidad con respecto a los valores de velocidad media anual para cada una de las estaciones. Se puede ver que los valores de esta dispersión son independientes de la velocidad media de la estación.

El sesgo de la temperatura con respecto al valor medio de temperatura anual se representa en la figura 3.14. Se puede ver que el error medio no depende del valor medio de temperatura anual.

En la figura 3.15 se representa la dispersión del error de la temperatura con respecto al valor medio anual. Se observa una ligera tendencia a disminuir la desviación a medida que los valores medios aumentan.

En la figura 3.16 se muestra el error medio de viento con la altitud y la 3.17 el de la temperatura, viendo que en la primera figura hay una pendiente ascendente a medida que aumenta la altitud, al contrario que en la de la temperatura.

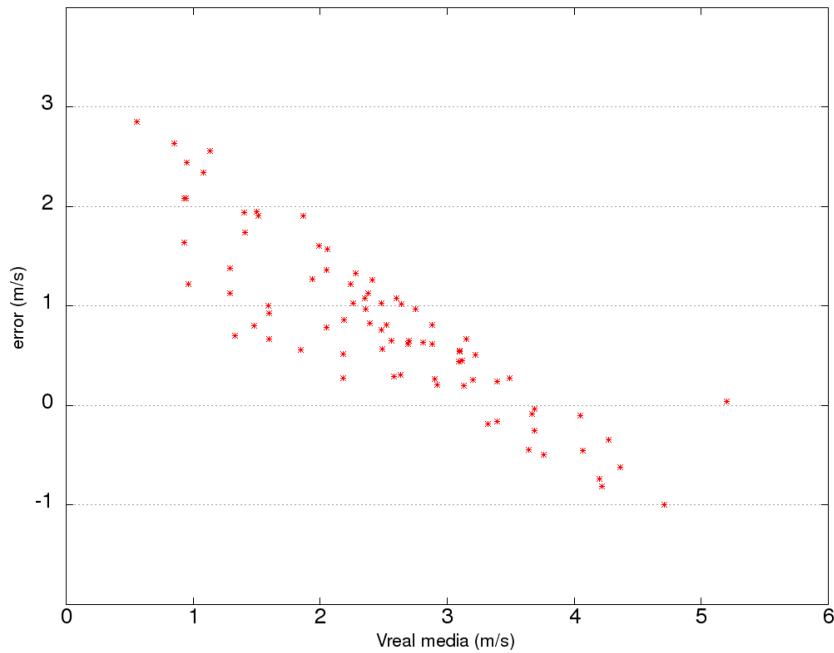


Figura 3.12: Error medio para valores de velocidad de viento con respecto a la velocidad media real de cada estación

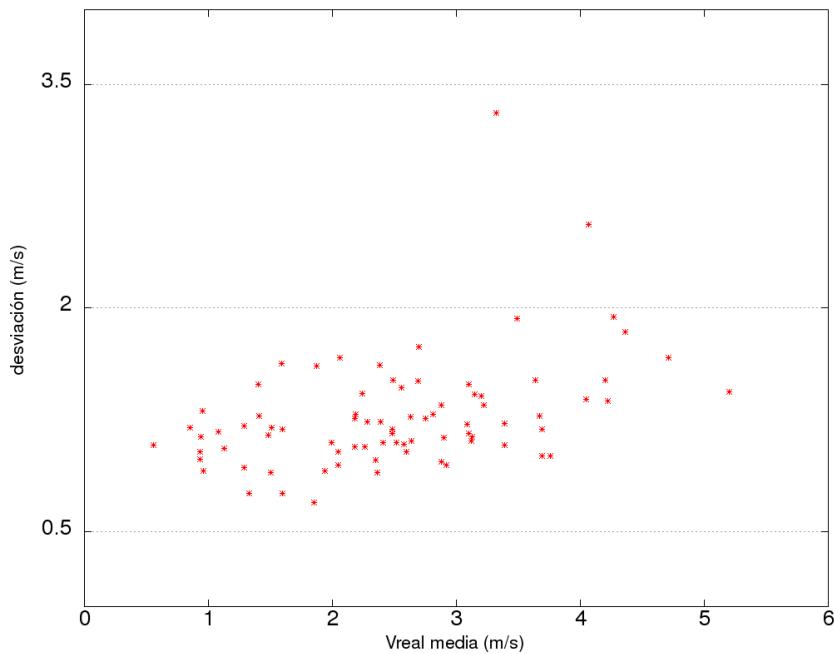


Figura 3.13: Dispersión del error para valores de velocidad de viento con respecto a la velocidad media real de cada estación

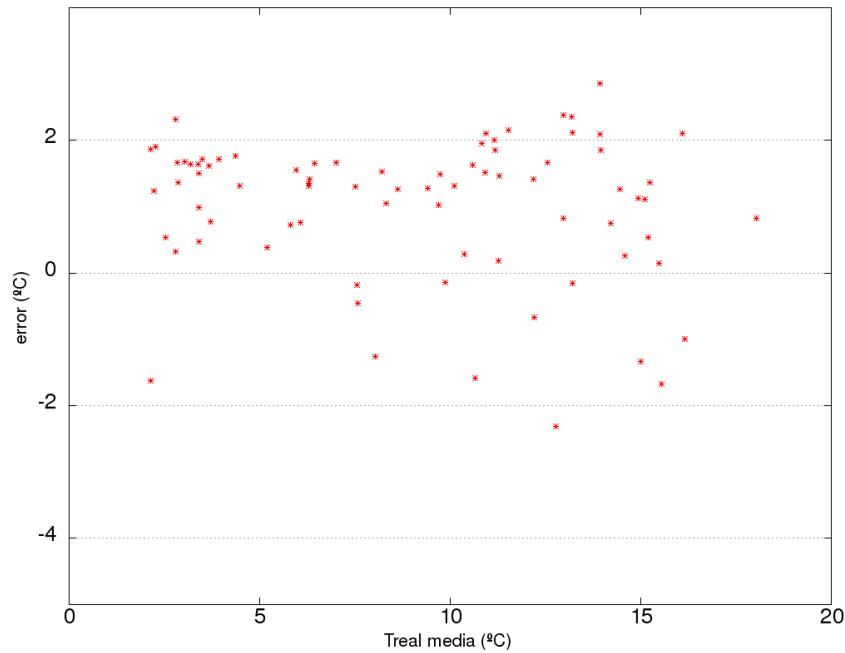


Figura 3.14: Error medio para valores de temperatura con respecto a la temperatura media real de cada estación

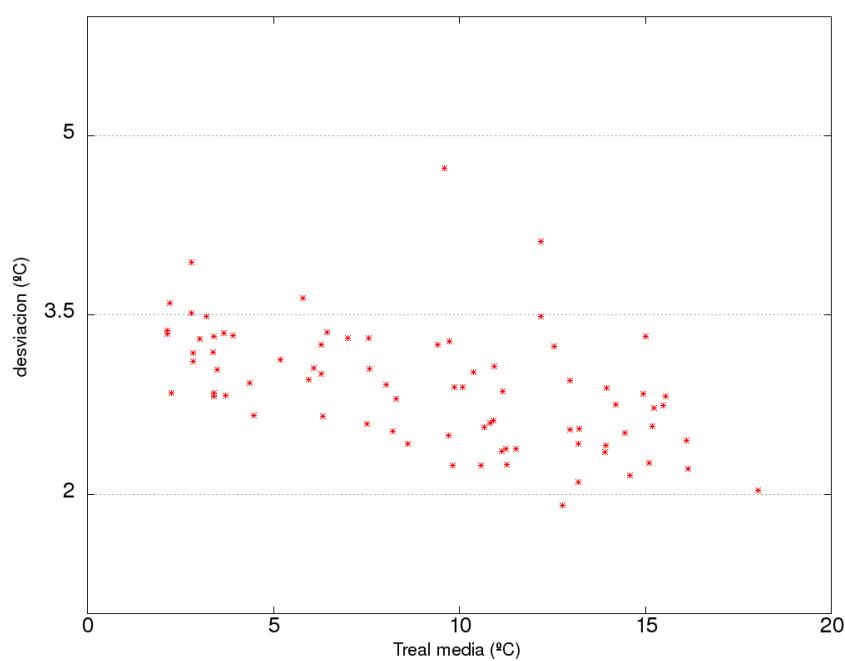


Figura 3.15: Dispersión del error para valores de temperatura con respecto a la temperatura media real de cada estación

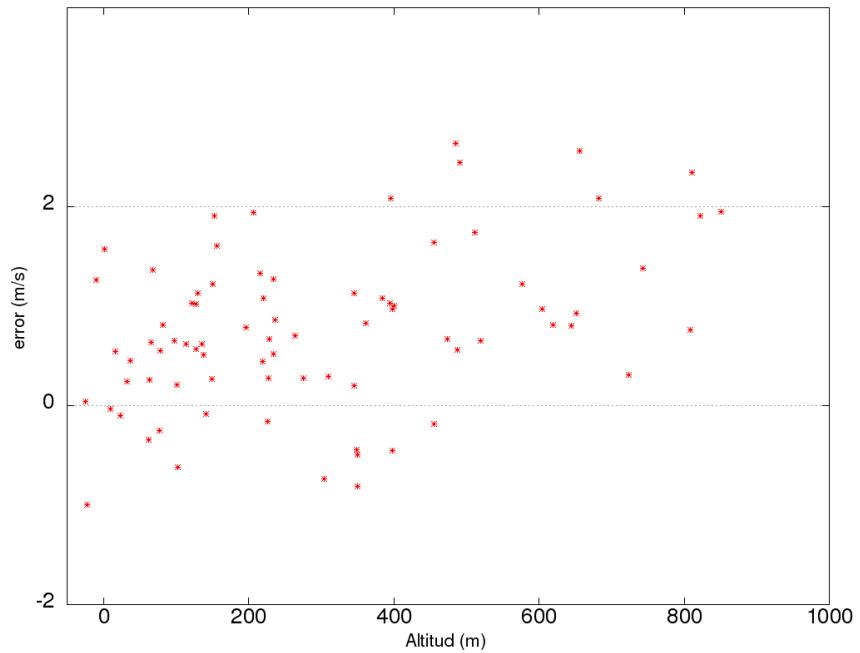


Figura 3.16: Error medio para valores de velocidad de viento con respecto a la altitud de cada estación

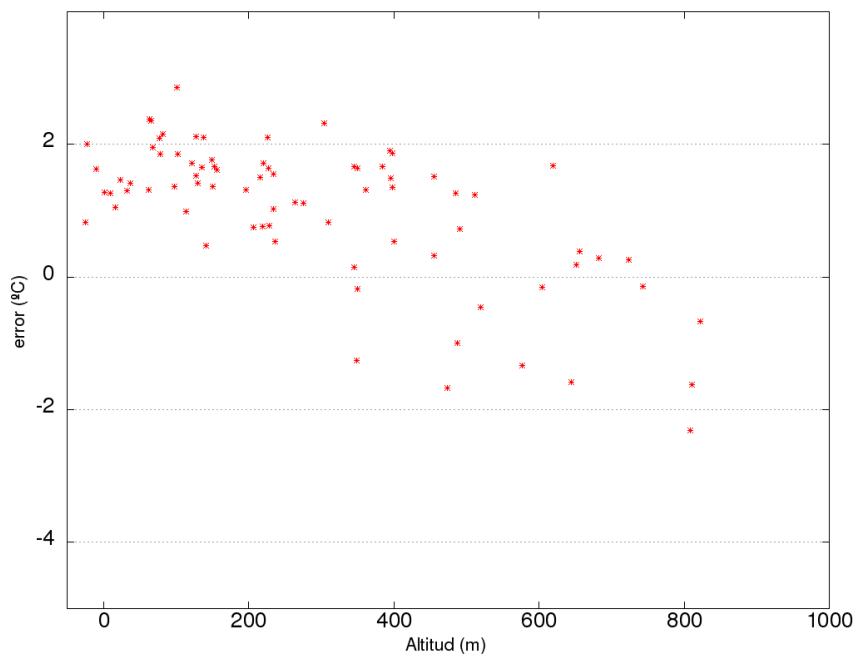


Figura 3.17: Error medio para valores de temperatura con respecto a la altitud de cada estación

3.3. Curvas coste-potencial

Aplicando la metodología explicada en la sección 2.2.3 se han generado los mapas, que se representan en las figuras 3.18 y 3.19, sobre el potencial y el coste anual respectivamente.

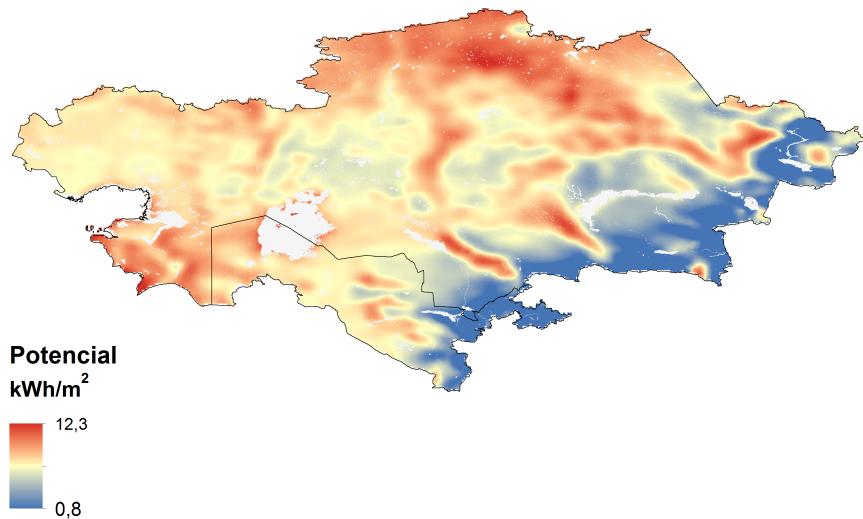


Figura 3.18: Potencial anual en kWh/m² de los países a estudio

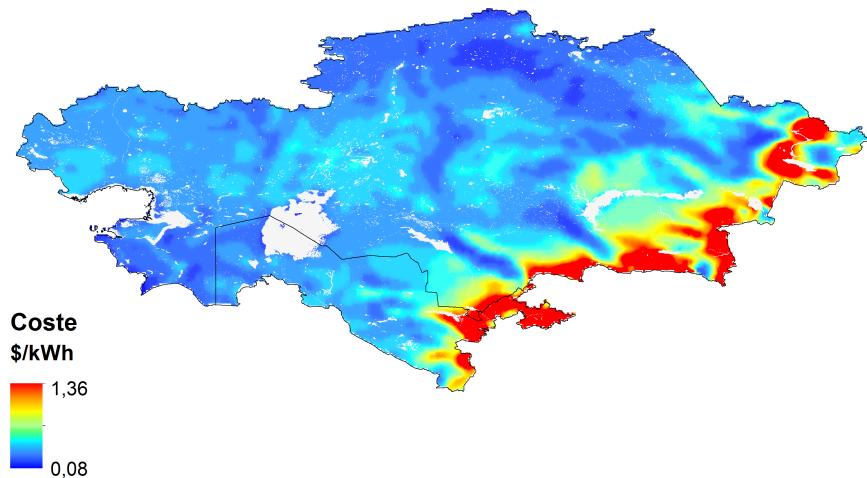


Figura 3.19: Coste anual en \$/kWh de los países a estudio

Para la realización de este estudio se han descartado los puntos cuya altitud fuera superior a los 2000 metros, aquellos cuya pendiente del terreno superase el 30 %, masas

de agua (mares, lagos, etc) y espacios protegidos. Como resultado de estas restricciones, el territorio considerado apto para la producción eólica sería del 91.4 % para Kazajistán y del 83.7 % para Uzbekistán.

Se han generado unas curvas coste-potencial (Fueyo et al. 2011) a partir de los valores característicos de Weibull y de los datos horarios para cada uno de los países. Para la construcción de estas curvas, se ordenan los costes de menor a mayor y a cada incremento de coste marginal se le suma el potencial producible a ese coste. En las figuras 3.20 y 3.21 se representan las curvas de Kazajistán y Uzbekistán respectivamente.

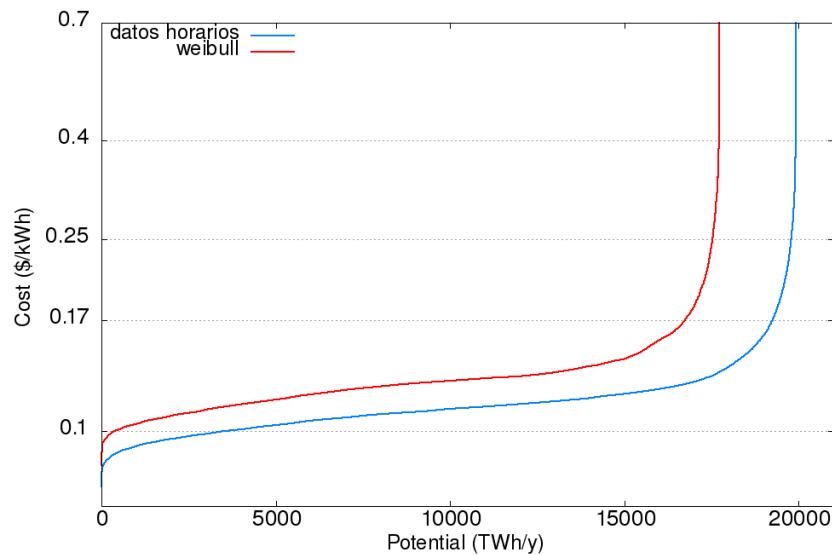


Figura 3.20: Curvas coste-potencial para Kazajistán

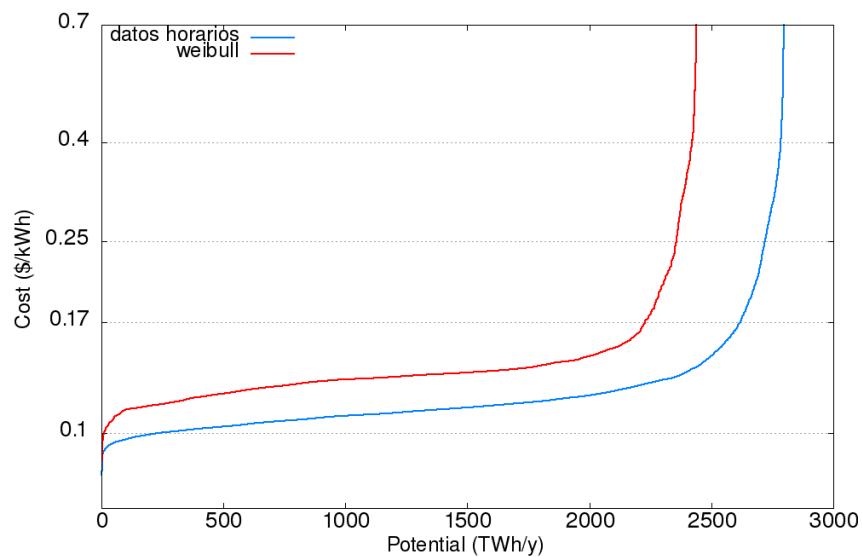


Figura 3.21: Curvas coste-potencial para Uzbekistán

Se observa que las dos curvas sufren un desfase de cierta importancia en ambos países. Concretamente, para Kazajistán, en el límite técnico, la curva con los datos horarios es un 12.4 % mayor que la curva de Weibull, y en Uzbekistán un 14.6 %.

Para analizar el origen de este comportamiento se han generado unas gráficas en las que se compara la PDF de Weibull, cuya explicación se encuentra en el anexo B, con la PDF de los datos medidos para cada una de las estaciones. A continuación se muestran dos gráficas representativas para la explicación de este desfase y al final del anexo B el resto de estaciones a análisis.

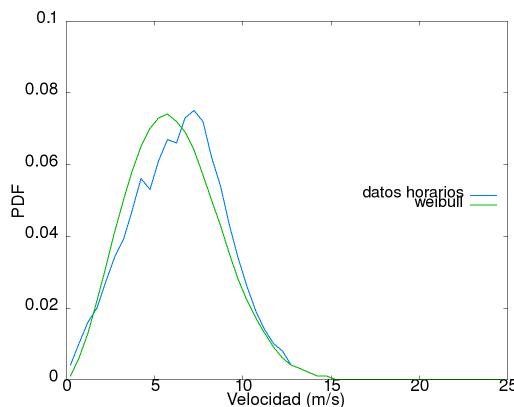


Figura 3.22: Comparación de la estación 355320 (Mugodzarskaja, Kazajistán)

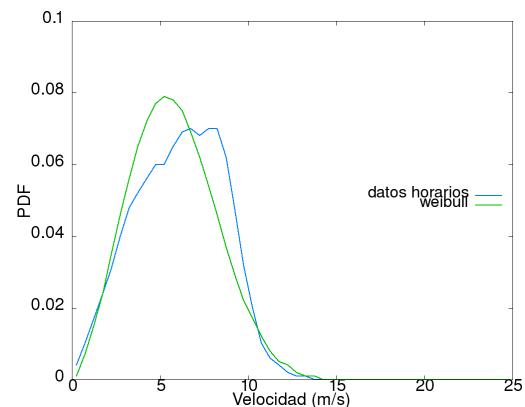


Figura 3.23: Comparación de la estación 382640 (Nukus, Uzbekistán)

A la vista de estos resultados, se puede observar que la curva de la función de Weibull tiene su valor máximo antes que la curva con datos horarios. Esto es el causante de que el potencial hallado con los datos horarios sea mayor al proporcionado con Weibull en las gráficas coste-potencial.

3.4. Curvas potencia-tiempo

Pese a que la cantidad de escenarios que se pueden plantear son prácticamente infinitos, de cara a mostrar la utilidad de este tipo de análisis, se ha realizado un único escenario, de carácter meramente académico, en el que se supone un porcentaje de la producción eléctrica total en Kazajistán mediante energía eólica igual al porcentaje producido en España en el año 2010, esto es, el 16 % (REE 2011). Trasladado al consumo eléctrico en Kazajistán, con un consumo anual de 81 TWh, se traduce en unos 13 TWh de generación eléctrica por energía eólica.

Los 7 puntos utilizados están marcados en la figura 3.24. Las gráficas resultantes para cada año se muestran desde la figura 3.25 hasta la 3.29.

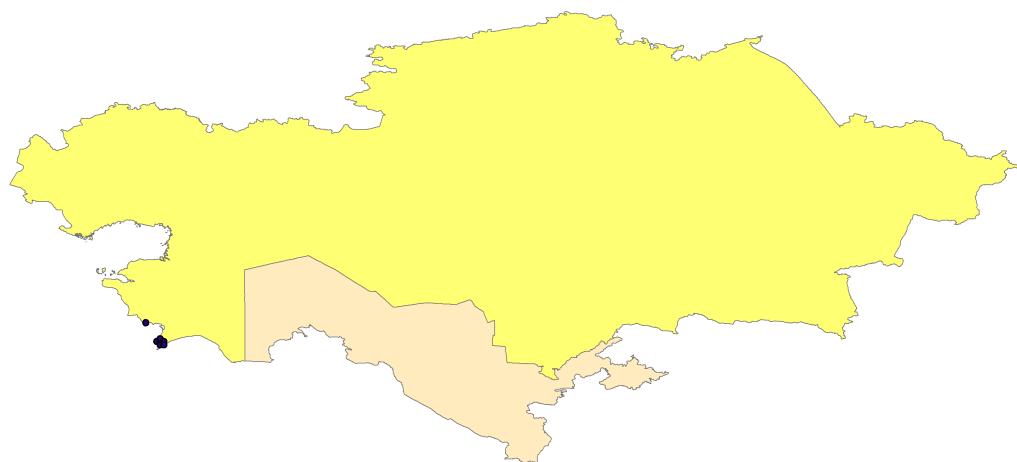


Figura 3.24: Puntos elegidos para las gráficas potencia-tiempo

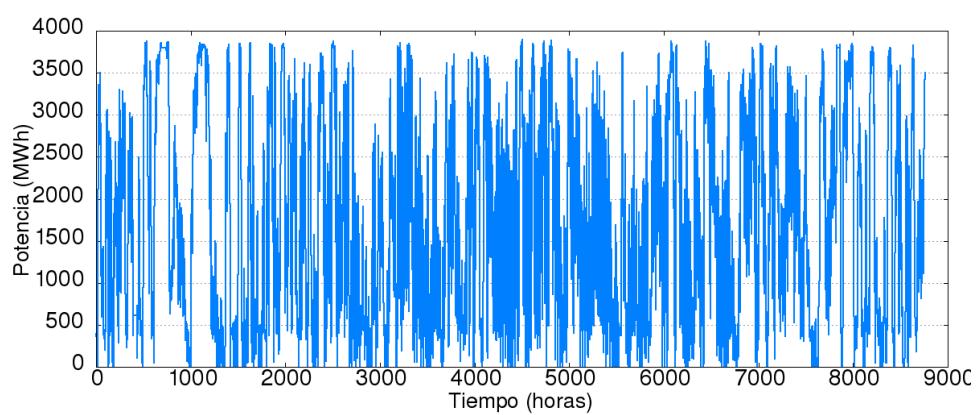


Figura 3.25: Potencia-hora del año 2005

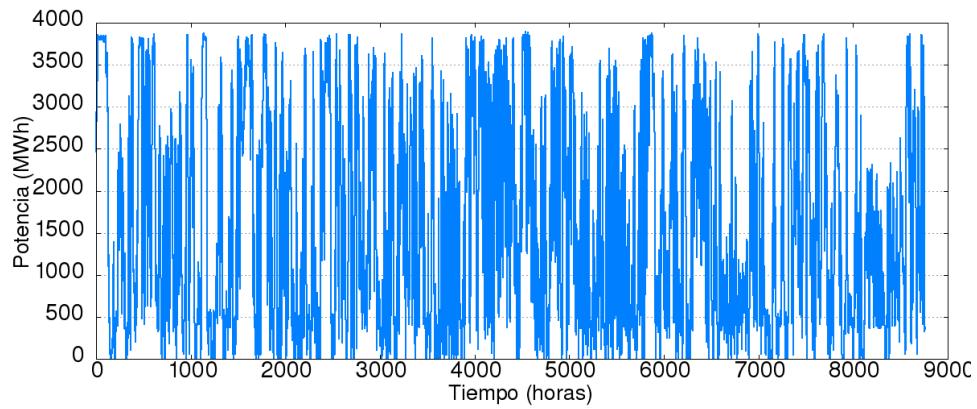


Figura 3.26: Potencia-hora del año 2006

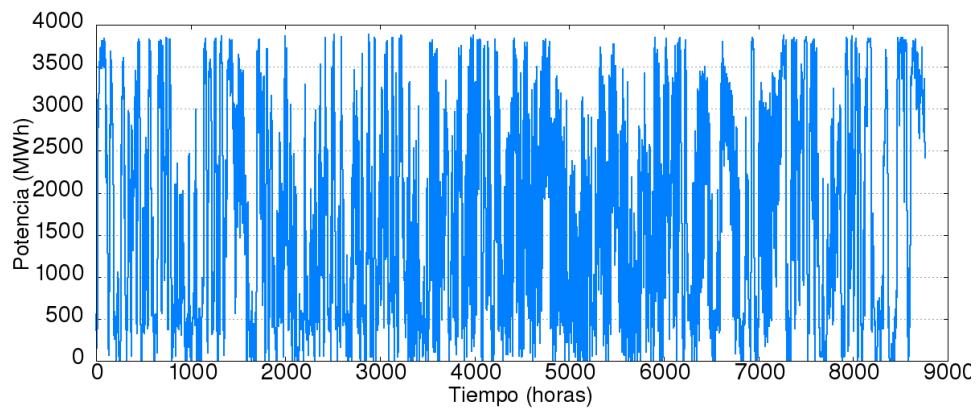


Figura 3.27: Potencia-hora del año 2007

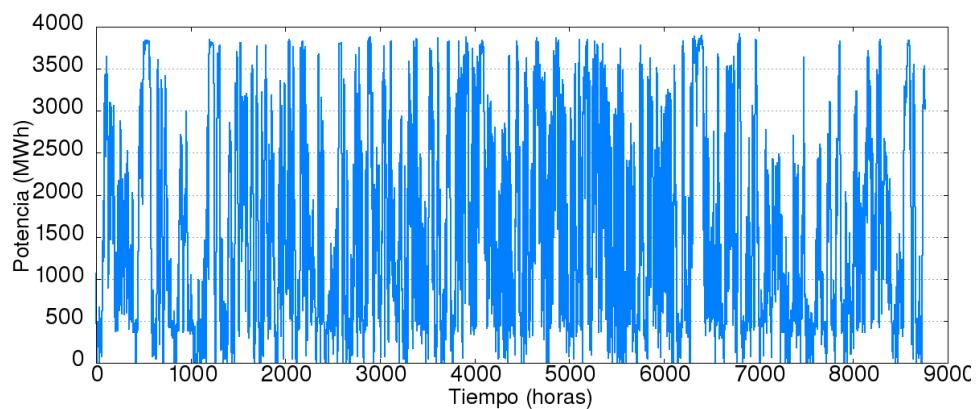


Figura 3.28: Potencia-hora del año 2008

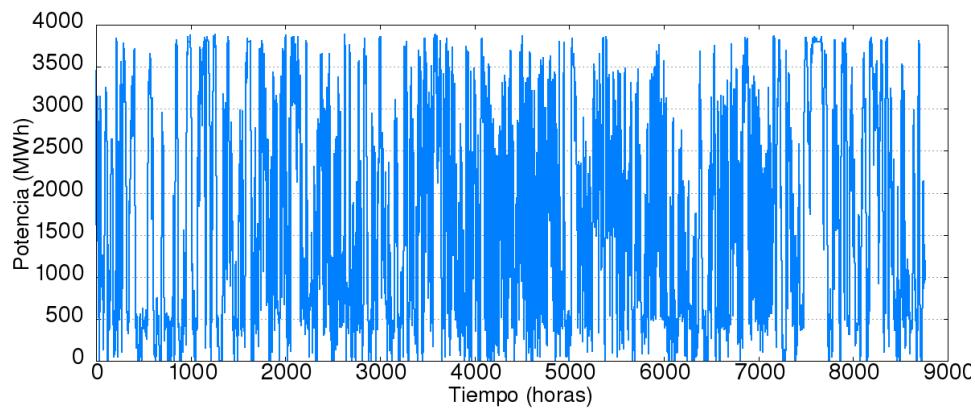


Figura 3.29: Potencia-hora del año 2009

En la gráfica 3.30 se muestra la PDF de la potencia durante los 5 años de estudio, y a continuación, en la tabla 3.4 los datos estadísticos característicos de cada año y el promedio de todos juntos.

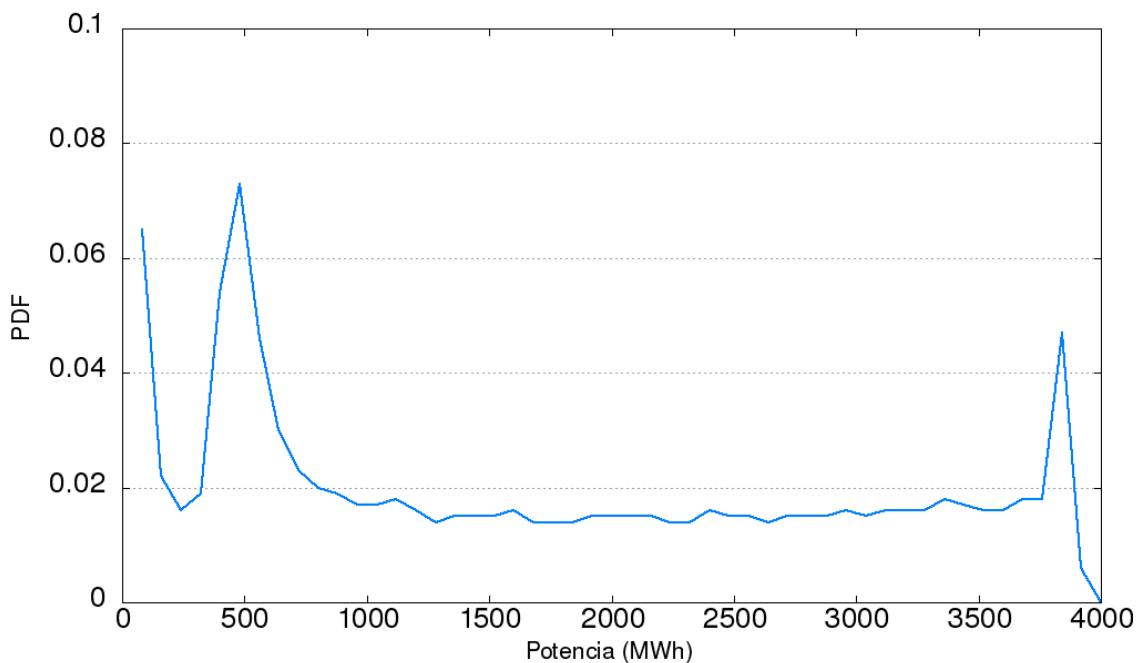


Figura 3.30: PDF de la potencia durante los 5 años de estudio

Año	Media (GW)	Desv. estándar (GW)	Pot. max. (GW)	Pot. min (GW)
2005	1.690	1.222	3.895	0
2006	1.600	1.263	3.897	0
2007	1.712	1.262	3.884	0
2008	1.591	1.207	3.917	0
2009	1.722	1.257	3.885	0
Media	1.663	1.242	3.917	0

Tabla 3.1: Datos estadísticos horarios de cada año.

Capítulo 4

Conclusiones y trabajo futuro

De los resultados obtenidos se pueden extraer varias conclusiones:

- A partir de las gráficas mostradas en la sección 3.2, en las que se comparan los resultados del modelo de mesoscala con los datos medidos en las estaciones meteorológicas, se considera que el modelo se ajusta razonablemente bien a la realidad, si bien tiende a sobreestimar la velocidad del viento cuando su valor es bajo.
- Se ha aplicado una metodología ya existente y previamente utilizada (Fueyo et al. 2011) para el cálculo del coste y potencial en Asia Central, y los resultados se han condensado en gráficas coste-potencial (3.20 y 3.21), eficaces a la hora de elaborar la planificación energética en la zona.
- A partir de la metodología existente, se ha desarrollado una extensión de esta para estudiar la influencia del ajuste de la distribución de viento local por una distribución de Weibull. La conclusión alcanzada es que, debido a que el proceso de ajuste implica una simplificación de los datos, se pierde información y los resultados con esta distribución difieren sensiblemente de los resultados del modelo.
- Otra extensión implementada a la metodología existente consiste en el análisis basado en datos horarios para obtener datos estadísticos sobre la variabilidad de la potencia a lo largo del tiempo. La información extraída de este tipo de análisis se muestra útil de cara a establecer la potencia de reserva necesaria, así como adoptar protocolos para la gestión de la red eléctrica.

Aunque los resultados obtenidos en este Proyecto de Fin de Carrera se han demostrado útiles, este trabajo puede tener distintas líneas de continuación, entre las que se proponen:

- El modelo tiene una resolución de malla de 13 kilómetros. Como trabajo futuro se puede incrementar la resolución de la malla para la obtención de datos más precisos, incluso la realización de anidamientos para zonas de especial interés. De esta nueva simulación cabría esperar unos resultados más exactos, al considerar más fielmente la influencia de la orografía, y la comparación de estos nuevos datos con las mediciones en estaciones meteorológicas cuantificarían esta mejora. Asimismo, debido a la mayor proximidad entre nodos, la interpolación llevada a cabo para obtener los datos en las estaciones puede minimizar el error en estas.

- Realizar un estudio con las distintas parametrizaciones disponibles del modelo de mesoescala (ver anexo A) con el fin de tratar de mejorar el ajuste de los resultados en comparación con las medidas en estaciones meteorológicas.
- Implementar un modelo sub-malla, del tipo del implementado en EEA (2009) para, a partir de los datos de viento generados por el modelo de mesoescala, mejorar la resolución de estos mediante postproceso.
- Ampliar la base cronológica del estudio a 30 años, que son los que típicamente se utilizan para obtener años meteorológicos tipo.
- Las variables han sido comparadas con las estaciones meteorológicas para el año 2005, este mismo proceso se debería repetir para el resto de años de estudio logrando una mayor seguridad de la validez de los resultados que genera el modelo.
- Si se consiguieran datos horarios en estaciones meteorológicas se podría extender la validación, teniendo una mayor fiabilidad al comparar con datos horarios y no tener que realizar medias diarias.
- Ampliar este estudio al resto de países de Asia Central aprovechando la extensión del dominio simulado en este proyecto, que abarcaría al menos tres países más.

Bibliografía

- Akdag, S. A. y Dinler, A. (2009), ‘A new method to estimate weibull parameters for wind energy applications’, *Energy Conversion and Management* **50**(7), 1761 – 1766.
- Blanco, M. I. (2009), ‘The economics of wind energy’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* **13**(6-7), 1372 – 1382.
- Cavallo, A., Hock, S. y Smith, D. (1993), Wind energy:resources, systems and regional strategies. renewable energy: Sources for fuels and electricity, Technical report.
- EEA (2009), Europe’s onshore and offshore wind energy potential. An assessment of environmental and economic constraints, Technical Report 6/2009.
- Fueyo, N., Sanz, Y., Rodrigues, M., Montañés, C. y Dopazo, C. (2010), ‘High resolution modelling of the on-shore technical wind energy potential in spain’, *Wind Energy* **13**(8), 717 – 726.
- Fueyo, N., Sanz, Y., Rodrigues, M., Montañés, C. y Dopazo, C. (2011), ‘The use of cost-generation curves for the analysis of wind electricity costs in spain’, *Applied Energy* **88**(3), 733 – 740.
- Grubb, M. y Meyer, N. (1993), Wind energy: Resources,systems and regional strategies. renewable energy: Sources for fuels and electricity, Technical report.
- Kalnay, E., Kanamitsu, M., Kistler, R., Collins, W., Deaven, D., Gandin, L., Iredell, M., Saha, S., White, G., Woollen, J., Zhu, Z., Chelliah, M., Ebisuzaki, W., Higgins, W., Janowiak, J., Mo, K. C., Ropelewski, C., Wang, J., Leetma, A., Reynolds, R., Jenne, R. y Joseph, D. (1996), ‘The NCEP/NCAR 40-Year Reanalysis Project’, *Bulletin of the American Meteorological Society* .
- NCAR (2008), A description of the advanced research wrf version 3, Technical report.
- NOAA (2011), <http://www7.ncdc.noaa.gov/CDO/cdo>.
- NOAA/NCEP (1995), The Grid Analysis and Display System user’s guide, Technical report.
- NOAA/NCEP (2000), WRF-NMM User’s guide, Technical report.
- NOAA/NCEP (2010), Scientific documentation for the nmm solver, Technical report.

- Peciña, M. (2009), 'Vecinos de Llodio y Orozko se unen contra el parque de Jésuri', <http://www.elcorreo.com/vizcaya/20090430/alava/vecinos-llodio-orozko-unen-20090430.html>.
- REE (2011), El sistema eléctrico español 2010, Technical report.
- Rodrigues, M., Montañés, C. y Fueyo, N. (2010), 'A method for the assessment of the visual impact caused by the large-scale deployment of renewable-energy facilities', *Environmental Impact Assessment Review* 30(4), 240 – 246.
- Solociencia (2009), 'Mejores estrategias combinadas para almacenar energía eólica', <http://www.solociencia.com/ingenieria/09010406.htm>.
- Vestas (2006), Catálogo Vestas V90 2 MW.
- WWEA (2011), World wind energy report 2010, Technical report.

Anexo A

Modelo computacional

El modelo de investigación y previsión del tiempo o en inglés Weather Research and Forecasting (WRF) es un sistema de predicción numérico¹ de mesoscala de nueva generación, diseñado para servir previsiones operacionales y necesidades de estudio de la atmósfera. Es sucesor del modelo MM5. El esfuerzo para desarrollar WRF ha sido un esfuerzo colaborativo, principalmente por el National Center for Atmospheric Research (NCAR), la National Oceanic and Atmospheric Administration , los National Centers for Environmental Prediction (NCEP) y el Forecast Systems Laboratory (FSL), la Air Force Weather Agency (AFWA), la Naval Research Laboratory, Oklahoma University, y la Federal Aviation Administration (FAA).

El programa tiene dos variantes:

- El Advanced Research WRF (ARW) desarrollado por NCAR/NMM
- El Non-hydrostatic Mesoscale Model (NMM) desarrollado por NOAA/NCEP.

Para el desarrollo de este proyecto se ha utilizado el modelo NMM.

A.1. Fundamentos teóricos

El modelo NMM incluye (NOAA/NCEP 2010) algoritmos de computación del gradiente de presión, la fuerza de Coriolis, la divergencia de la masa, advección, procesos termodinámicos, difusión horizontal divergencia de amortiguación y de acoplamiento de las sub-redes de tipo E, las condiciones de contorno y la capacidad de anidamiento. Esto junto a varias opciones físicas, inicializadores y post-procesos, logran que el programa WRF produzca una simulación de mesoscala.

Para conseguir un modelo que sea capaz de calcular las distintas variables a distintos niveles se ha establecido una aproximación hidrostática en un modelo hidrostático usando una coordenada vertical basada en la presión hidrostática.

$$\sigma = \frac{\pi - \pi_t}{\mu} \quad (\text{A.1})$$

¹Numerical Weather Prediction (NWP)

donde π es la presión hidrostática y μ es la diferencia entre las presiones suelo y techo de la columna del modelo.

$$\mu = \pi_s - \pi_t \quad (\text{A.2})$$

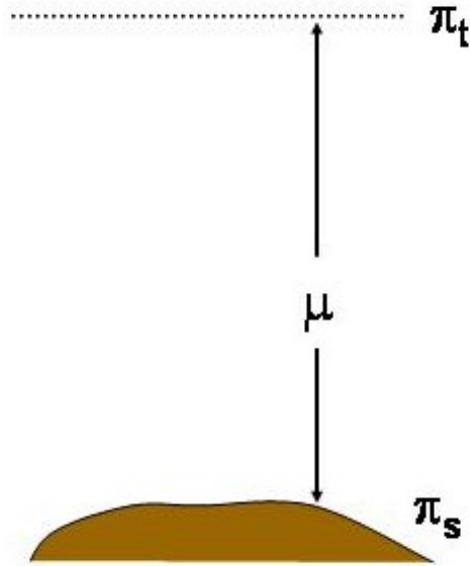


Figura A.1: Parámetros de la coordenada sigma

- Momento horizontal

$$\frac{\delta v}{\delta t} = -v \cdot \nabla_\sigma v - \sigma \frac{\delta v}{\delta \sigma} - (1 + \varepsilon) \nabla_\sigma \Phi - \alpha \nabla_\sigma p + f k \times v \quad (\text{A.3})$$

- Ecuación fundamental de la termodinámica

$$\frac{\delta T}{\delta t} = -v \cdot \nabla_\sigma T - \sigma \frac{\delta T}{\delta \sigma} + \frac{\alpha}{c_p} \left[\frac{\delta p}{\delta t} + v \cdot \nabla_\sigma p + \sigma \frac{\delta p}{\delta \sigma} \right] \quad (\text{A.4})$$

- Ecuación de continuidad

$$\frac{\delta \mu}{\delta t} + \nabla_\sigma \cdot (\mu v) + \frac{\delta (\mu \sigma)}{\delta \sigma} = 0 \quad (\text{A.5})$$

Un aspecto interesante a explicar es el tipo de malla horizontal que utiliza NMM llamada malla de tipo E. En la figura A.2 se muestra un esquema de como se distribuye este tipo de malla. H representa los puntos másicos (temperatura, presión, altura,etc) y v el vector velocidad horizontal. La dimensión x o el número de columnas es igual al número de puntos másicos en una fila de números impares. La dimensión y es simplemente el número de filas.

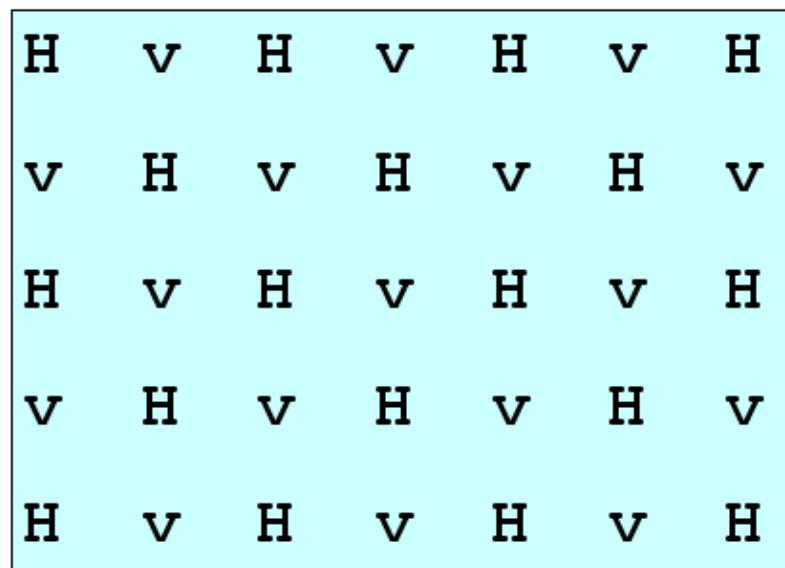


Figura A.2: Forma de la malla tipo E

A.2. Funcionamiento de WRF

A.2.1. WRF Preprocessing System (WPS)

Esta parte está dividida en tres subprogramas los cuales tienen la función de preparar los datos de entrada para el programa que simula los datos.

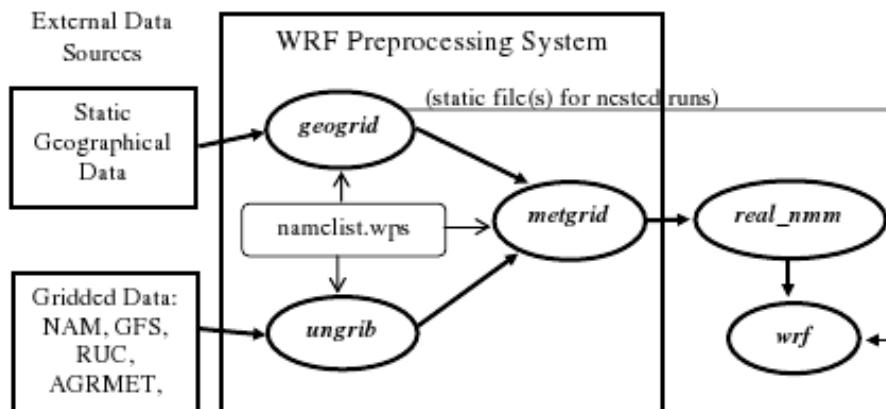


Figura A.3: Esquema programa WPS

En la figura A.3 se puede observar el flujo de los datos entre los programas pertenecientes al WPS. Cada uno de los programas lee los parámetros de un archivo namelist.wps en el cual se definen los parámetros que se quieren y así los programas particularizan. La función de cada uno de los tres subprogramas es la siguiente:

Geogrid El programa geogrid define los dominios del modelo e interpola los datos estáticos geográficos del mallado, los cuales son fijos a lo largo del tiempo, lo cual es beneficioso a la hora de que en un mismo lugar se quiera conocer el valor de variables en distintas fechas, ya que sólo se tiene que ejecutar este paso una sola vez.

Ungrib Extrae los datos que se quieren de archivos tipo GRIB que contienen las variaciones meteorológicas de una zona. Normalmente estos archivos contienen más información de la que se necesita, y para extraer sólo la que se quiere existen códigos para identificar las variables y niveles de GRIB que se quieren extraer, estos códigos los coge GRIB de unas tablas denominadas Vtables. Al extraer los datos necesarios son escritos en un formato intermedio. Este formato intermedio puede ser de 3 tipos: el WPS, SI y el MM5.

Metgrid Realiza una interpolación horizontal de los datos extraídos con ungrib en el dominio definido por geogrid. El rango de datos que suele interpolar metgrid está definido en el namelist.wps.

Al terminar de procesar el programa metgrid, se crean unos archivos denominados met_nmm en los cuales está la información necesaria para que el siguiente programa del modelo WRF pueda trabajar.

Una opción interesante en el WPS es la posibilidad de realizar anidamientos. El número de anidamientos es ilimitado. El beneficio de estos anidamientos es el conseguir mejor resolución en diferentes zonas del mallado. A pesar de la complicación del mallado con sus anidamientos, para la persona que está utilizando el programa su complicación con una malla simple apenas se ve alterada. En la figura A.4 se pueden observar distintos tipos de malla y anidamientos.

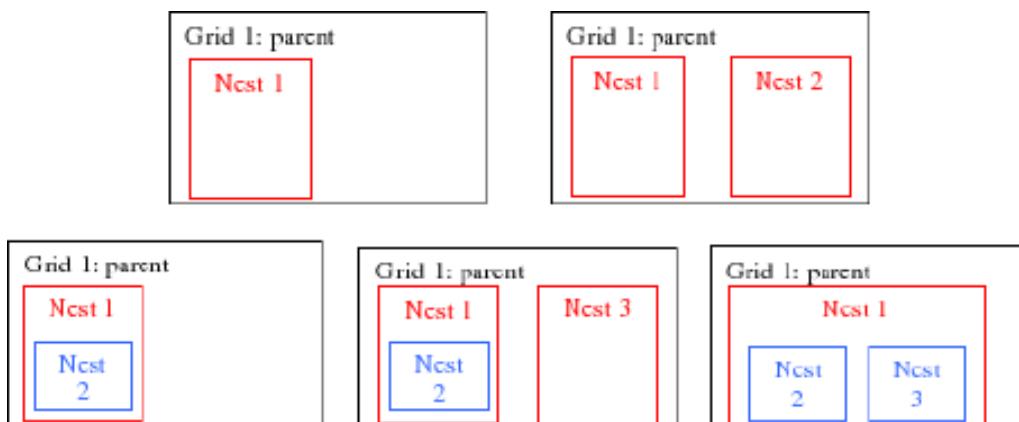


Figura A.4: Distintos tipos de anidamiento

Otra opción interesante para este preproceso es que para la definición de la malla o mallas hay un interfaz llamado WRF Domain Wizard que lo realiza de una forma gráfica y es muy fácil de utilizar, viniendo muy bien para la selección de la malla y sus anidamientos si es que los hay, y creando el archivo namelist.wps e inicializando los programas geogrid, ungrib y metgrid.

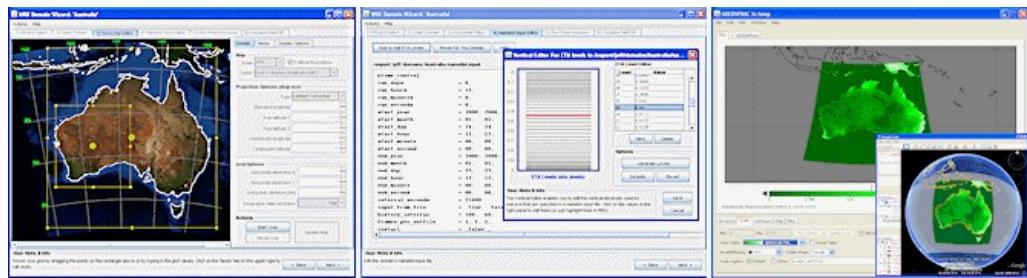


Figura A.5: Imágenes del WPS Domain Wizard

Una opción interesante de comentar es el tipo de terrenos y suelos que puede utilizar geogrid. La clasificación de terrenos que utiliza por defecto se encuentra en la tabla A.1, pero se le puede indicar que escoja otro tipo de categoría que se muestra en la tabla A.2. La categoría de suelos se puede ver en la tabla A.3.

Tabla A.1: Categorías de terreno USGS 24.

Categoría lugar	Descripción lugar
1	Terrenos de naturaleza urbana y construcciones
2	Terrenos áridos de cultivo y pastos
3	Terrenos de regadío de cultivo y pastos
4	Mezcla de terrenos áridos y de regadio para cultivo y pastos
5	Pradera y terrenos de cultivo
6	Bosque y terrenos de cultivo
7	Pradera
8	Matorral
9	Mezcla pradera y matorral
10	Sabana
11	Bosque de hoja caduca y hoja ancha
12	Bosque hoja caduca y hoja estrechah
13	Bosque hoja perenne y hoja ancha
14	Bosque de hoja perenne y hoja estrecha
15	Mezcla de bosque
16	Terrenos de agua
17	Humedales plantas bajas
18	Humedales plantas altas/árboles
19	Terrenos estériles o de escasa vegetación
20	Tundra herbácea

Tabla A.1: Categorías de terreno USGS 24.

Categoría lugar	Descripción lugar
21	Tundra arbolada
22	Tundra mezclada
23	Tundra de suelo desnudo
24	Hielo y nieve

Tabla A.2: Categorías de terreno IGBP-Modificado MODIS 20.

Categoría lugar	Descripción lugar
1	Bosque de hoja perenne y hoja estrecha
2	Bosque hoja perenne y hoja ancha
3	Bosque hoja caduca y hoja estrechah
4	Bosque de hoja caduca y hoja ancha
5	Mezcla de bosque
6	Matorral cerrado
7	Matorral abierto
8	Sabana con árboles
9	Sabana
10	Pradera
11	Humedales permanentes
12	Terrenos de cultivo
13	Terrenos de naturaleza urbana y construcciones
14	Mezcla terrenos de cultivo con vegetación natural
15	Hielo y nieve
16	Terrenos estériles o de escasa vegetación
17	Agua
18	Tundra arbolada
19	Tundra mezclada
20	Tundra de suelo estéril

Tabla A.3: Categorías de suelo.

Categoría suelo	Descripción suelo
1	Arena
2	Arena con marga
3	Marga arenosa
4	Marga limosa
5	Limo
6	Marga
7	Arena arcillosa
8	Limo arcilloso
9	Franco arcilloso
10	Arcilla arenosa
11	Arcilla limosa
12	Arcilla
13	Material orgánico
14	Agua
15	Pedregoso
16	Otro (hielo)

A.2.2. WRF-NMM model

El primer paso en este programa es el incializar el *real_nmm.exe* el cual se puede decir de una forma simple que realiza un repaso para ver si lo realizado en el programa anterior coincide con lo que se le ha atribuido a este nuevo programa. Esta comparación la realiza gracias a un archivo denominado *namelist.input* con los datos del programa y con los archivos *met_nmm* recogidos del programa WPS. Al terminar, crea dos aarchivos con la información necesaria para que pueda iniciarse el proceso de cálculo de las variables. Estos archivos son:

wrfinput_d01 Contiene los datos de las condiciones iniciales y los datos intemporales.

wrfbdy_d01 Contiene las condiciones de contorno y los datos que varían con el tiempo.

También crea dos archivos llamados *rsl.out.0000* y *rsl.error.0000* que dan información relativa a como ha ido la ejecución del archivo ejecutable y si ha habido algún tipo de error lo muestra. Una vez que ha terminado y de no observar ningún tipo de error se puede proceder al segundo paso de este programa que es inicializar el *wrf.exe* que es en sí la parte principal del programa WRF, el cual realiza la integración numérica para aplicarle a lo

conseguido en el programa anterior la componente vertical, para poder conocer las distintas variables en varios niveles, los cuales han sido elegidos a partir del archivo namelist.input.

Antes de ejecutar el archivo ejecutable, es necesario haber definido en el archivo wrf_cntrl.parm las variables que se quieren conocer y los niveles en los que se quiere conocer, aunque nunca podrán ser más de los prefijados en el archivo namelist.input.

Al ejecutar *wrf.exe* se crean unos archivos wrfout los cuales contienen la información.

El modelo WRF-NMM ofrece múltiples opciones físicas (NCAR 2008) que pueden ser combinadas de muchas maneras. Se citan las más importantes:

Microfísica: Esta opción física produce distintos esquemas relacionados con el agua, como el vapor de agua, las nubes o las precipitaciones.

Radiación de onda larga: La opción de radiación de onda larga incluye la radiación infrarroja o térmica absorbida y emitida por los gases y la superficie. Se determina por la emisividad de la superficie que depende del uso de la tierra y de la temperatura del suelo.

Radiación de onda corta: Esta opción incluye las longitudes de onda visibles y su espectro solar cercano. Por lo que su única fuente es el Sol, aunque sus procesos incluyen la absorción, la reflexión y la dispersión en la atmósfera y en la superficie.

Capa superficial: Los esquemas de capa superficial calculan las velocidades y los coeficientes de fricción en el intercambio de calor que permiten el cálculo del calor de la superficie, los flujos de humedad en los modelos de superficie terrestre y la tensión superficial en el esquema de la capa límite terrestre.

Superficie terrestre: Estos modelos utilizan la información atmosférica proveniente de los esquemas de la capa superficial, la radiación de los esquemas de radiación, y las precipitaciones de los modelos microfísicos y convectivos, que junto a la información de las variables de estado de la zona terrestre y sus propiedades, para proporcionar con todo ello los flujos de calor, la humedad y los puntos de agua congelada.

Capa límite terrestre: Estos modelos son los responsables en la malla del cálculo de los flujos de transporte de Foucault en la columna atmosférica, no sólo en la capa límite. Cuando un esquema de este tipo se activa la difusión vertical explícita se desactiva con el supuesto de que este tipo de esquema se encargará de este proceso.

Parametrización de Cúmulos: Estos esquemas son los responsables de los efectos de convección o de nubes superficiales a la escala sub-malla. Estos esquemas representan los flujos verticales debido a las corrientes ascendentes y descendentes.

A.2.3. WRF Postprocessor (WPP)

El último subprograma de este programa llamado WRF es el postprocesador el cual realiza varias cosas.

wrfpost Interpola las previsiones del modelo nativo de coordenada vertical a NWS y diagnostica algunos campos como por ejemplo la helicidad. También crea dos archivos de salida que pueden ser utilizados como entrada para copygb. Estos archivos se llaman *copygb_nav.txt* y *copygb_hwrf.txt*.

copygb Desescalona las previsiones de WRF-NMM desde la malla de tipo E a una malla regular no escalonada.

Con estos dos archivos se tienen las herramientas necesarias para poder sacar los datos de las variables que se hayan puesto en el archivo `wrf_cntrl_parm`, el cual es un archivo en el que se establecen las variables que se quieren utilizar y el número y a qué niveles se quieren tener datos, llamándose los archivos de salida `wrfprs`.

Un aspecto interesante es que al descargar el programa, en el directorio WPPV3 hay una carpeta en la que existen unos scripts básicos para poder tratar los datos que se tienen y sacar algunos mapas con alguno de los programas que tiene.

A la hora de representar los datos de las variables a los diferentes niveles que se hayan establecido en el archivo `wrf_cntrl_parm`, WRF tiene dos programas: GEMPAK y GrADS

La utilidad que se ha utilizado en este proyecto es GrADS (NOAA/NCEP 1995) por lo que sólo se hace mención a este programa. Éste interpreta los archivos `wrfprs` de forma que marcándole uno de ellos (o varios) es capaz de crear mapas de la zona que se quiera de la variable elegida, si es un punto dibujar una gráfica de los niveles elegidos y si es sólo un nivel de un punto sacar el valor. También pueden sacarse los valores numéricos en vez de los mapas y las gráficas.

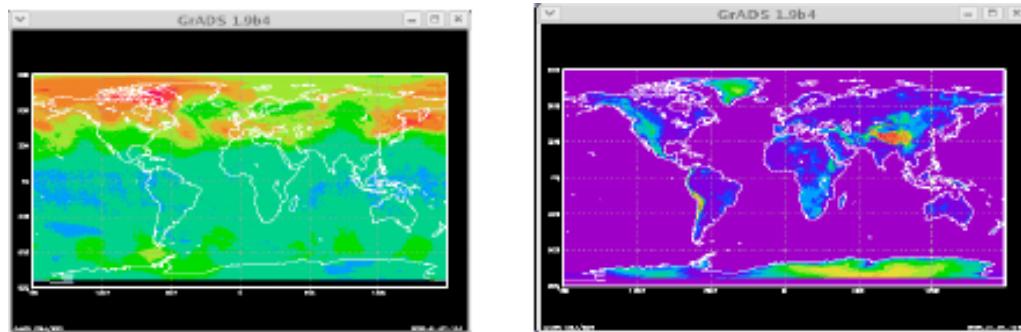


Figura A.6: GrADS

Anexo B

Distribución de Weibull

Estudios realizados (Akdag y Dinler 2009) han estimado que la velocidad de viento en un lugar se asemeja a la función de densidad de probabilidad de Weibull. Esta función $\mathcal{P}(v)$ depende de dos parámetros ajustables ($k;c$) y viene dada por la expresión,

$$\mathcal{P}(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} \exp \left(-\frac{v}{c} \right)^k \quad (\text{B.1})$$

donde c es un factor de escala (m/s) que suele ser próximo a la velocidad media, y k es un factor de forma que caracteriza la asimetría de la función de probabilidad.

La densidad de probabilidad presenta un máximo (moda) para una velocidad v_m ,

$$\frac{v_m}{c} = \left(\frac{k-1}{k} \right)^{1/k} \quad (\text{B.2})$$

La frecuencia acumulada F para un valor de la velocidad V viene dada por,

$$F(v \leq V) = \int_0^V \mathcal{P}(v) dv = 1 - \exp(-V/c)^k, \quad (\text{B.3})$$

que representa la frecuencia acumulada de las velocidades que son menores o iguales que un valor V . La distribución acumulada complementaria será, $F'(v \leq V) = 1 - F(v \leq V) = \exp(-V/c)^k$.

La velocidad media $\langle v \rangle$, la varianza σ^2 se obtienen de la siguiente forma,

$$\langle v \rangle = \int_0^\infty v \mathcal{P}(v) dv = c \Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \quad (\text{B.4})$$

$$\sigma^2 = c^2 \left[\Gamma \left(1 + \frac{2}{k} \right) - \left[\Gamma \left(1 + \frac{1}{k} \right) \right]^2 \right] \quad (\text{B.5})$$

donde $\Gamma(x)$ es la Función Gamma.

Los parámetros de Weibull ($k;c$) se determinan a partir de un ajuste por mínimos cuadrados teniendo en cuenta la expresión de las frecuencias acumuladas (B.3). Aplicando dos veces el logaritmo neperiano se obtiene,

$$\ln(-\ln(1 - F(v))) = k \ln v - k \ln c, \quad (\text{B.6})$$

que se puede ajustar a la recta $y = Ax + B$, en donde $y = \ln(-\ln(1 - F(v)))$ y $x = \ln v$. En la figura B se muestra un ejemplo del ajuste de Weibull a una recta de este tipo. Calculamos A y B, los parámetros de la distribución de Weibull se obtienen directamente, $k = A$ y $c = \exp(-B/A)$.

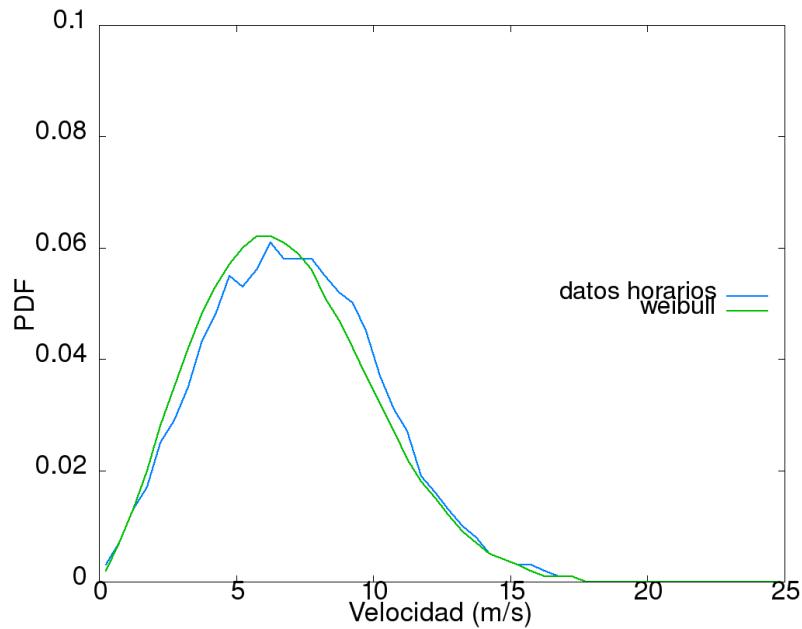


Figura B.1: Comparación histograma y distribución de Weibull en la estación 380010

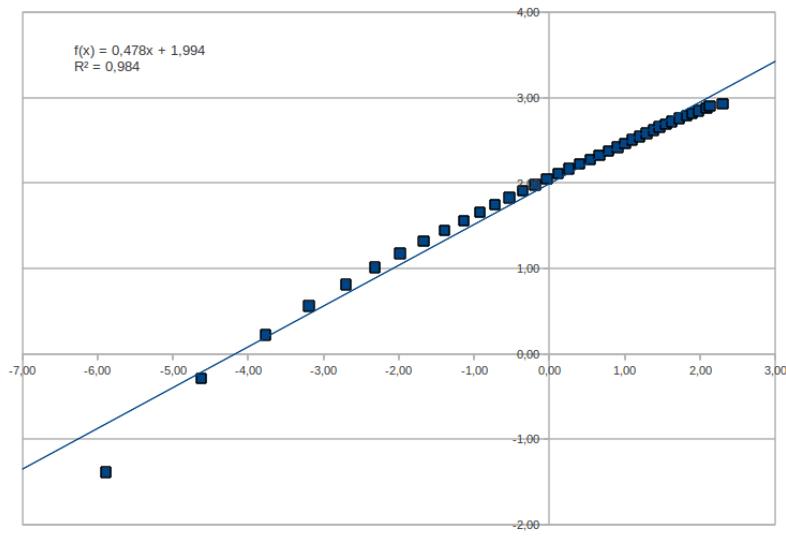


Figura B.2: Obtención de la recta $y = Ax + B$ a partir de Weibull en la estación 380010

Como ejemplo para observar este tipo de distribución se ha cogido una de las estaciones,

en concreto una de Kazajistán que se encuentra en la ciudad de Fort Shevchenko con coordenadas $44,55^{\circ}$ latitud norte y $50,25^{\circ}$ longitud este. Se puede observar en la figura la aproximación que supone la distribución de Weibull en comparación con el histograma con valores horarios durante un año dividido en sectores de las velocidades del viento.

A continuación se muestran esta comparación para el resto de estaciones consultadas para este proyecto fin de carrera.

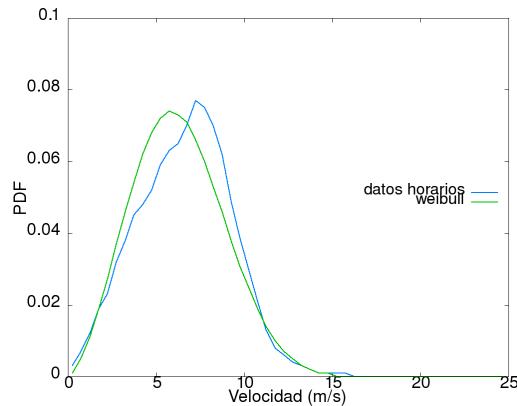


Figura B.3: Estación 286790

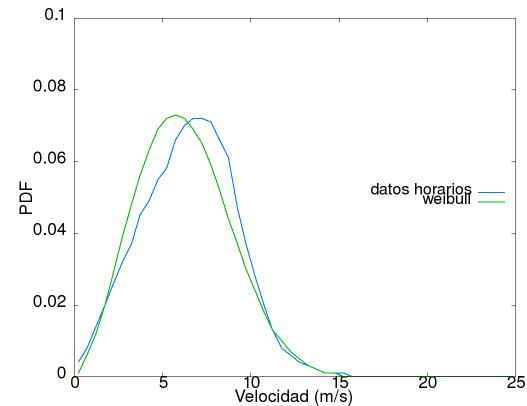


Figura B.4: Estación 287660

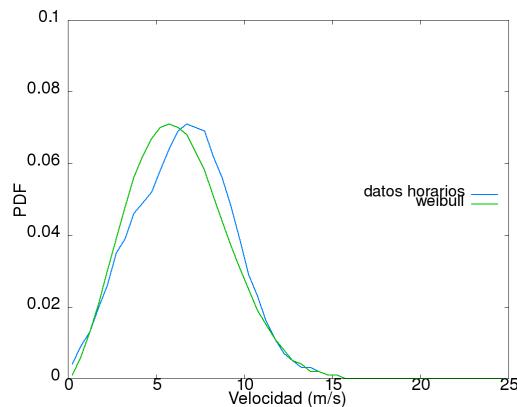


Figura B.5: Estación 288670

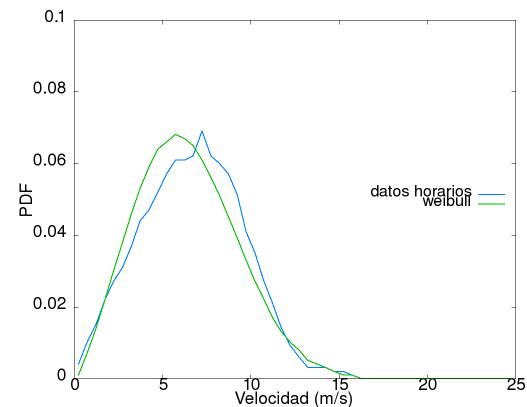


Figura B.6: Estación 288790

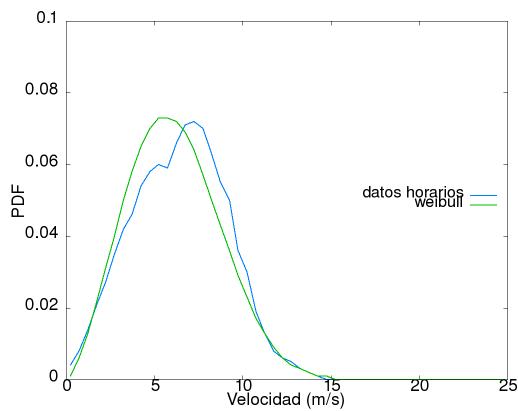


Figura B.7: Estación 289520

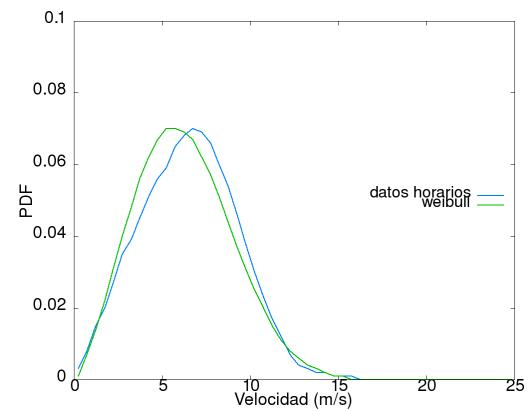


Figura B.8: Estación 289660

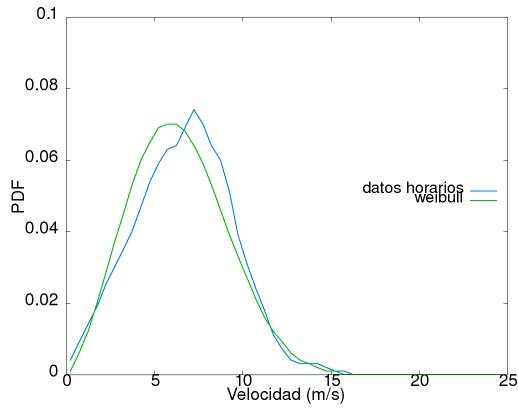


Figura B.9: Estación 289780

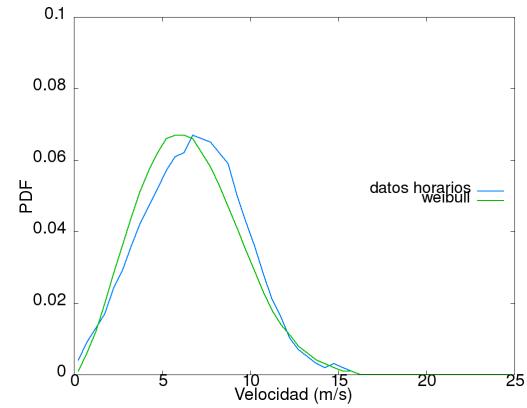


Figura B.10: Estación 289840

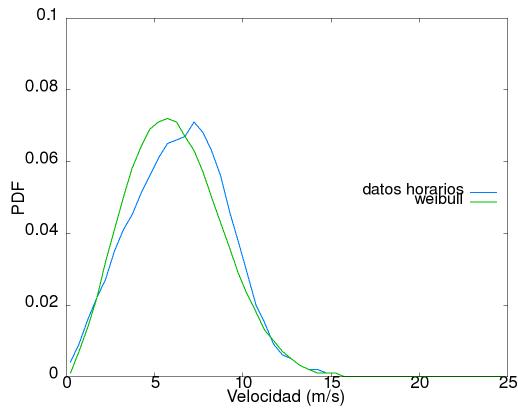


Figura B.11: Estación 298020

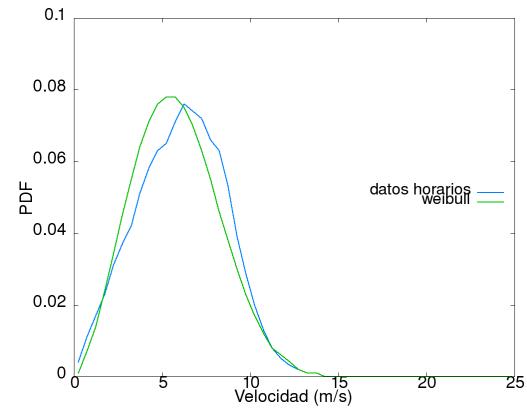


Figura B.12: Estación 343980

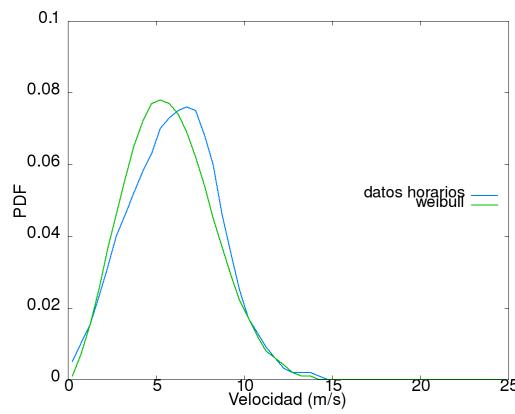


Figura B.13: Estación 346910

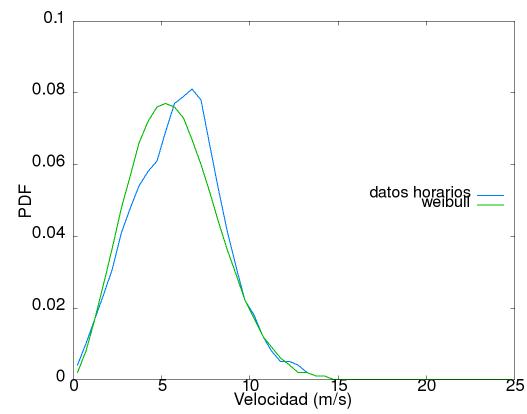


Figura B.14: Estación 347980

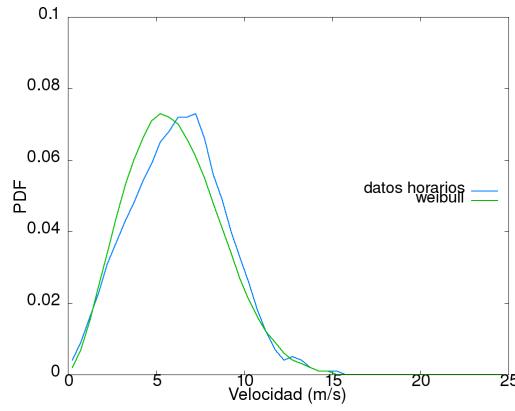


Figura B.15: Estación 350670

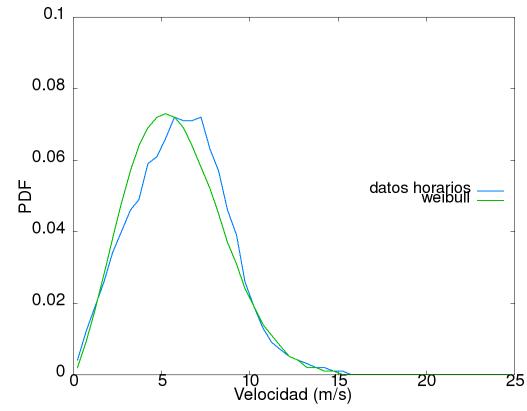


Figura B.16: Estación 350780

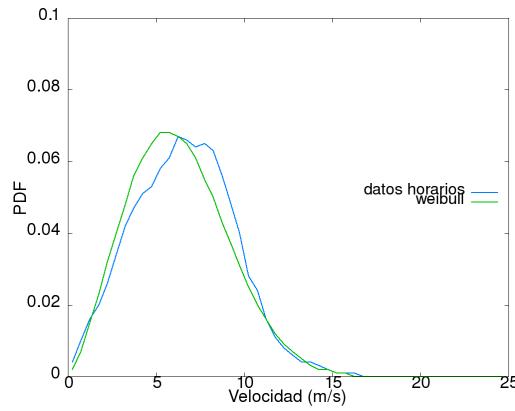


Figura B.17: Estación 350850

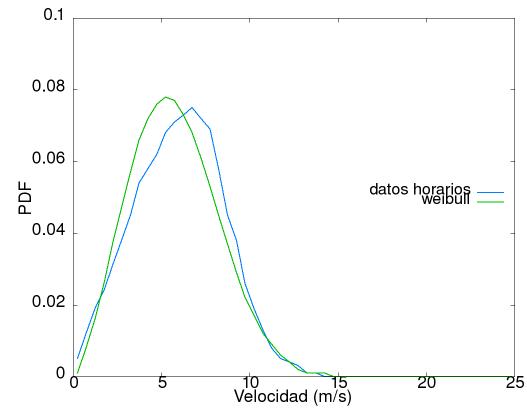


Figura B.18: Estación 351080

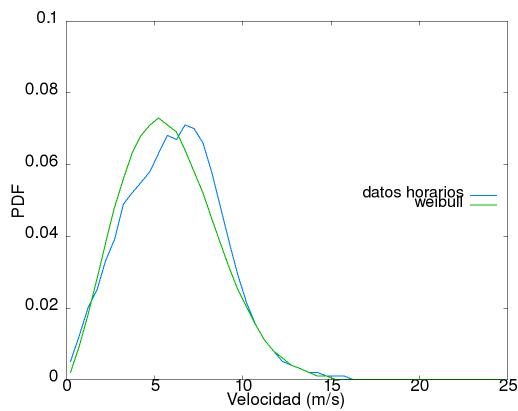


Figura B.19: Estación 351730

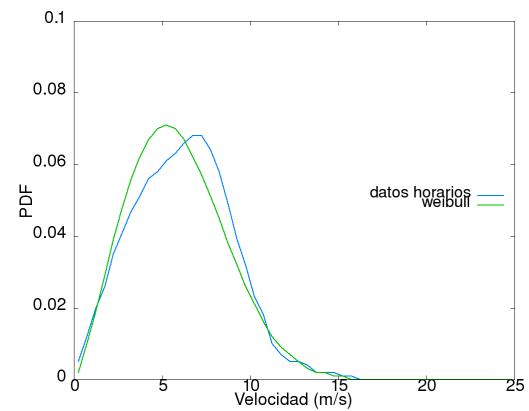


Figura B.20: Estación 351880

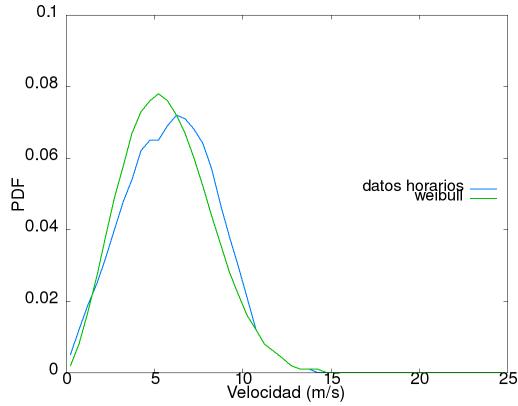


Figura B.21: Estación 352170

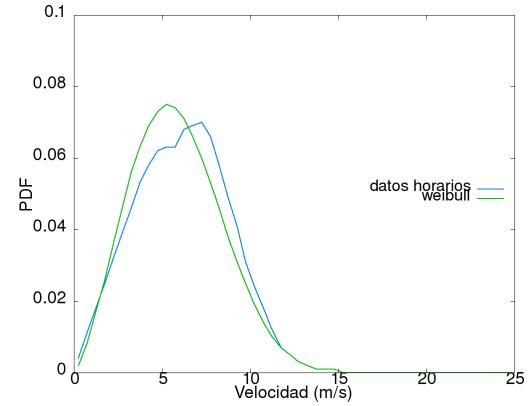


Figura B.22: Estación 352290

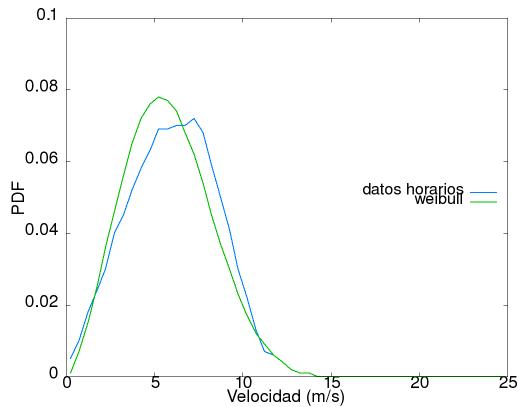


Figura B.23: Estación 353020

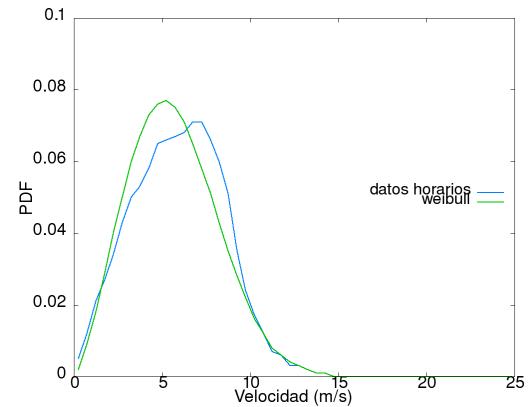


Figura B.24: Estación 353580

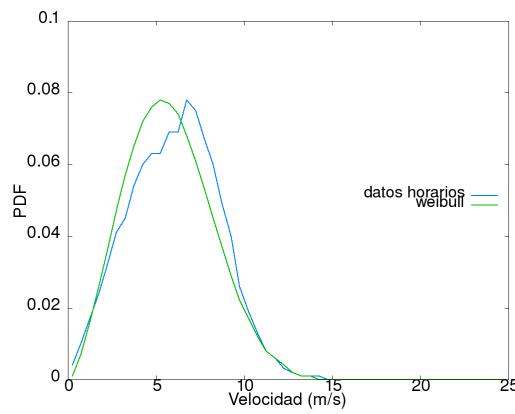


Figura B.25: Estación 354060

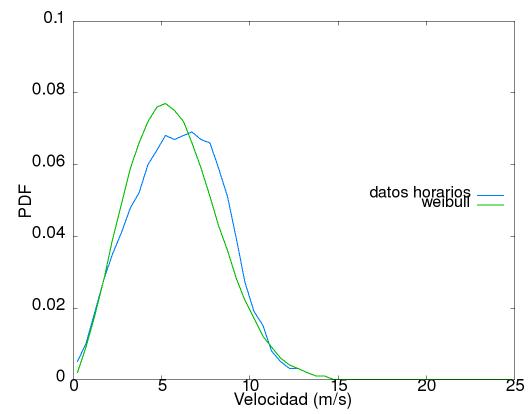


Figura B.26: Estación 354160

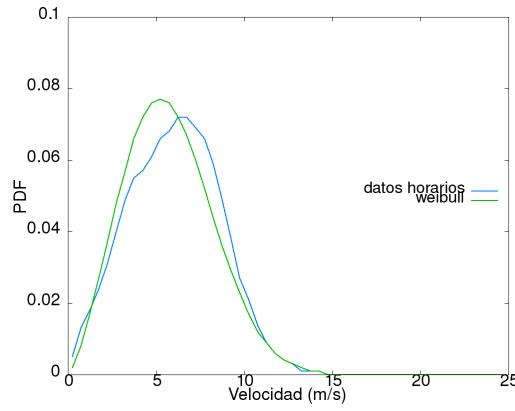


Figura B.27: Estación 354260

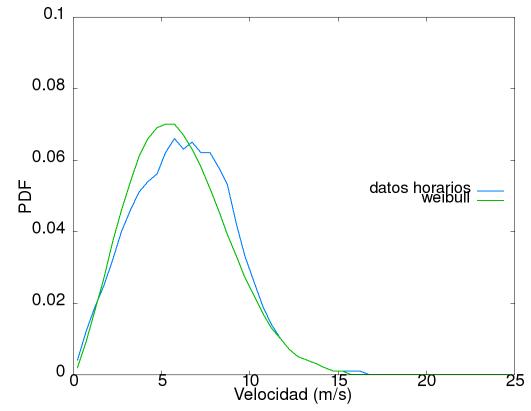


Figura B.28: Estación 354970

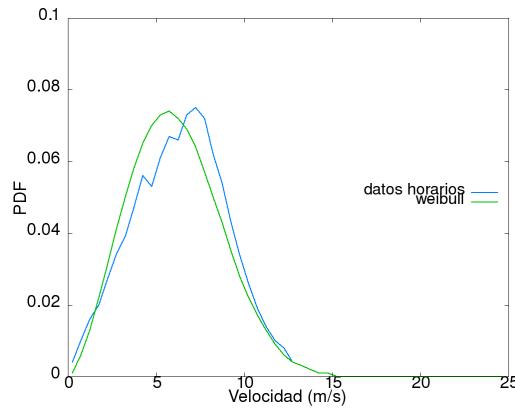


Figura B.29: Estación 355320

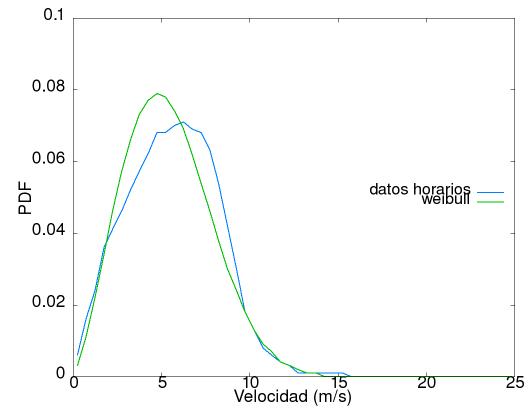


Figura B.30: Estación 355760

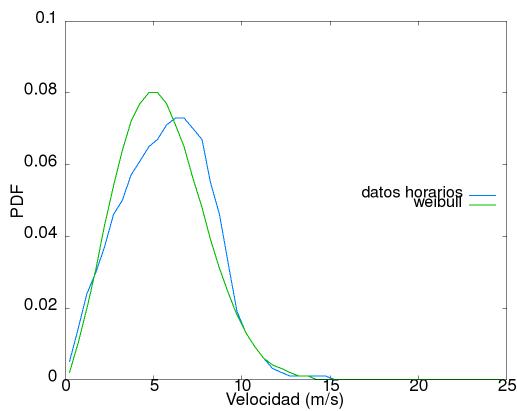


Figura B.31: Estación 356710

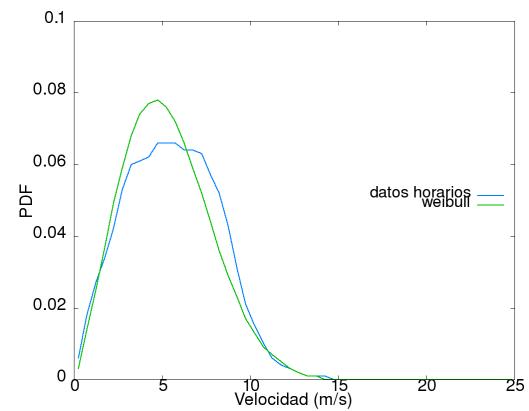


Figura B.32: Estación 356990

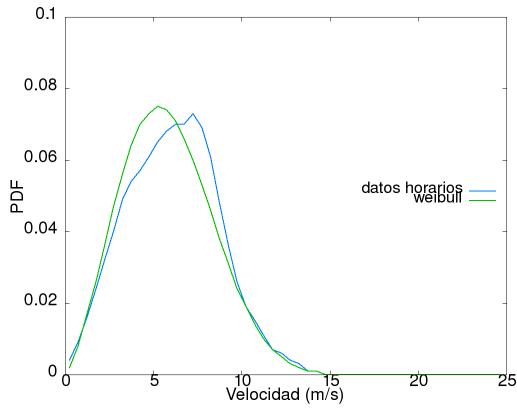


Figura B.33: Estación 357000

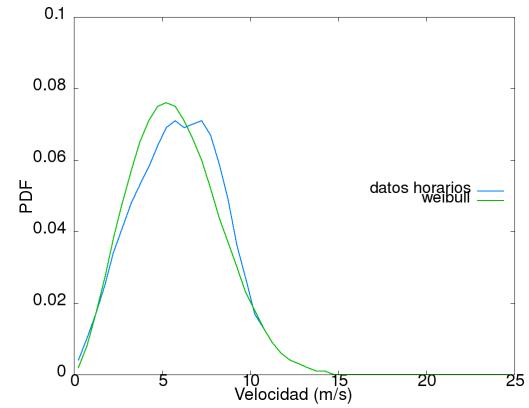


Figura B.34: Estación 357460

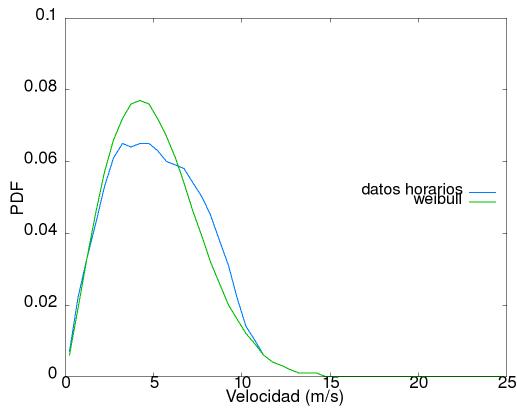


Figura B.35: Estación 357960

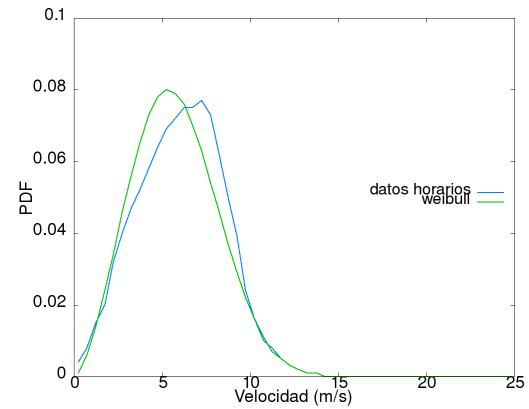


Figura B.36: Estación 358490

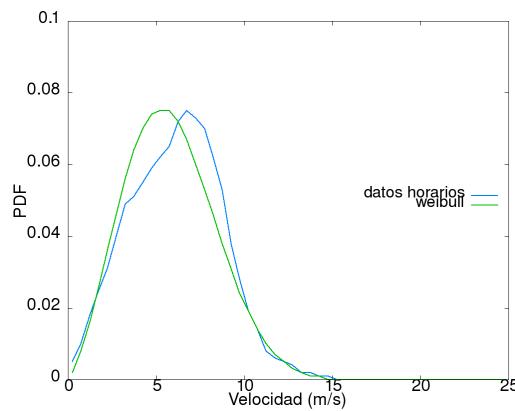


Figura B.37: Estación 359250

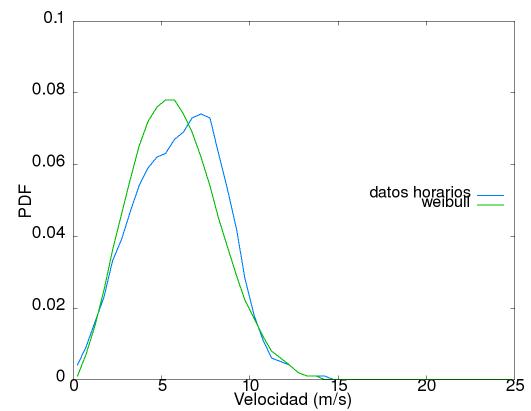


Figura B.38: Estación 359530

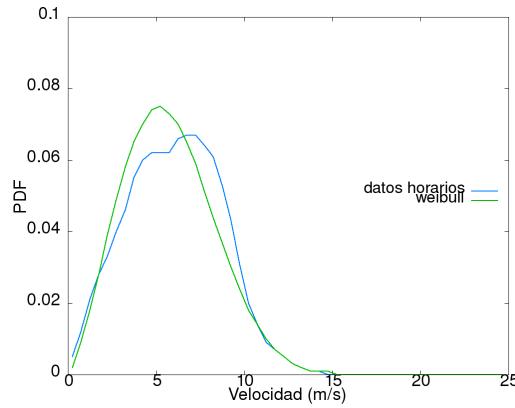


Figura B.39: Estación 359690

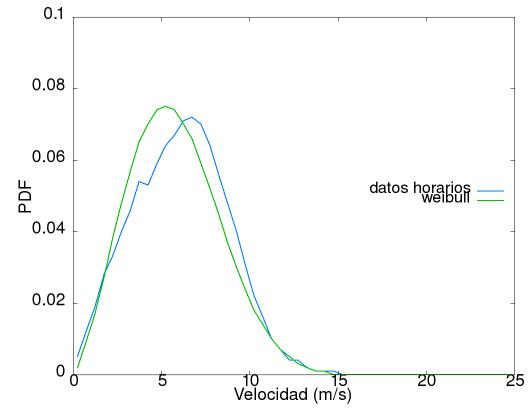


Figura B.40: Estación 360030

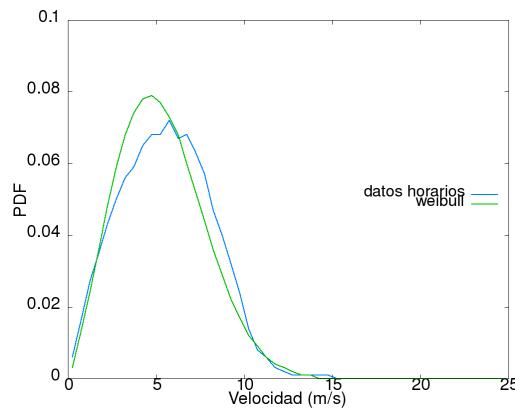


Figura B.41: Estación 361520

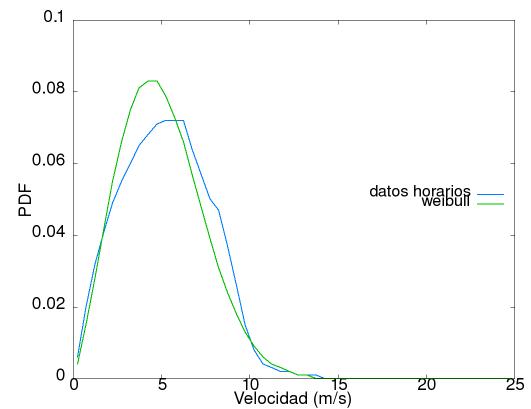


Figura B.42: Estación 361770

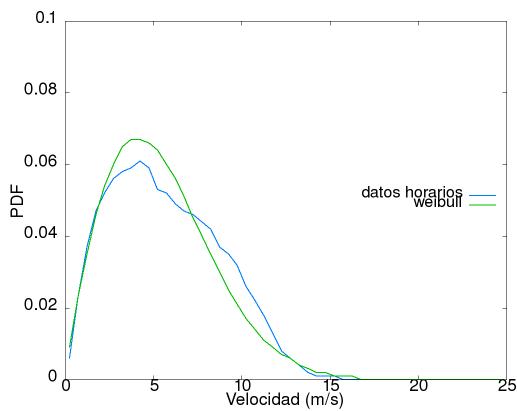


Figura B.43: Estación 362080

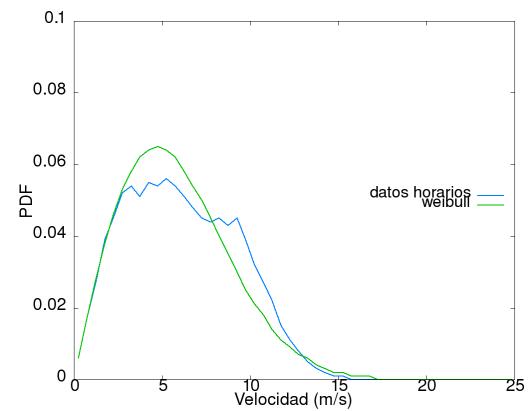


Figura B.44: Estación 363970

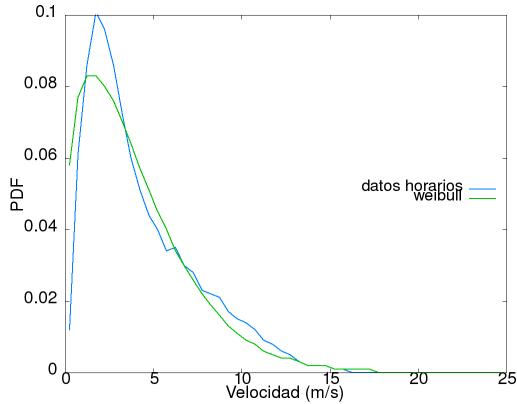


Figura B.45: Estación 364280

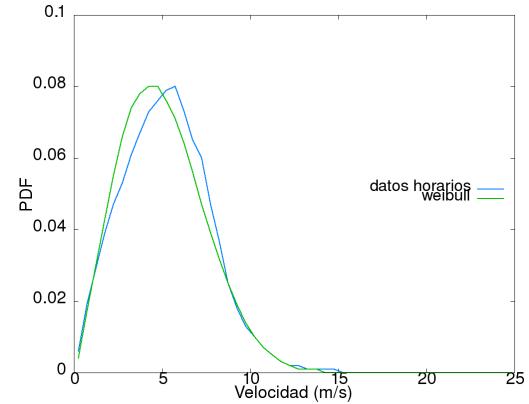


Figura B.46: Estación 365350

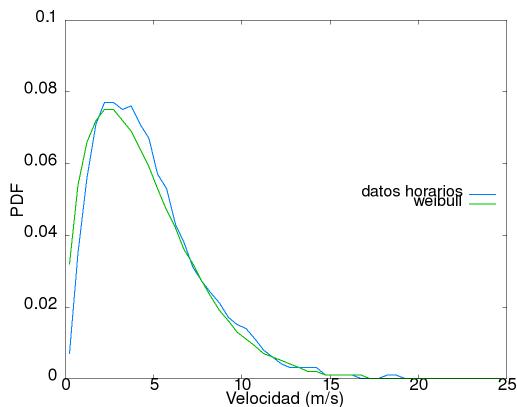


Figura B.47: Estación 366390

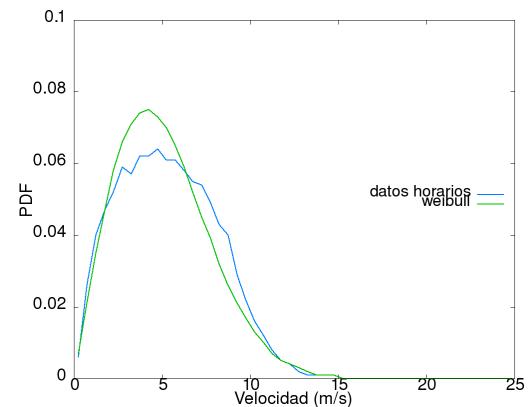


Figura B.48: Estación 366860

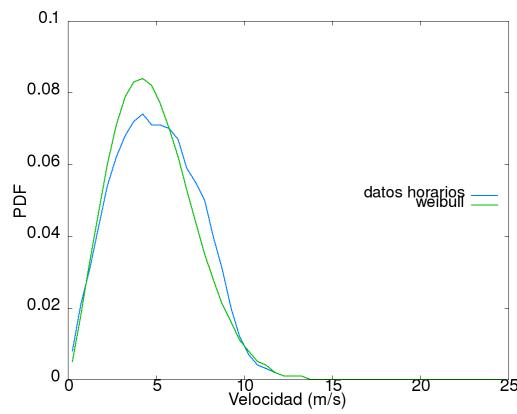


Figura B.49: Estación 368210

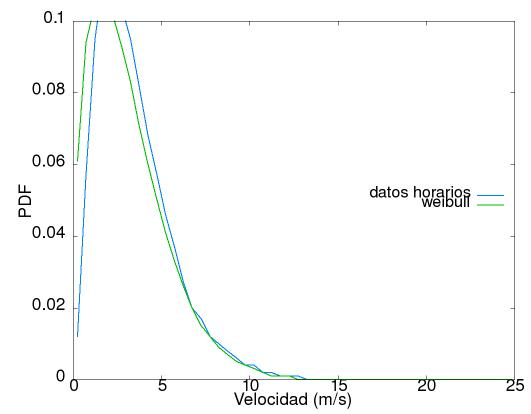


Figura B.50: Estación 368590

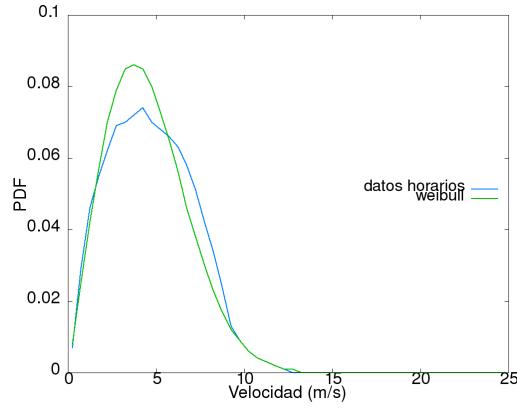


Figura B.51: Estación 368640

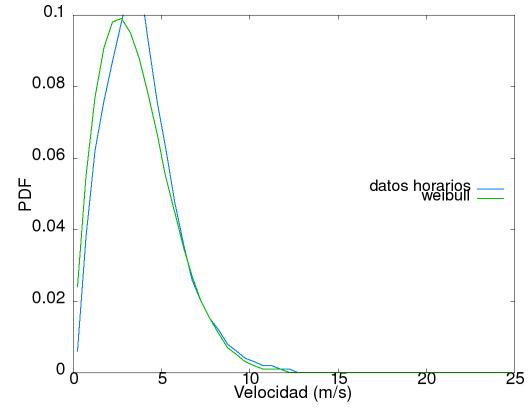


Figura B.52: Estación 368700

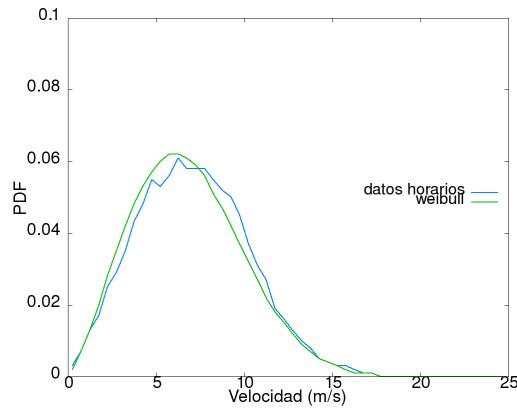


Figura B.53: Estación 380010

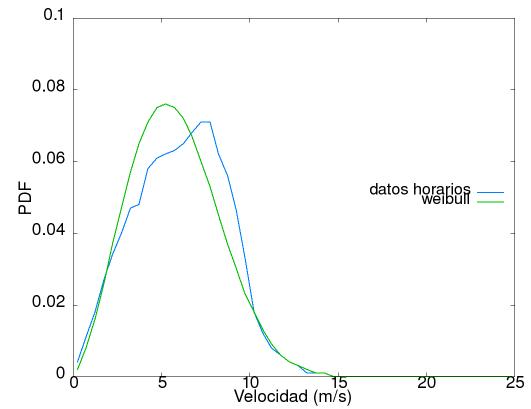


Figura B.54: Estación 380620

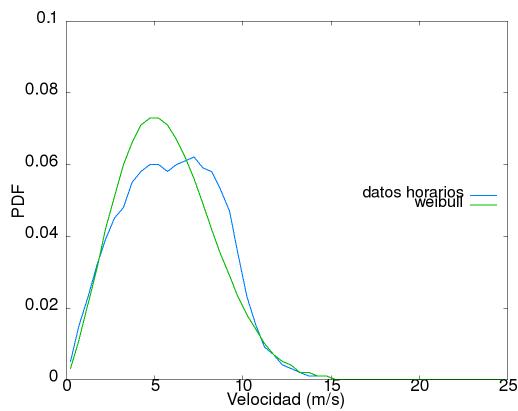


Figura B.55: Estación 380690

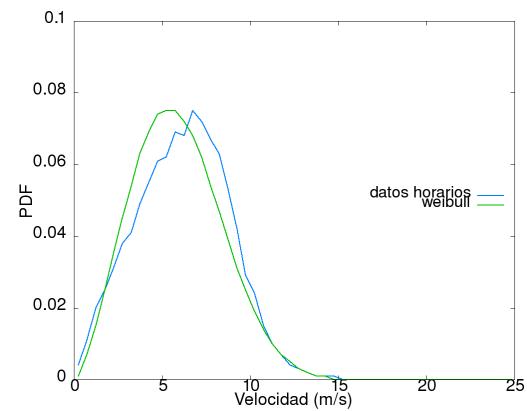


Figura B.56: Estación 381410

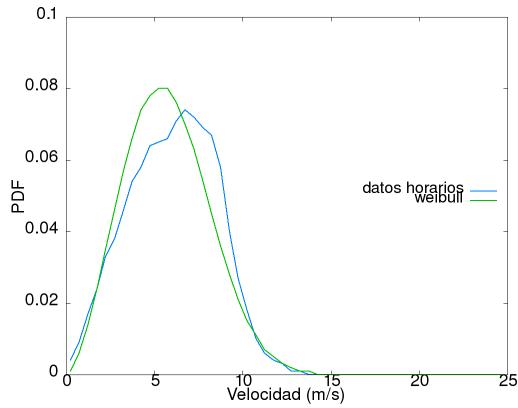


Figura B.57: Estación 381490

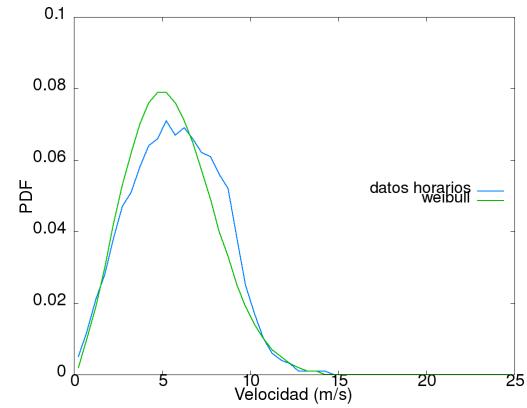


Figura B.58: Estación 381780

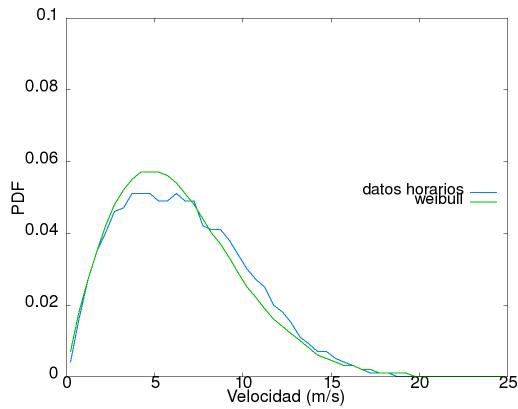


Figura B.59: Estación 381960

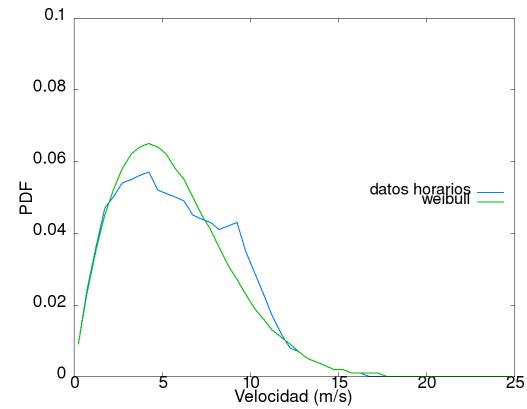


Figura B.60: Estación 381980

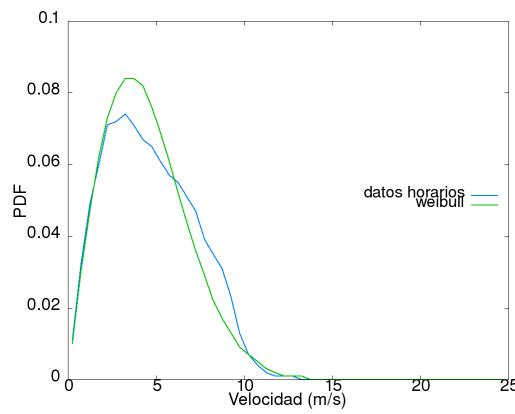


Figura B.61: Estación 382220

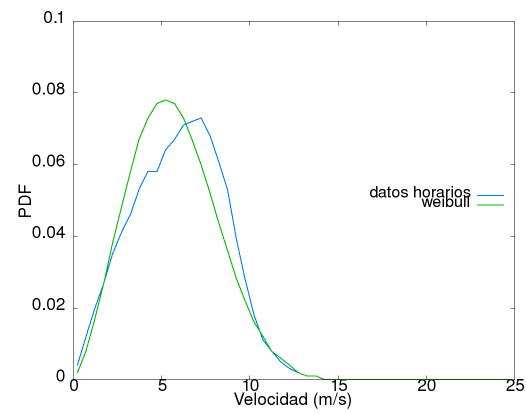


Figura B.62: Estación 382320

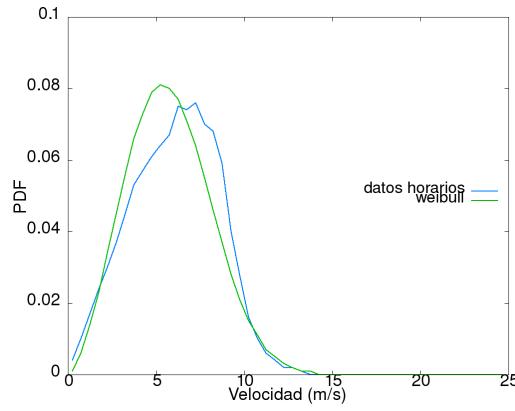


Figura B.63: Estación 382620

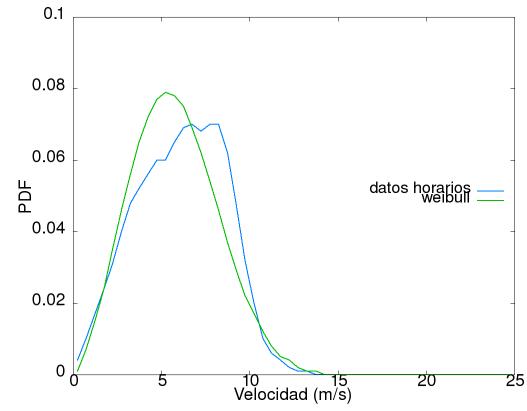


Figura B.64: Estación 382640

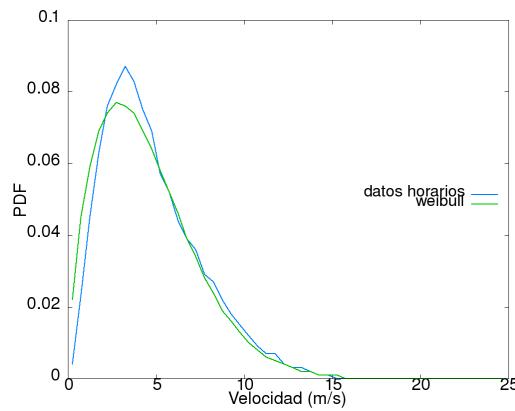


Figura B.65: Estación 383280

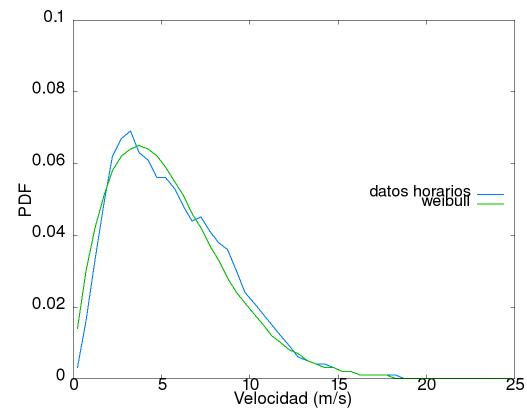


Figura B.66: Estación 383340

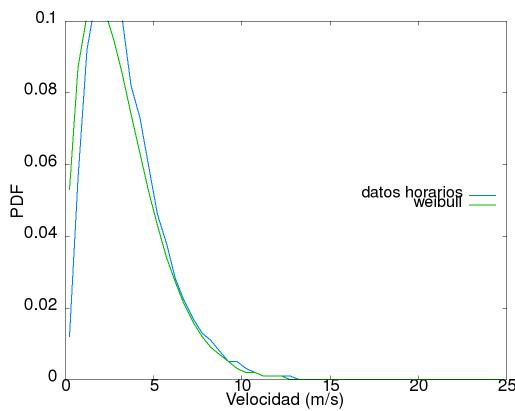


Figura B.67: Estación 383410

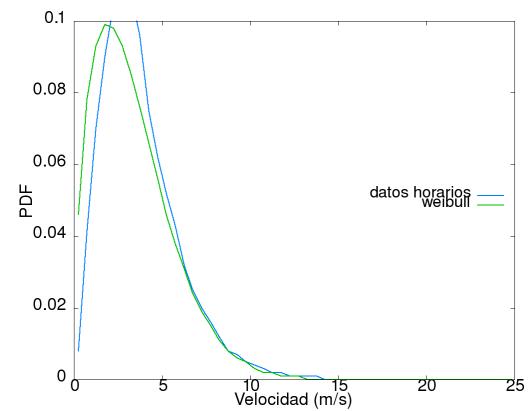


Figura B.68: Estación 383430

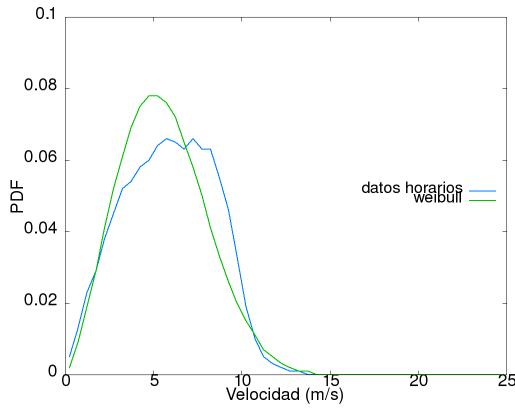


Figura B.69: Estación 383960

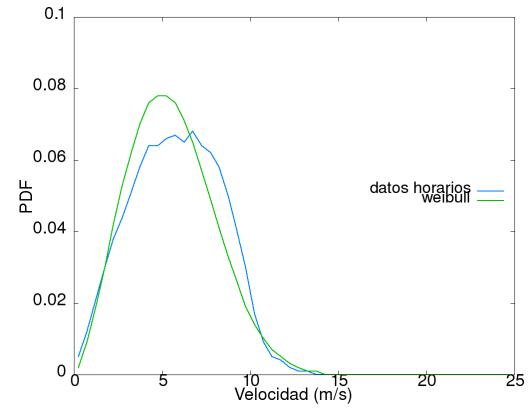


Figura B.70: Estación 384030

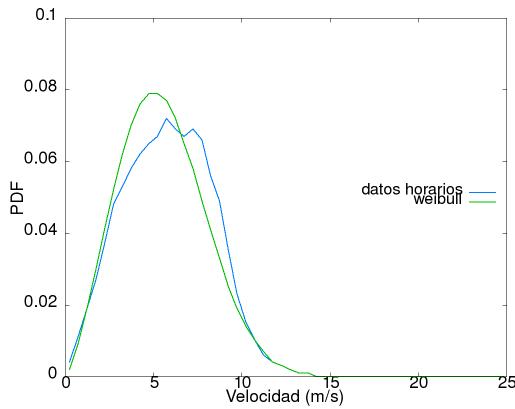


Figura B.71: Estación 384130

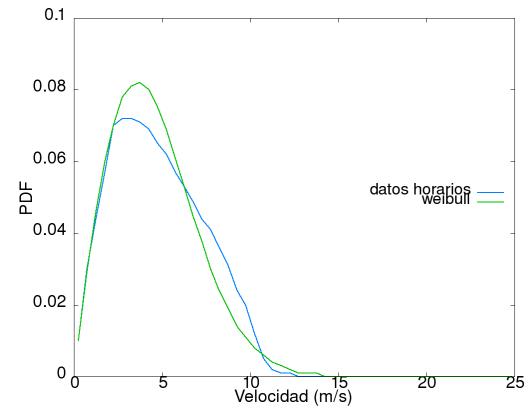


Figura B.72: Estación 384390

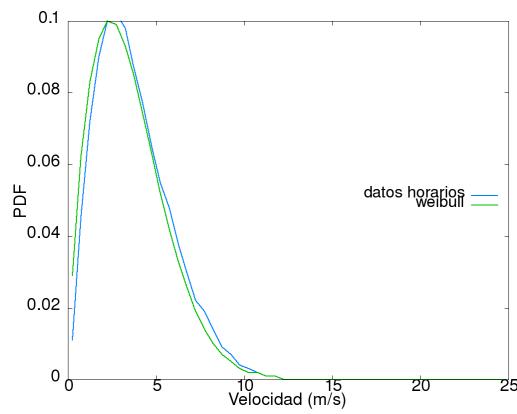


Figura B.73: Estación 384570

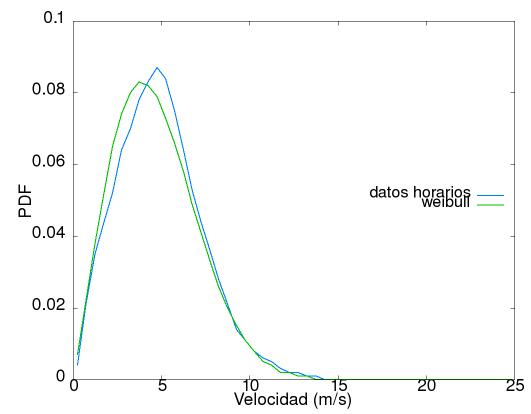


Figura B.74: Estación 384620

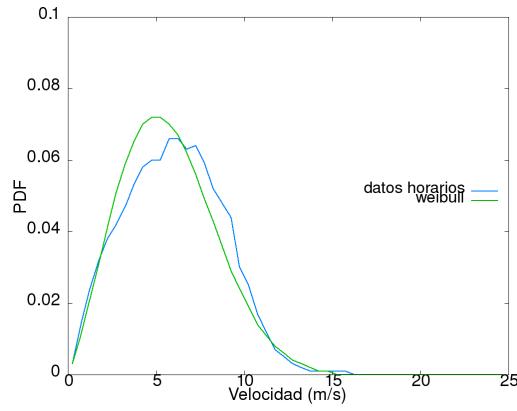


Figura B.75: Estación 385650

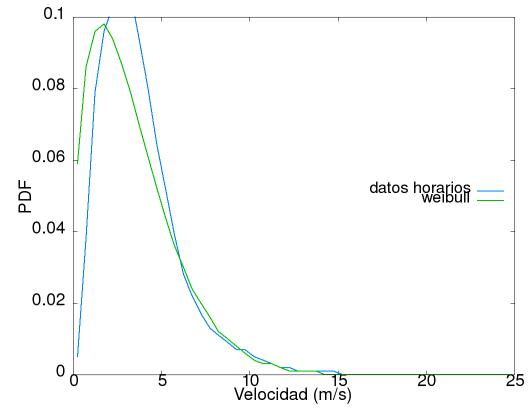


Figura B.76: Estación 385790

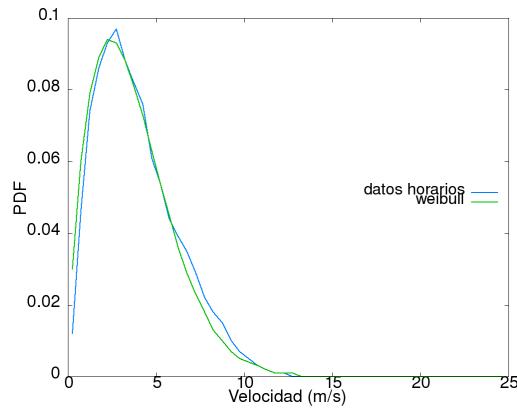


Figura B.77: Estación 385830

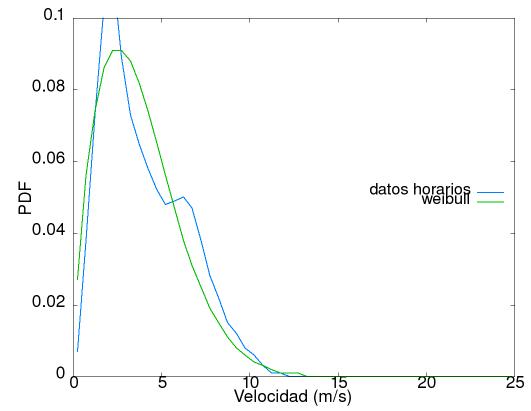


Figura B.78: Estación 386110

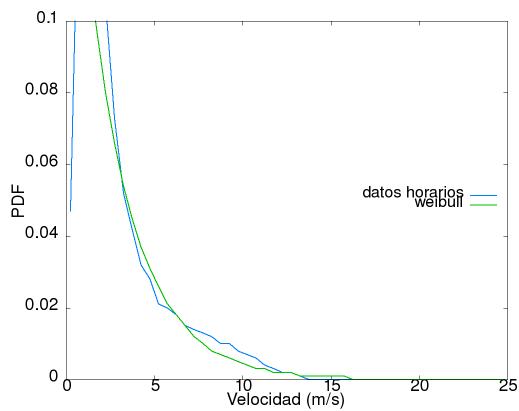


Figura B.79: Estación 386180

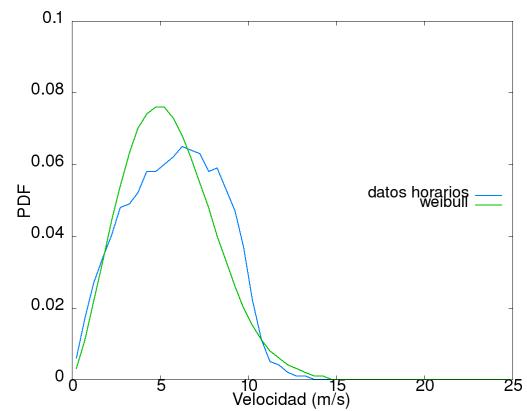


Figura B.80: Estación 386830

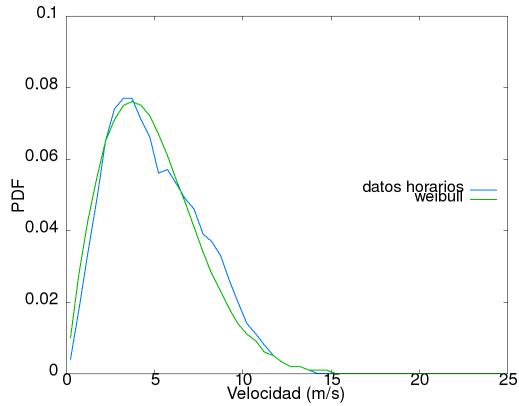


Figura B.81: Estación 386960

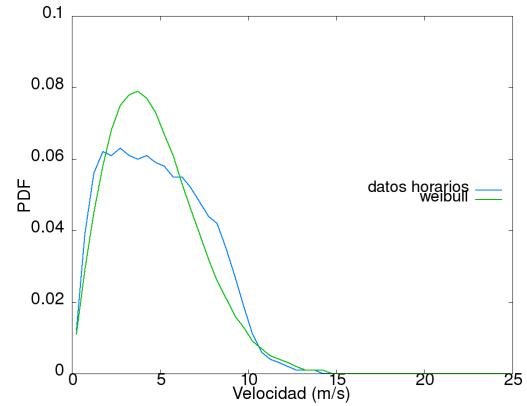


Figura B.82: Estación 389270

Anexo C

Gráficas de validación

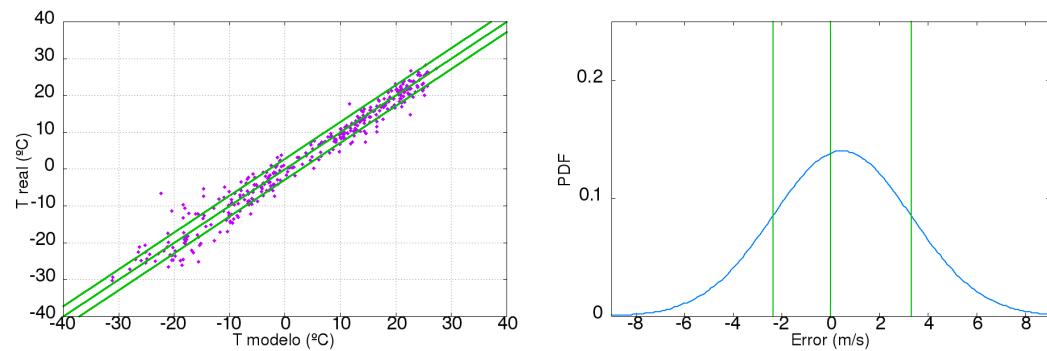


Figura C.1: Temperatura y campana de 286790 (Petropavlovsk, Kazajistán)

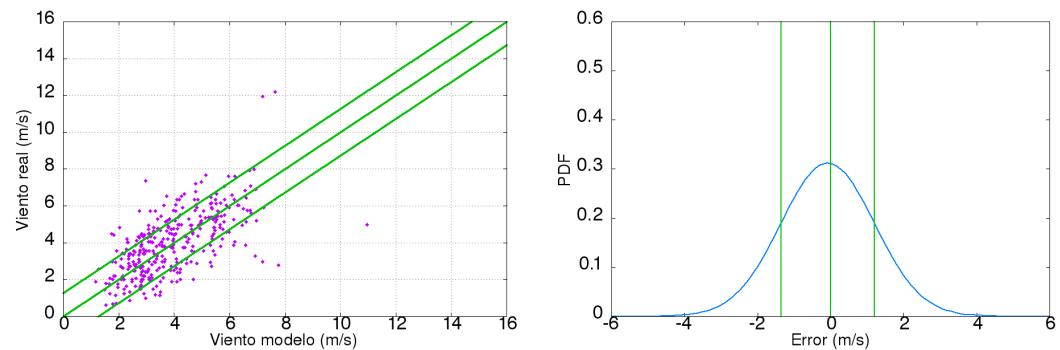


Figura C.2: Velocidad de viento y campana de 286790 (Petropavlovsk, Kazajistán)

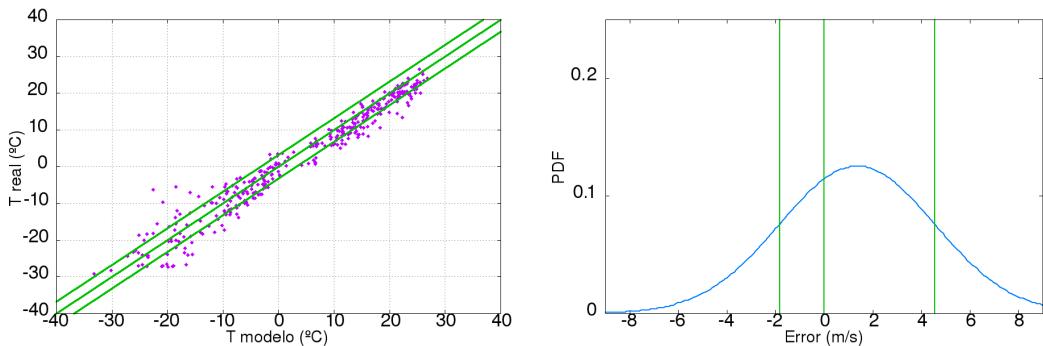


Figura C.3: Temperatura y campana de 287660 (Blacoveschenka, Kazajistán)

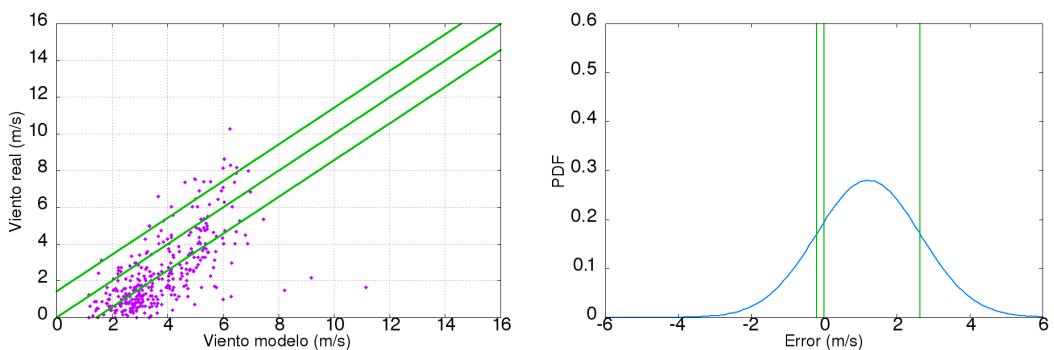


Figura C.4: Velocidad de viento y campana de 287660 (Blacoveschenka, Kazajistán)

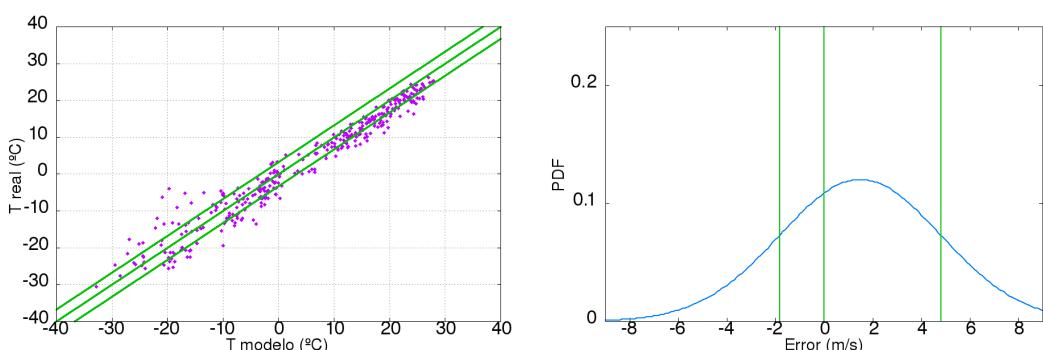


Figura C.5: Temperatura y campana de 288670 (Uricky, Kazajistán)

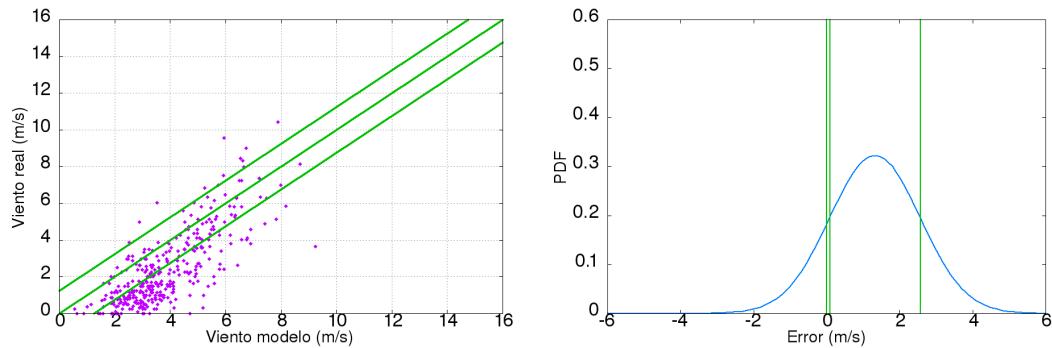


Figura C.6: Velocidad de viento y campana de 288670 (Uricky, Kazajistán)

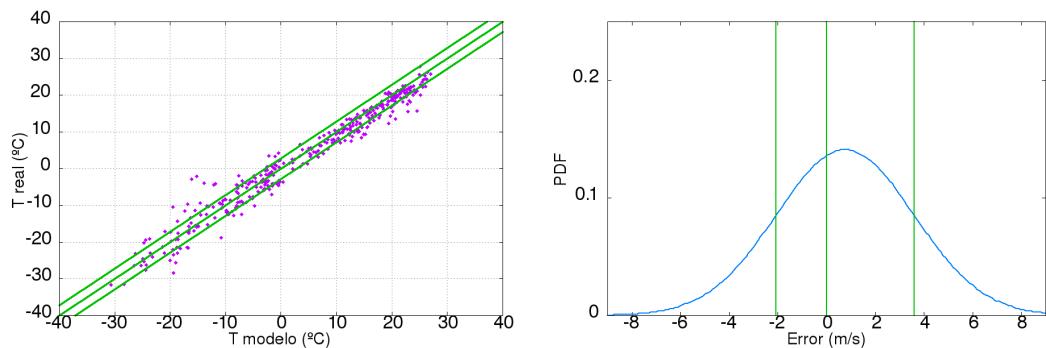


Figura C.7: Temperatura y campana de 288790 (Kokshetay, Kazajistán)

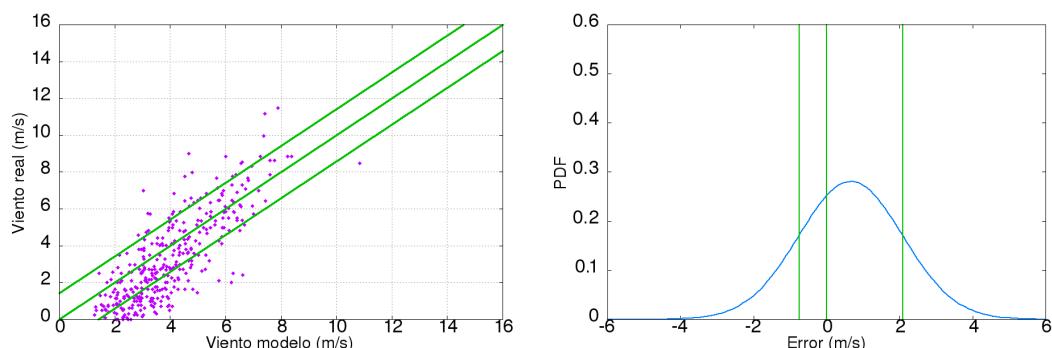


Figura C.8: Velocidad de viento y campana de 288790 (Kokshetay, Kazajistán)

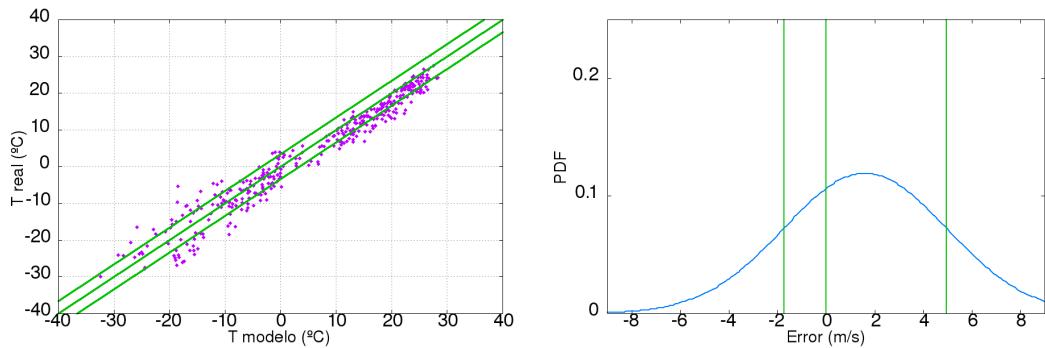


Figura C.9: Temperatura y campana de 289520 (Kustanai, Kazajistán)

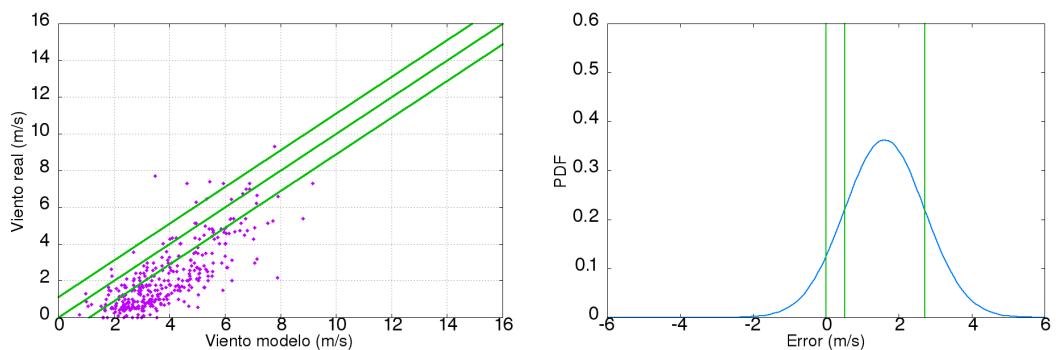


Figura C.10: Velocidad de viento y campana de 289520 (Kustanai, Kazajistán)

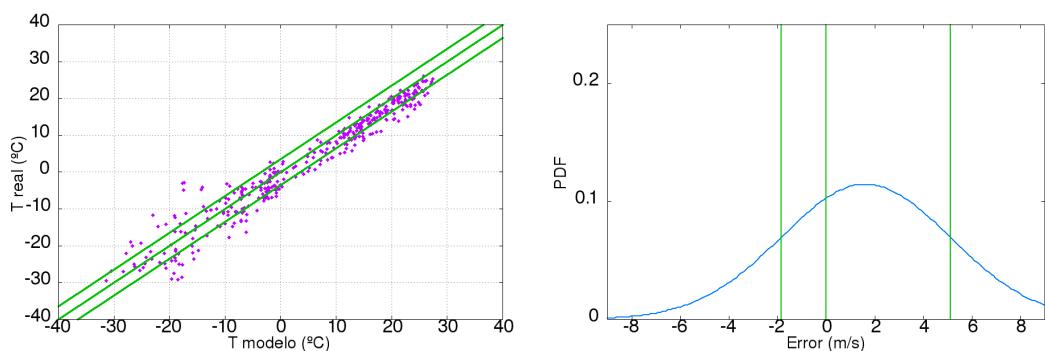


Figura C.11: Temperatura y campana de 289660 (Ruzaevka, Kazajistán)

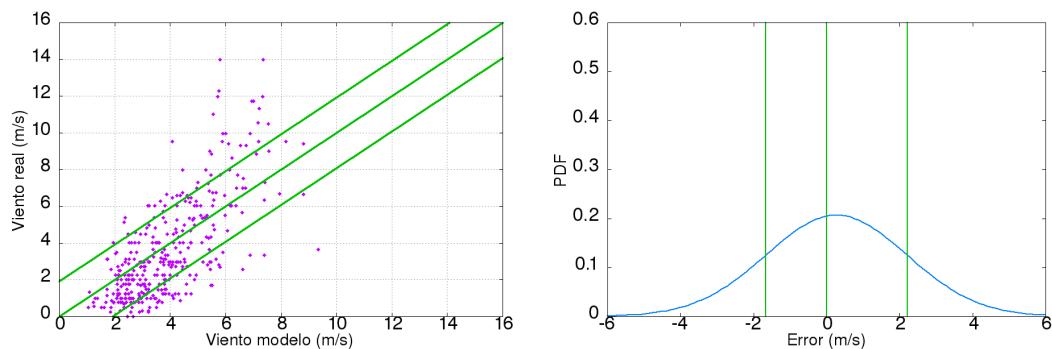


Figura C.12: Velocidad de viento y campana de 289660 (Ruzaevka, Kazajistán)

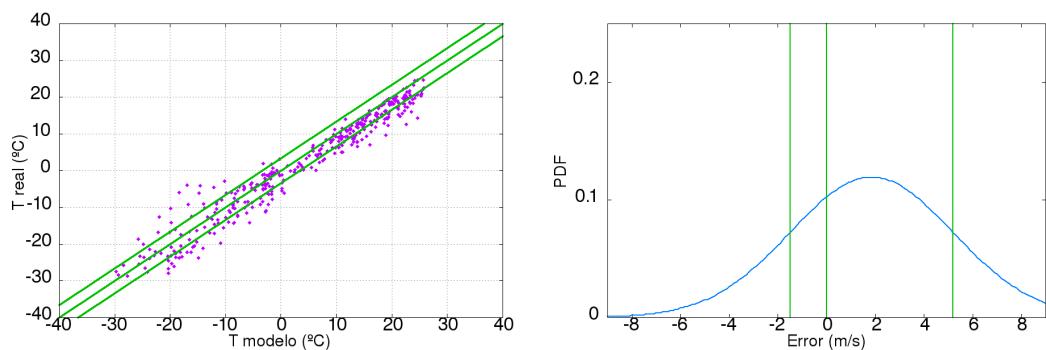


Figura C.13: Temperatura y campana de 289780 (Balkasino, Kazajistán)

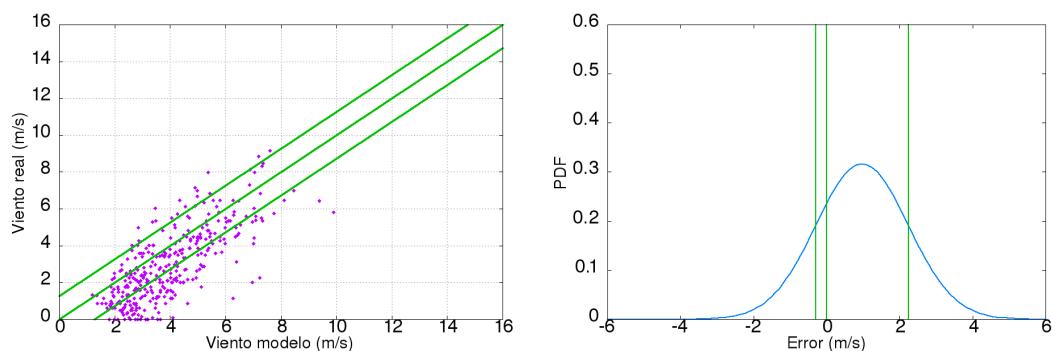


Figura C.14: Velocidad de viento y campana de 289780 (Balkasino, Kazajistán)

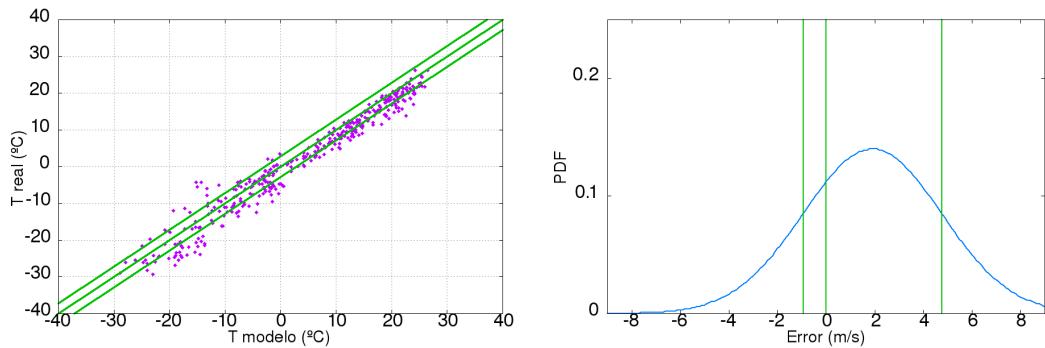


Figura C.15: Temperatura y campana de 289840 (Sucinsk, Kazajistán)

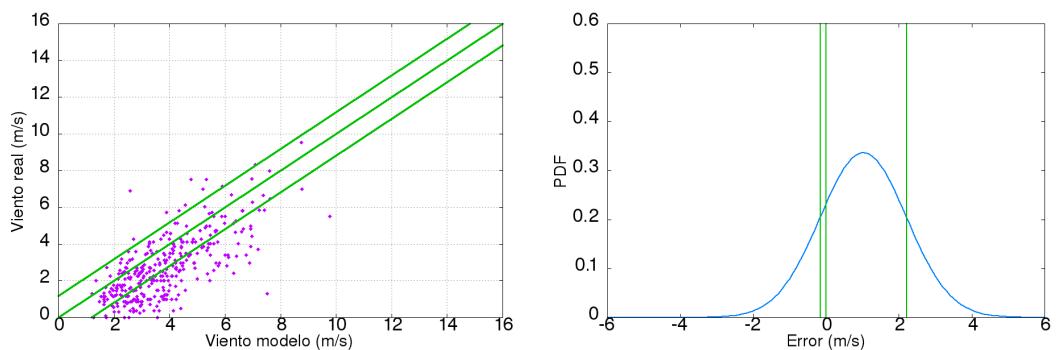


Figura C.16: Velocidad de viento y campana de 289840 (Sucinsk, Kazajistán)

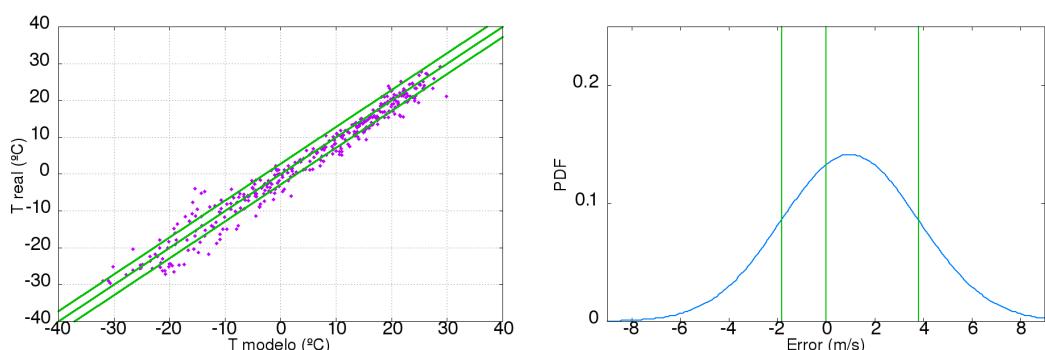


Figura C.17: Temperatura y campana de 298020 (Mikhailovka, Kazajistán)

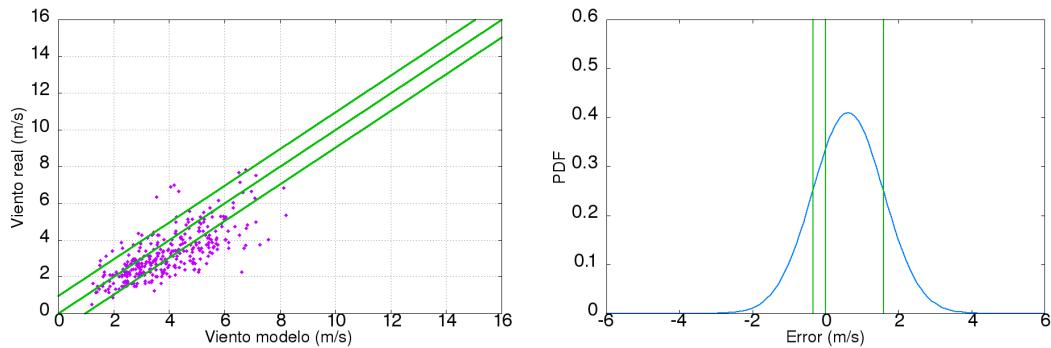


Figura C.18: Velocidad de viento y campana de 298020 (Mikhailovka, Kazajistán)

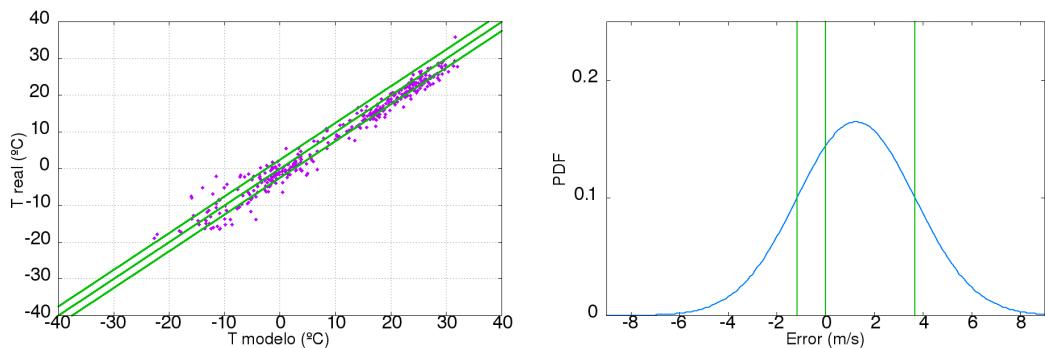


Figura C.19: Temperatura y campana de 343980 (Zhalpaktal, Kazajistán)

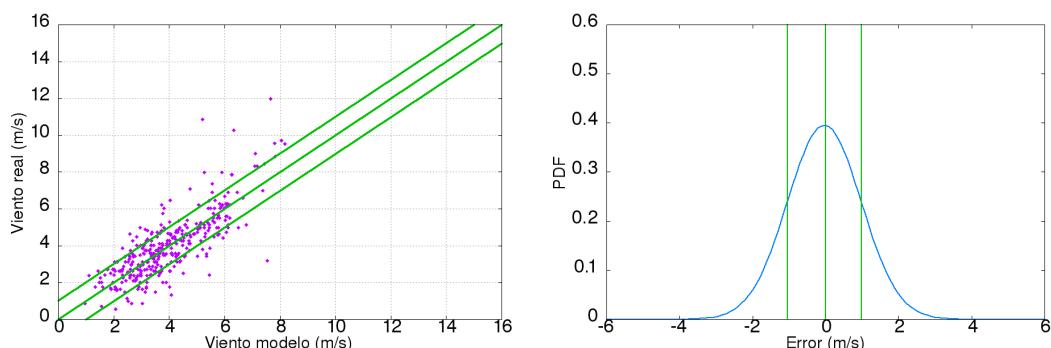


Figura C.20: Velocidad de viento y campana de 343980 (Zhalpaktal, Kazajistán)

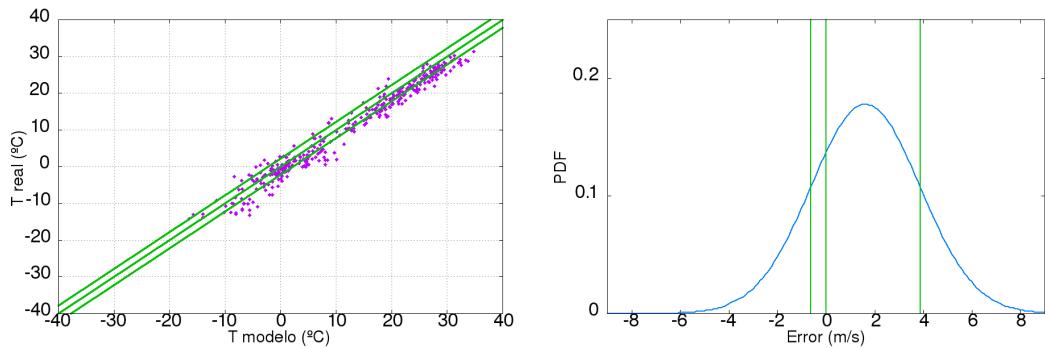


Figura C.21: Temperatura y campana de 346910 (Novyj Ushtogan, Kazajistán)

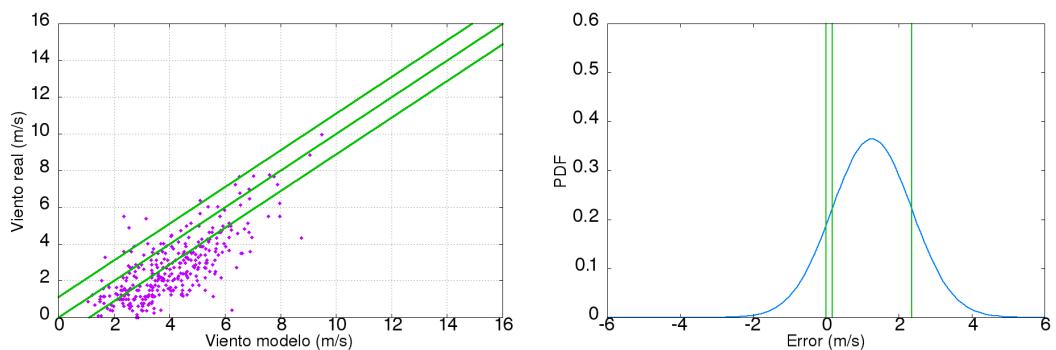


Figura C.22: Velocidad de viento y campana de 346910 (Novyj Ushtogan, Kazajistán)

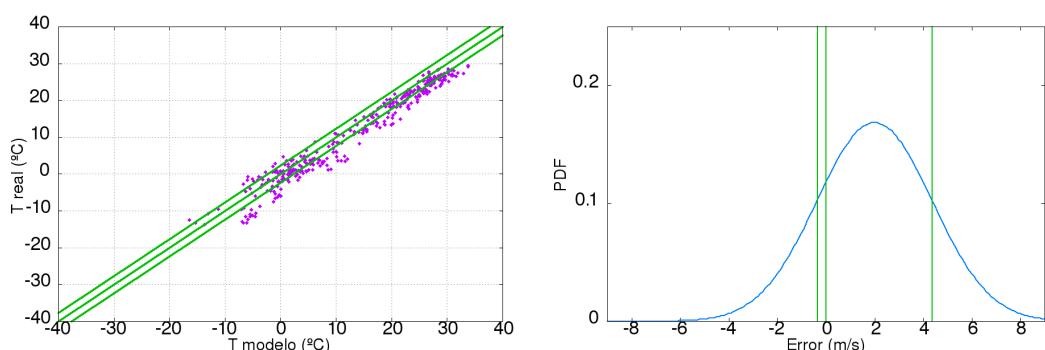


Figura C.23: Temperatura y campana de 347980 (Ganjushkino, Kazajistán)

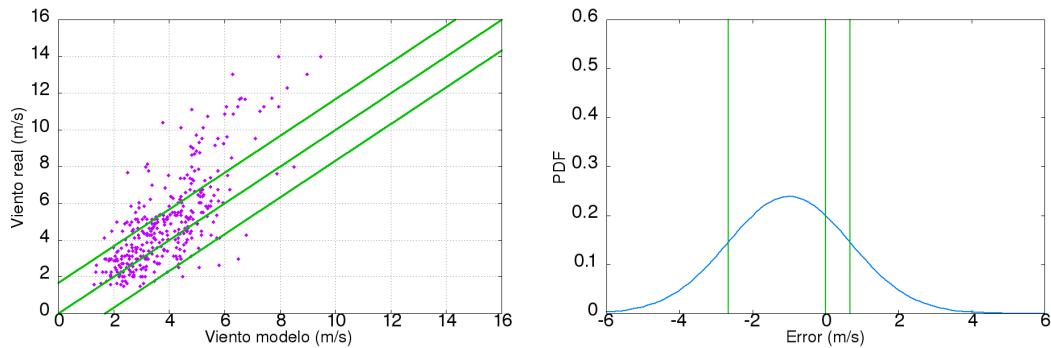


Figura C.24: Velocidad de viento y campana de 347980 (Ganjushkino, Kazajistán)

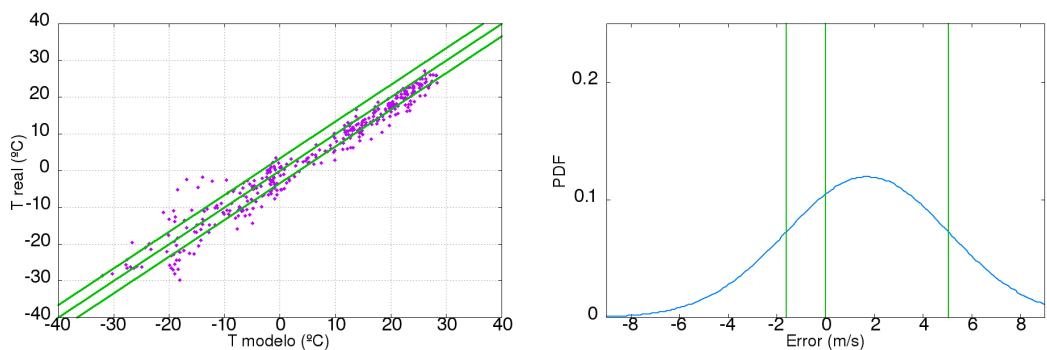


Figura C.25: Temperatura y campana de 350670 (Esil, Kazajistán)

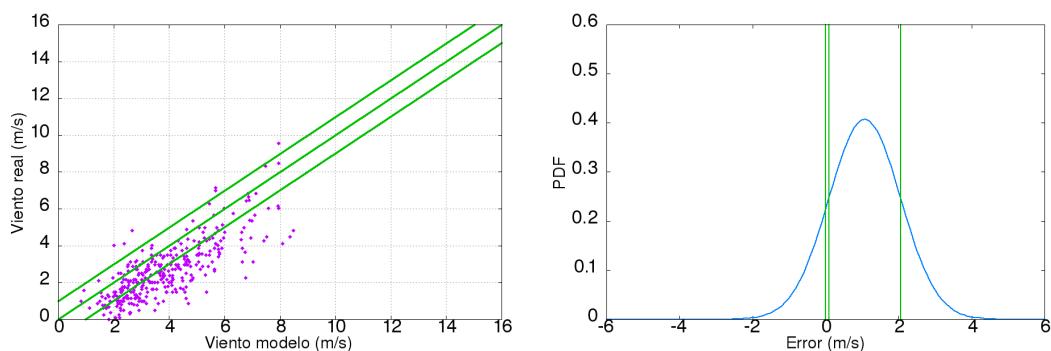


Figura C.26: Velocidad de viento y campana de 350670 (Esil, Kazajistán)

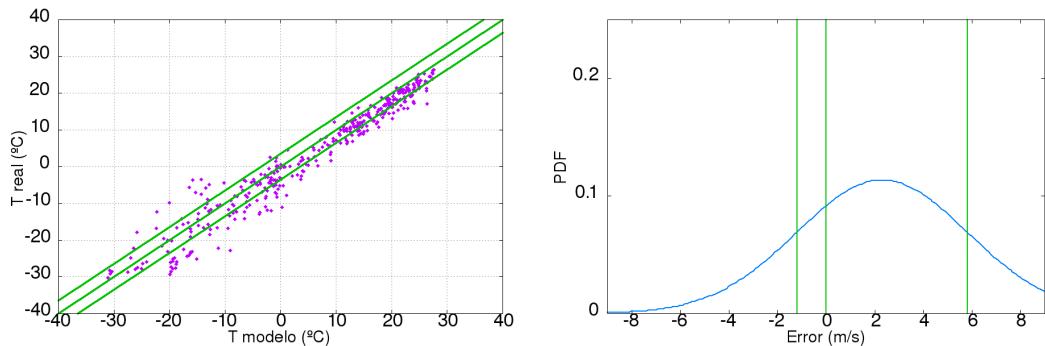


Figura C.27: Temperatura y campana de 350780 (Atbasar, Kazajistán)

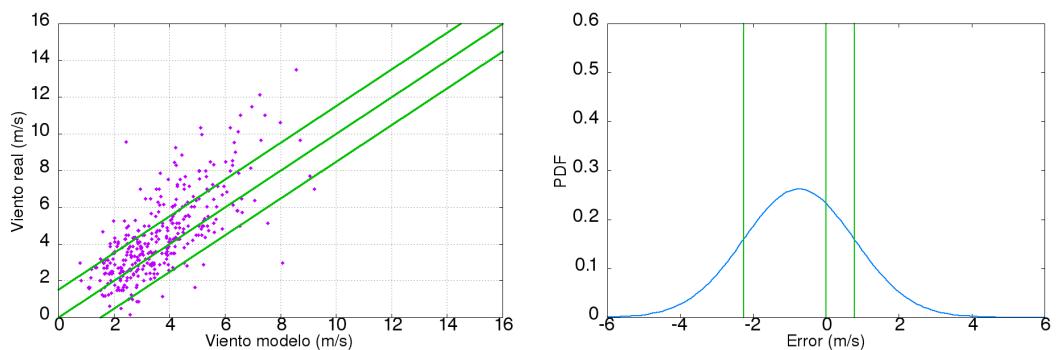


Figura C.28: Velocidad de viento y campana de 350780 (Atbasar, Kazajistán)

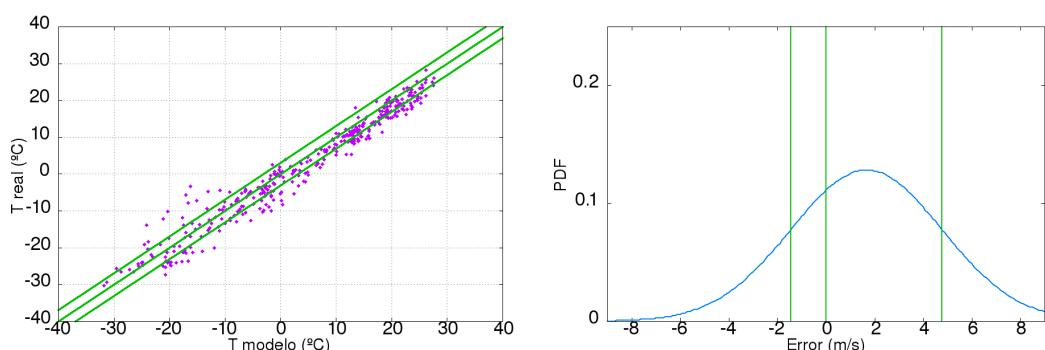


Figura C.29: Temperatura y campana de 350850 (Akkol, Kazajistán)

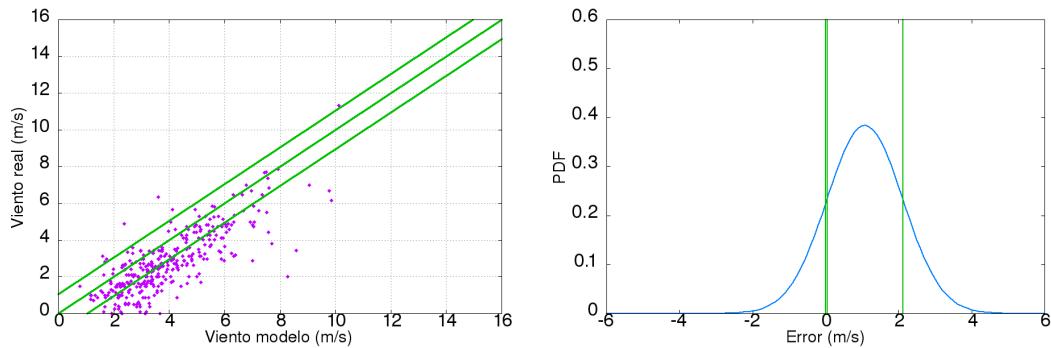


Figura C.30: Velocidad de viento y campana de 350850 (Akkol, Kazajistán)

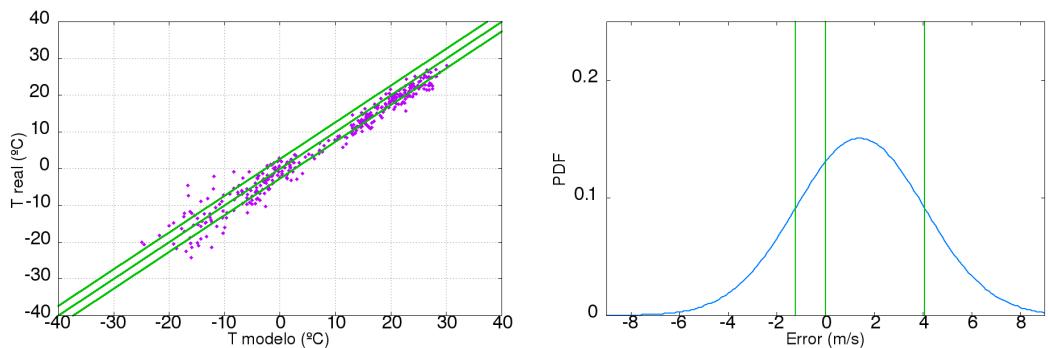


Figura C.31: Temperatura y campana de 351080 (Uralsk, Kazajistán)

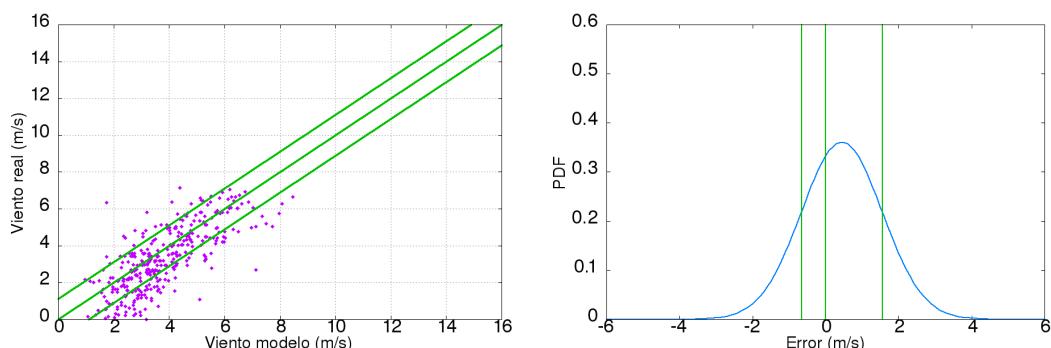


Figura C.32: Velocidad de viento y campana de 351080 (Uralsk, Kazajistán)

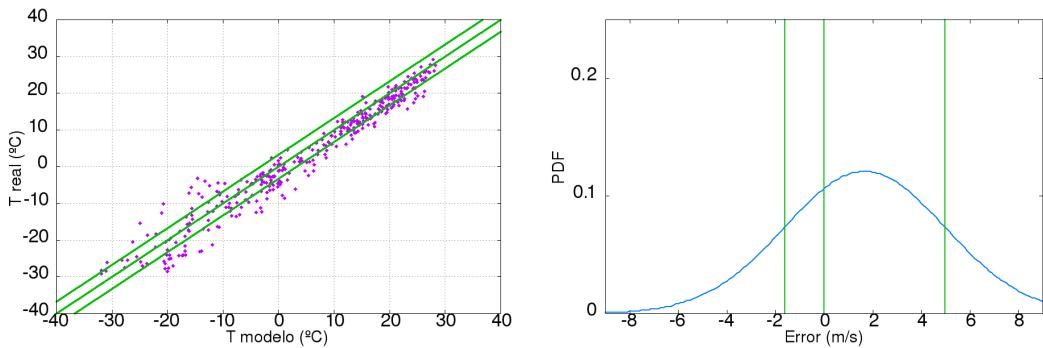


Figura C.33: Temperatura y campana de 351730 (Zhaltir, Kazajistán)

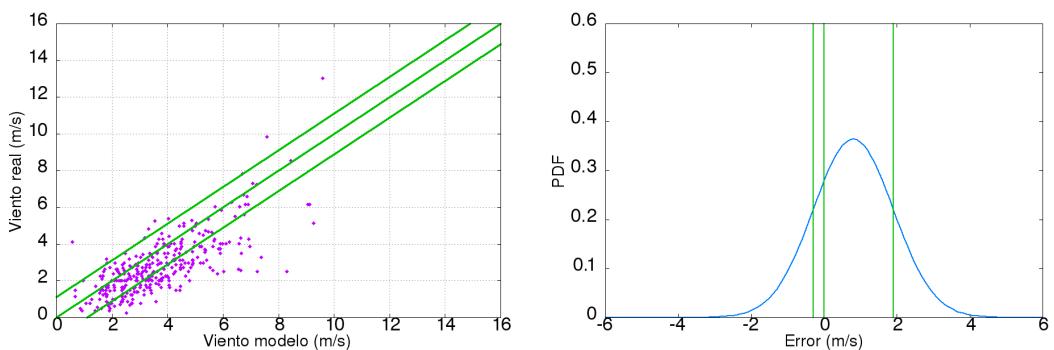


Figura C.34: Velocidad de viento y campana de 351730 (Zhaltir, Kazajistán)

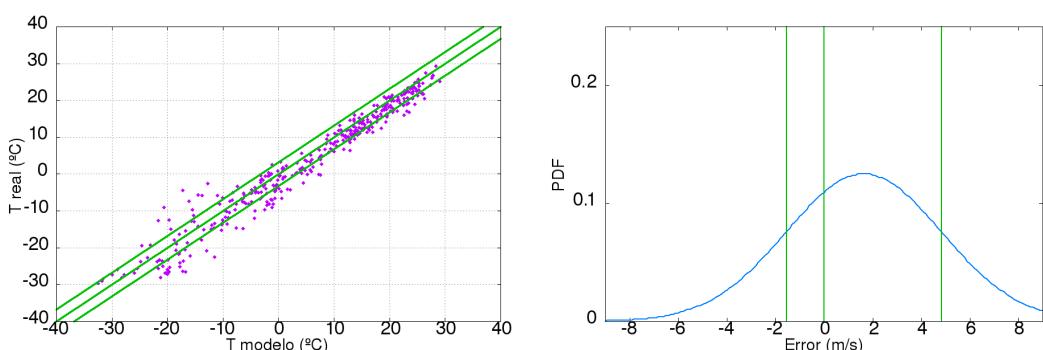


Figura C.35: Temperatura y campana de 351880 (Astana, Kazajistán)

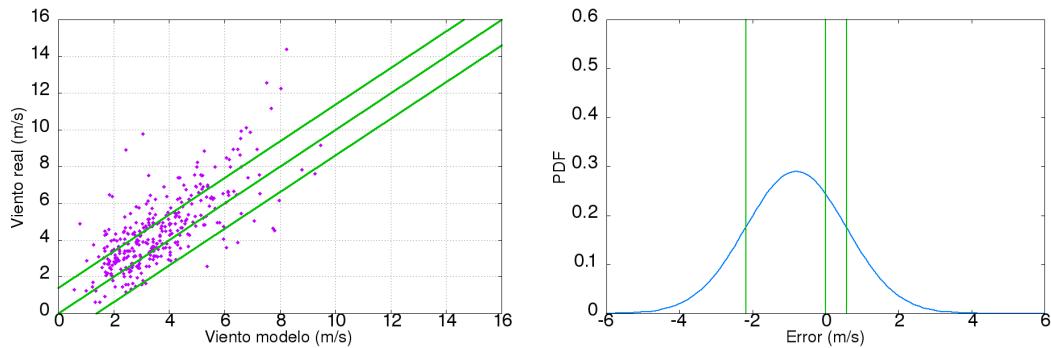


Figura C.36: Velocidad de viento y campana de 351880 (Astana, Kazajistán)

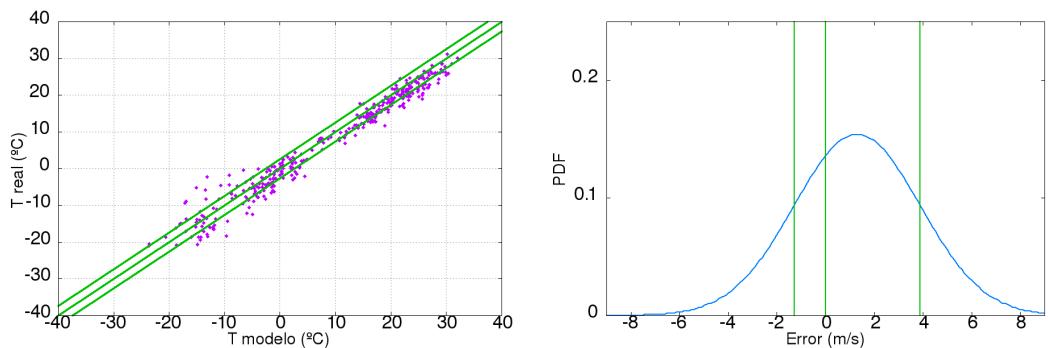


Figura C.37: Temperatura y campana de 352170 (Dzambejty, Kazajistán)

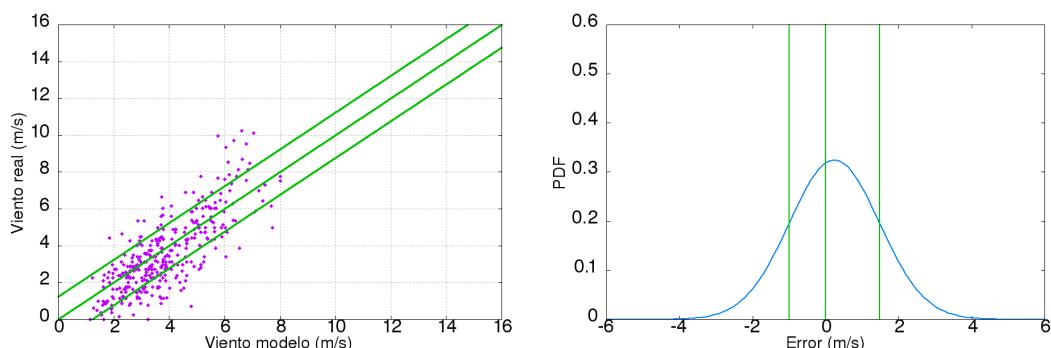


Figura C.38: Velocidad de viento y campana de 352170 (Dzambejty, Kazajistán)

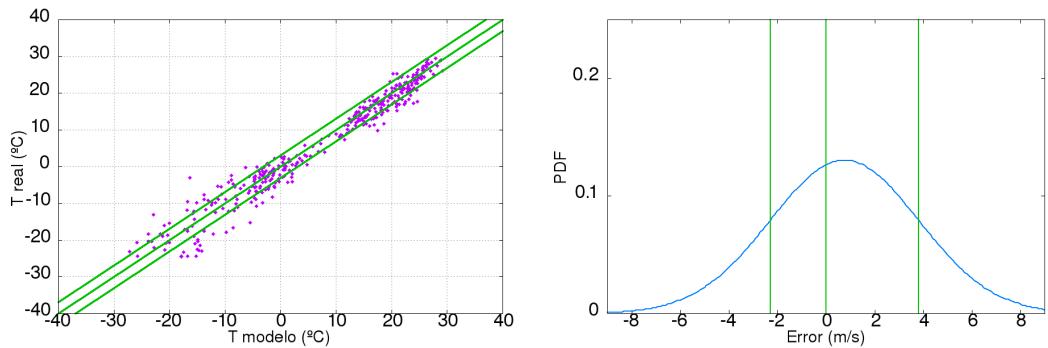


Figura C.39: Temperatura y campana de 352290 (Aktobe, Kazajistán)

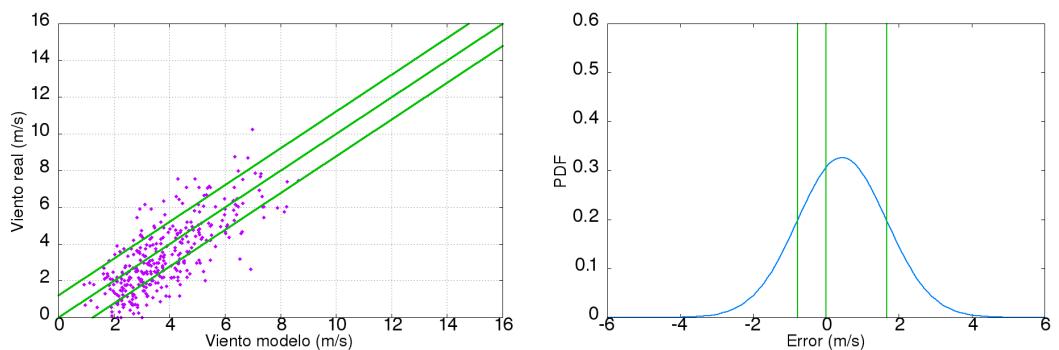


Figura C.40: Velocidad de viento y campana de 352290 (Aktobe, Kazajistán)

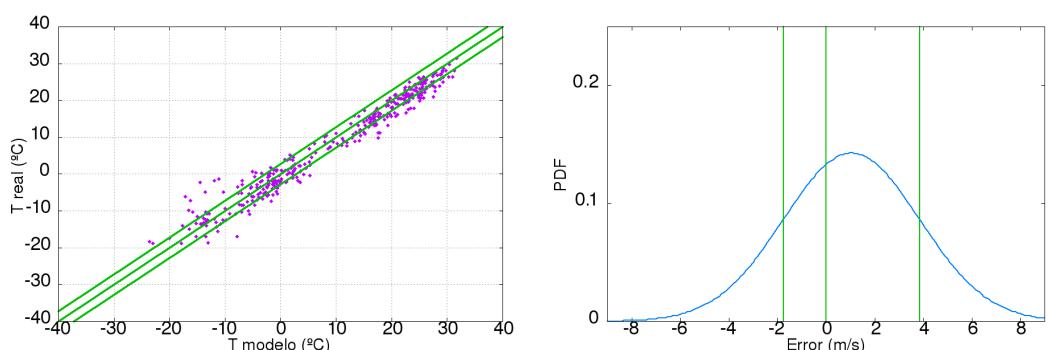


Figura C.41: Temperatura y campana de 353020 (Chapaev, Kazajistán)

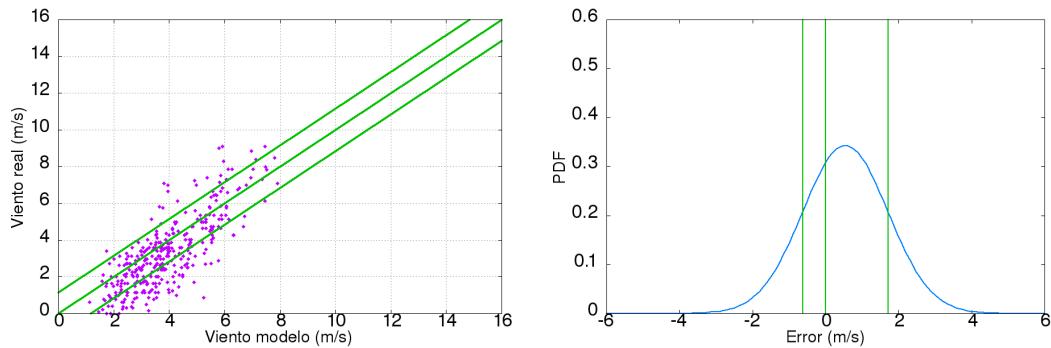


Figura C.42: Velocidad de viento y campana de 353020 (Chapaev, Kazajistán)

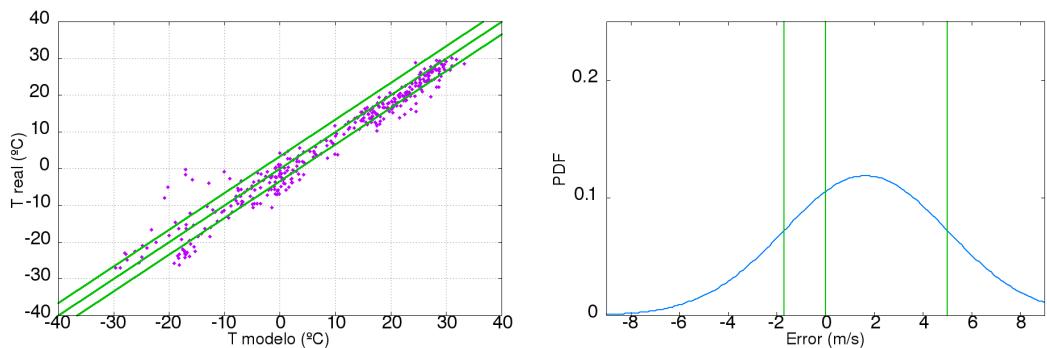


Figura C.43: Temperatura y campana de 353580 (Torgai, Kazajistán)

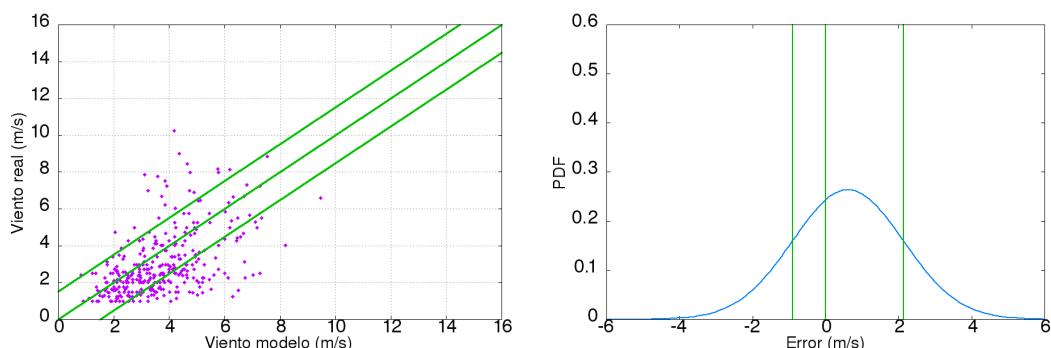


Figura C.44: Velocidad de viento y campana de 353580 (Torgai, Kazajistán)

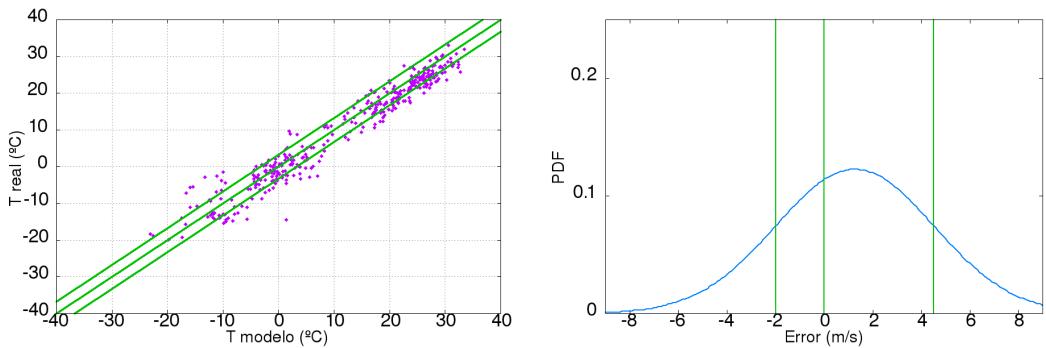


Figura C.45: Temperatura y campana de 354060 (Taipak, Kazajistán)

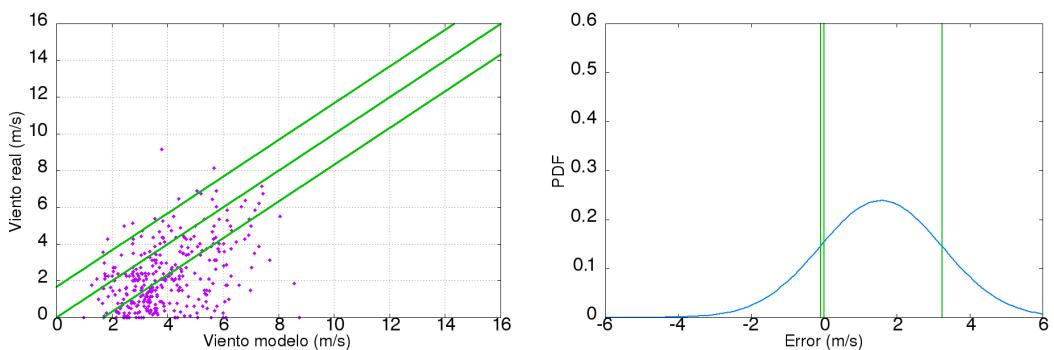


Figura C.46: Velocidad de viento y campana de 354060 (Taipak, Kazajistán)

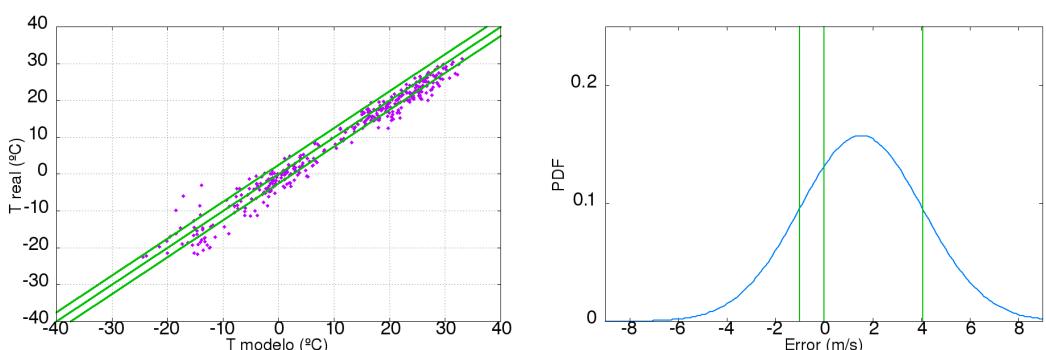


Figura C.47: Temperatura y campana de 354160 (Uil, Kazajistán)

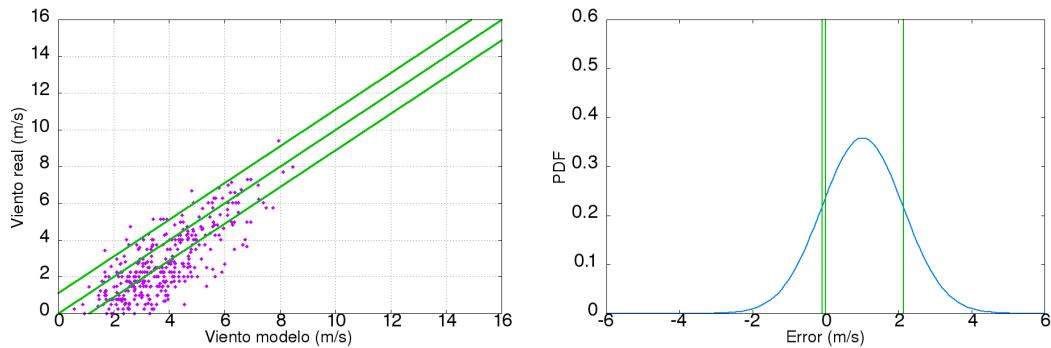


Figura C.48: Velocidad de viento y campana de 354160 (Uil, Kazajistán)

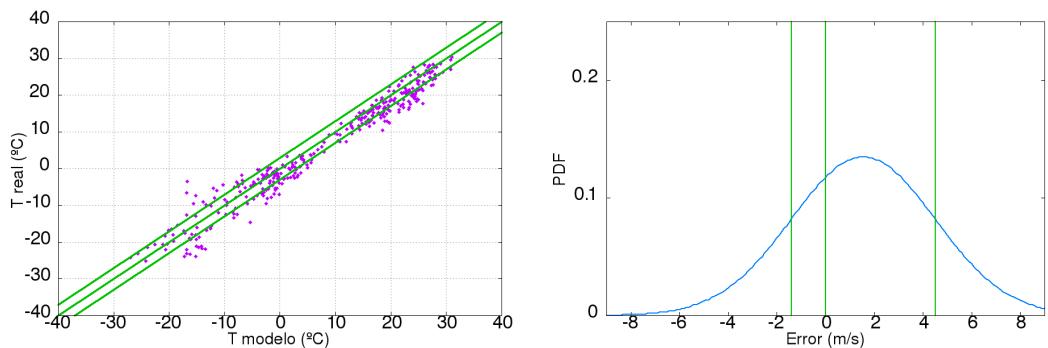


Figura C.49: Temperatura y campana de 354260 (Temir, Kazajistán)

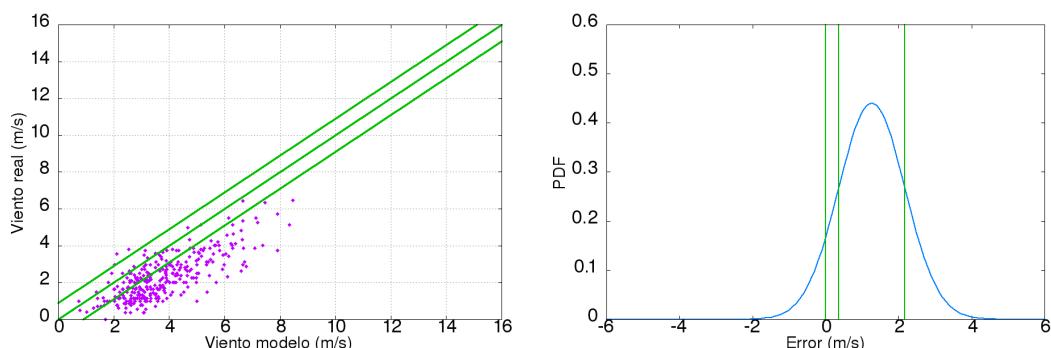


Figura C.50: Velocidad de viento y campana de 354260 (Temir, Kazajistán)

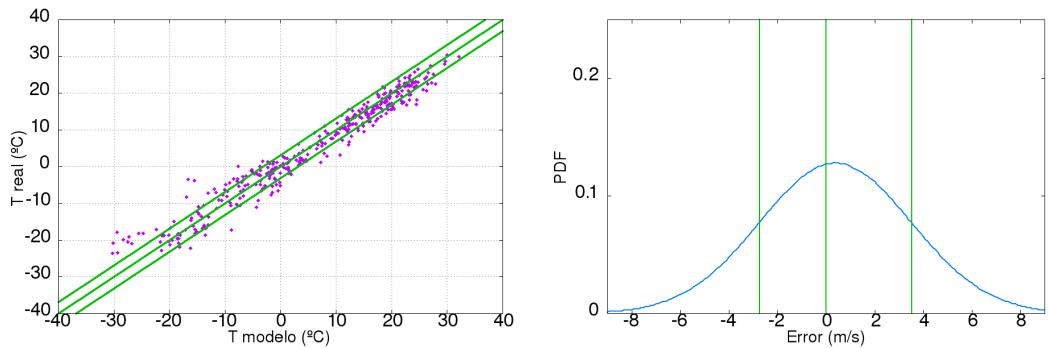


Figura C.51: Temperatura y campana de 354970 (Zharyk, Kazajistán)

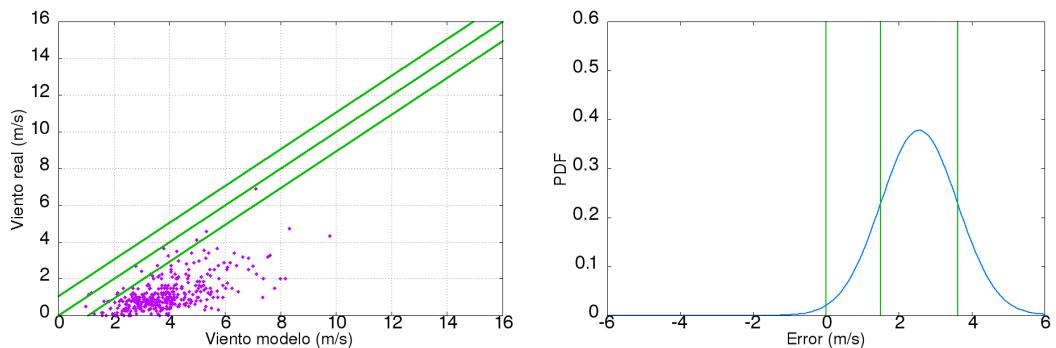


Figura C.52: Velocidad de viento y campana de 354970 (Zharyk, Kazajistán)

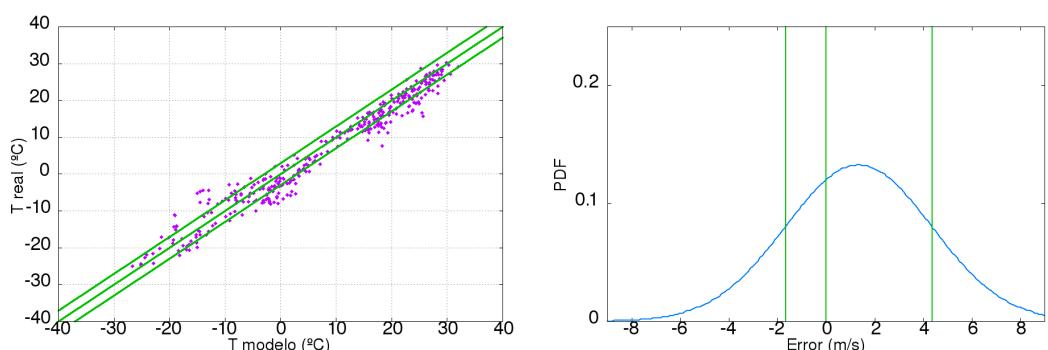


Figura C.53: Temperatura y campana de 355320 (Mugodzarskaja, Kazajistán)

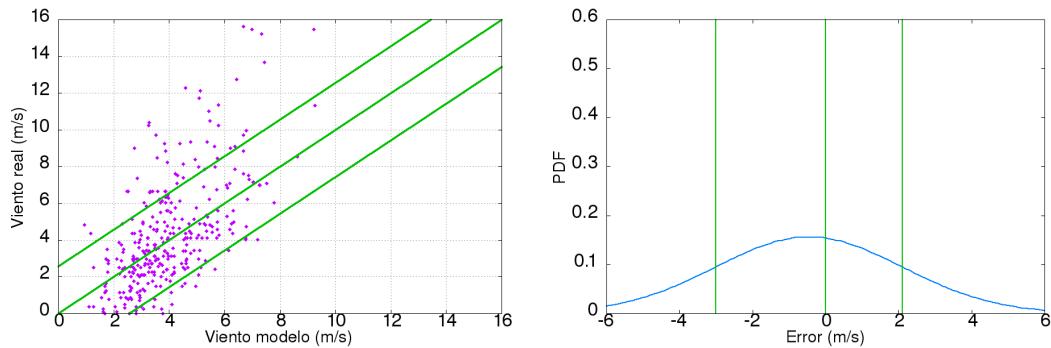


Figura C.54: Velocidad de viento y campana de 355320 (Mugodzarskaja, Kazajistán)

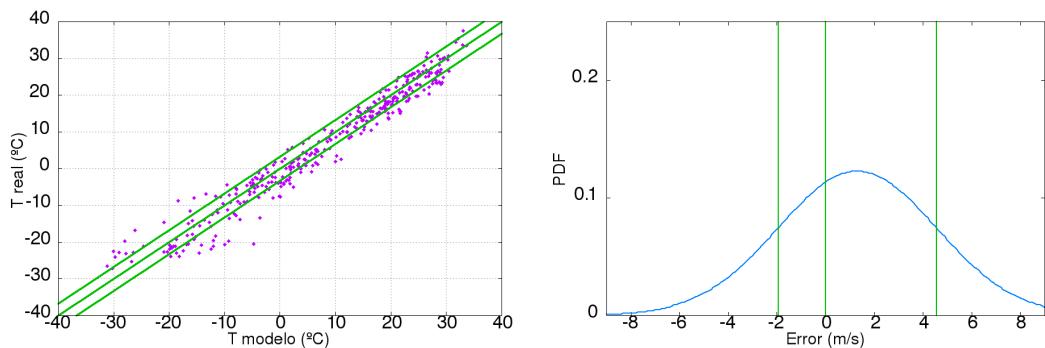


Figura C.55: Temperatura y campana de 355760 (Kyzylzhar, Kazajistán)

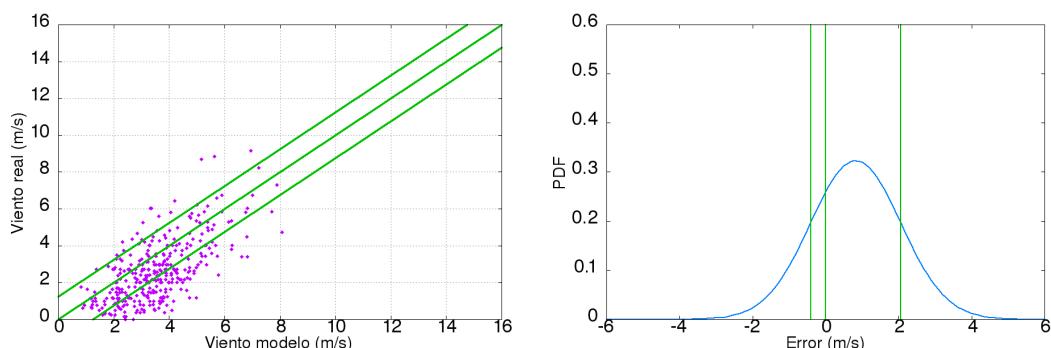


Figura C.56: Velocidad de viento y campana de 355760 (Kyzylzhar, Kazajistán)

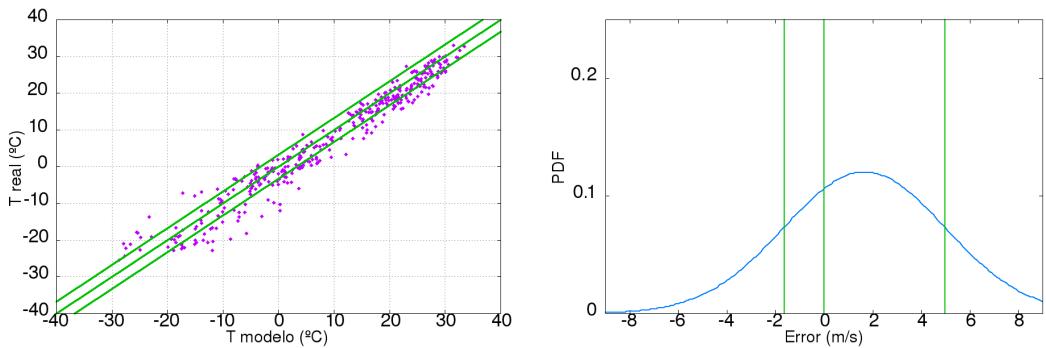


Figura C.57: Temperatura y campana de 356710 (Zhezkazgan, Kazajistán)

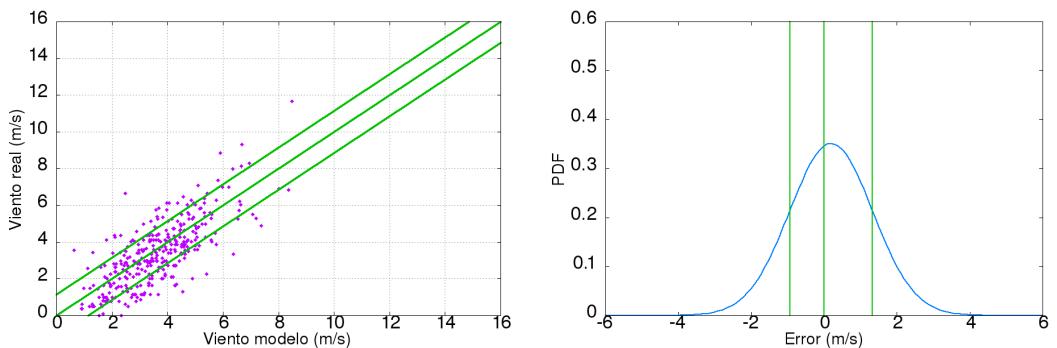


Figura C.58: Velocidad de viento y campana de 356710 (Zhezkazgan, Kazajistán)

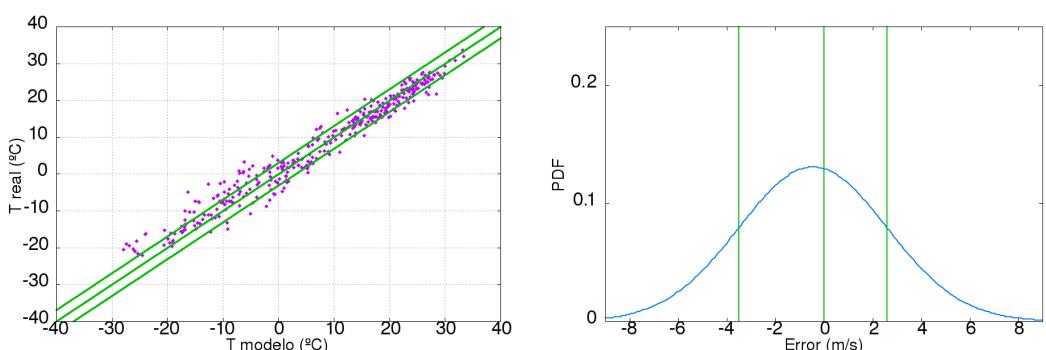


Figura C.59: Temperatura y campana de 356990 (Bektauata, Kazajistán)

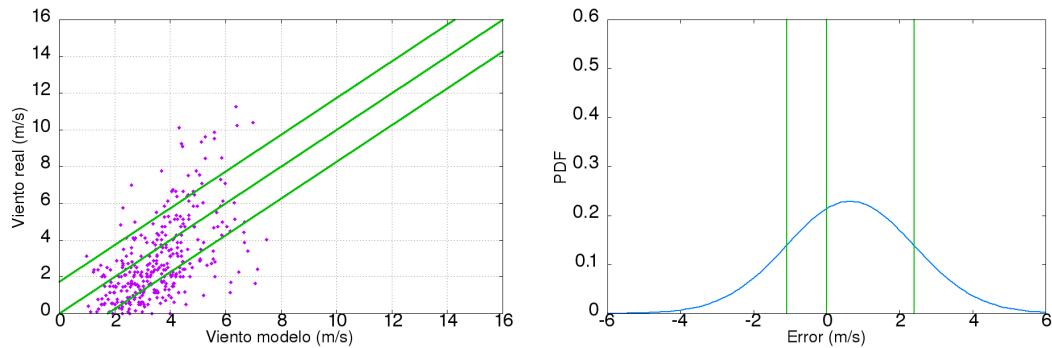


Figura C.60: Velocidad de viento y campana de 356990 (Bektauata, Kazajistán)

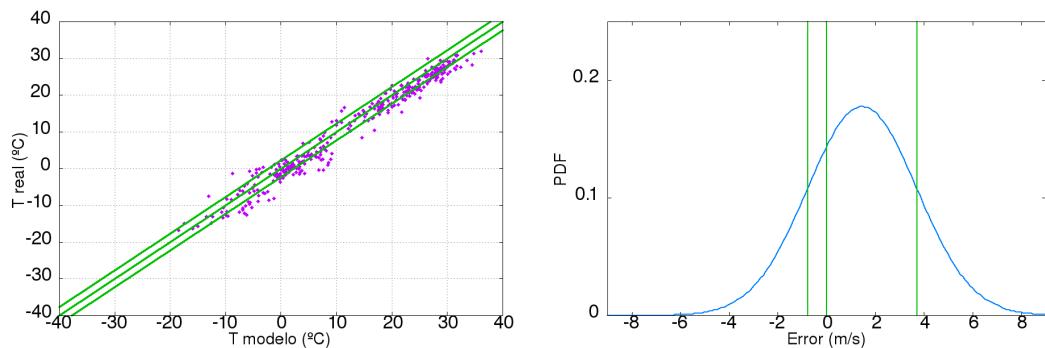


Figura C.61: Temperatura y campana de 357000 (Atyrau, Kazajistán)

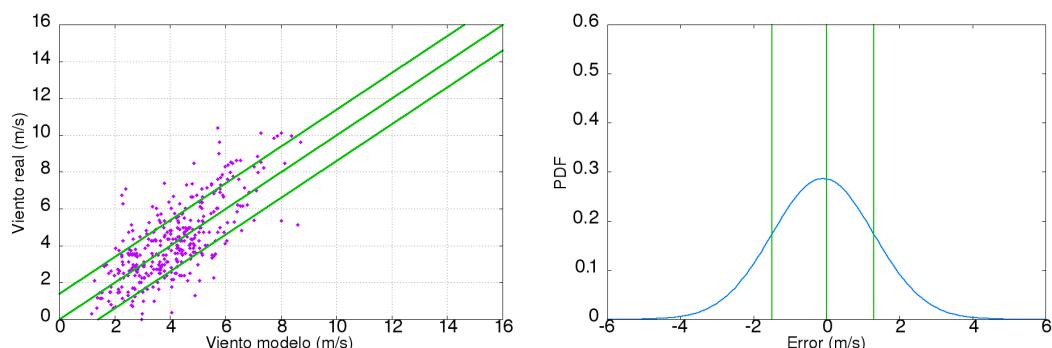


Figura C.62: Velocidad de viento de 357000 (Atyrau, Kazajistán)

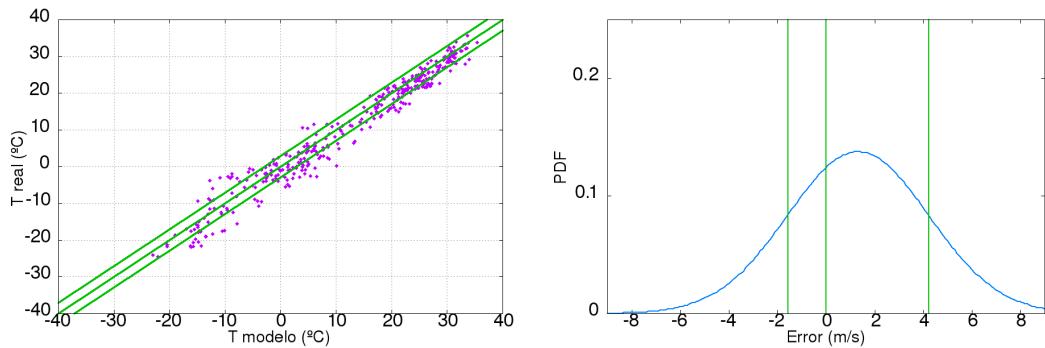


Figura C.63: Temperatura y campana de 357460 (Aralskoe More, Kazajistán)

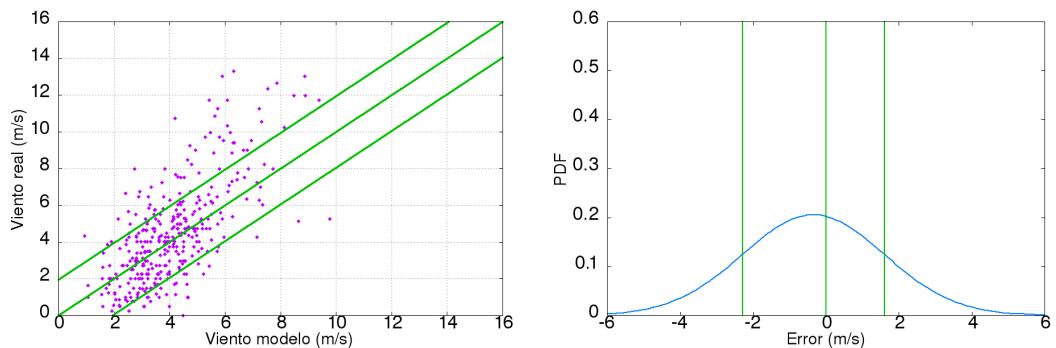


Figura C.64: Velocidad de viento y campana de 357460 (Aralskoe More, Kazajistán)

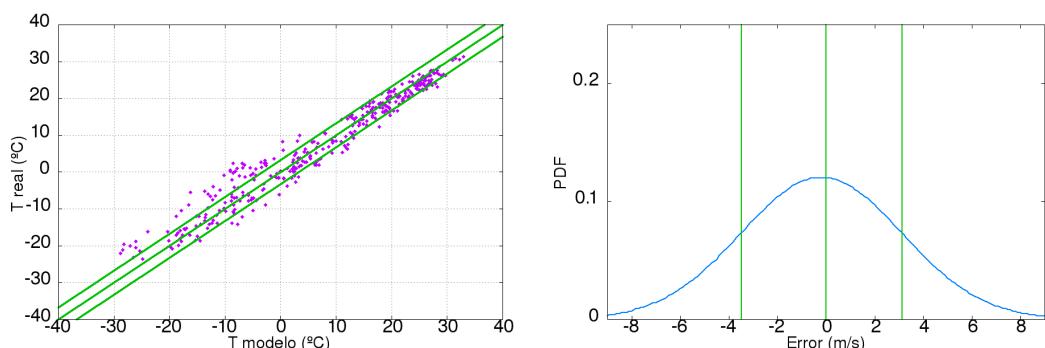


Figura C.65: Temperatura y campana de 357960 (Balhash, Kazajistán)

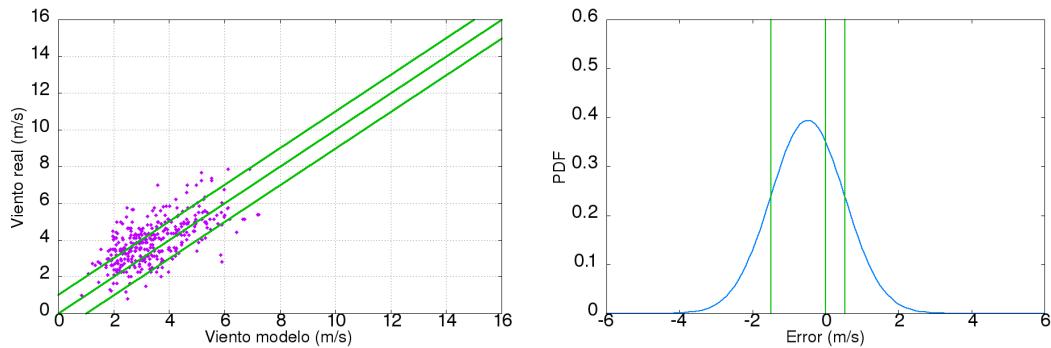


Figura C.66: Velocidad de viento y campana de 357960 (Balhash, Kazajistán)

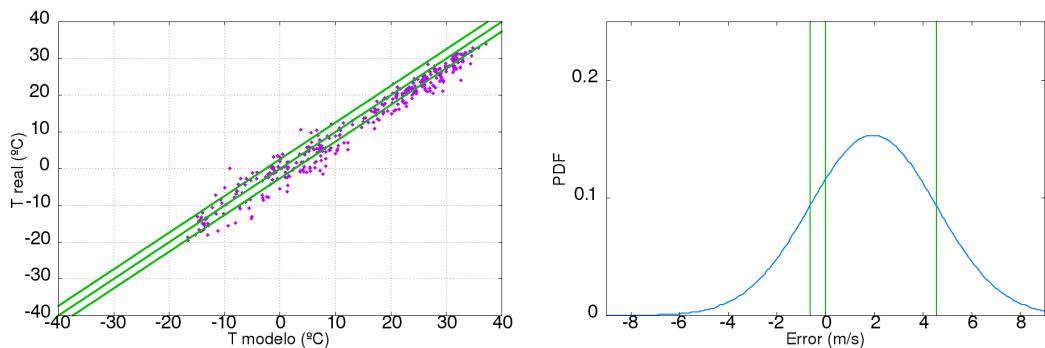


Figura C.67: Temperatura y campana de 358490 (Kazalinsk, Kazajistán)

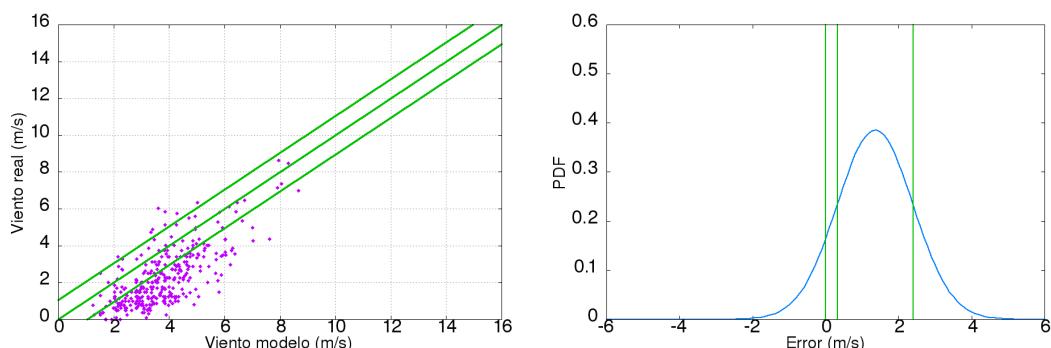


Figura C.68: Velocidad de viento y campana de 358490 (Kazalinsk, Kazajistán)

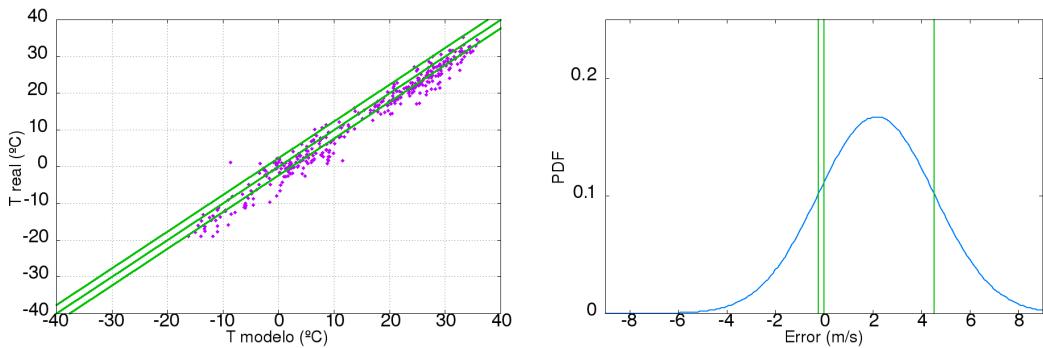


Figura C.69: Temperatura y campana de 359250 (Sam, Kazajistán)

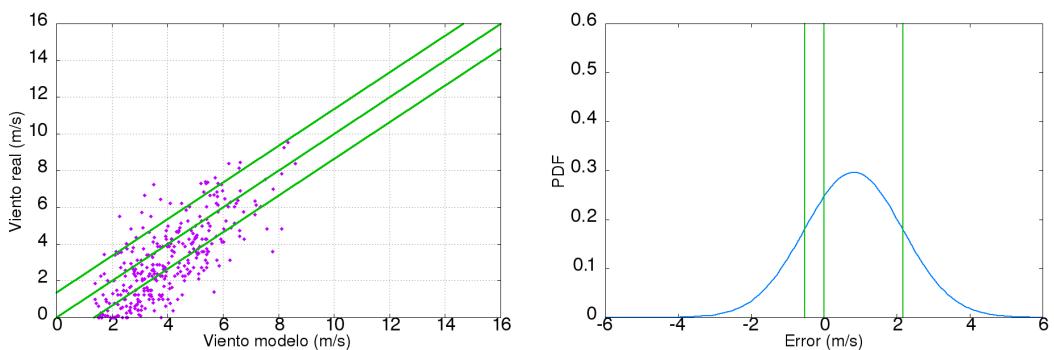


Figura C.70: Velocidad de viento y campana de 359250 (Sam, Kazajistán)

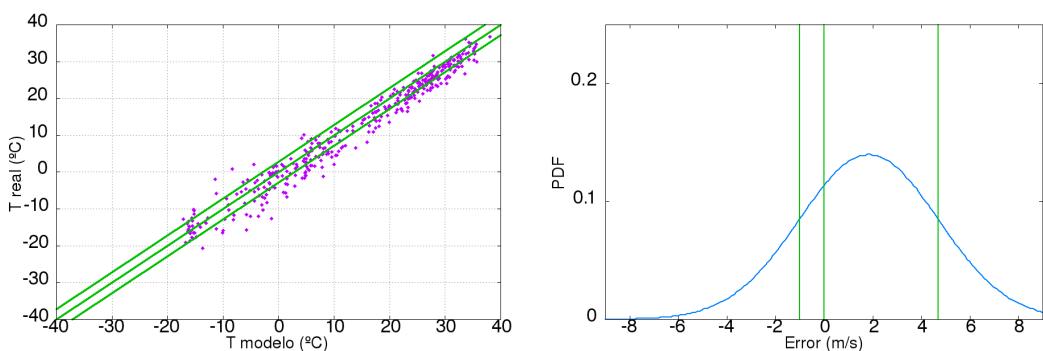


Figura C.71: Temperatura y campana de 359530 (Dzhusaly, Kazajistán)

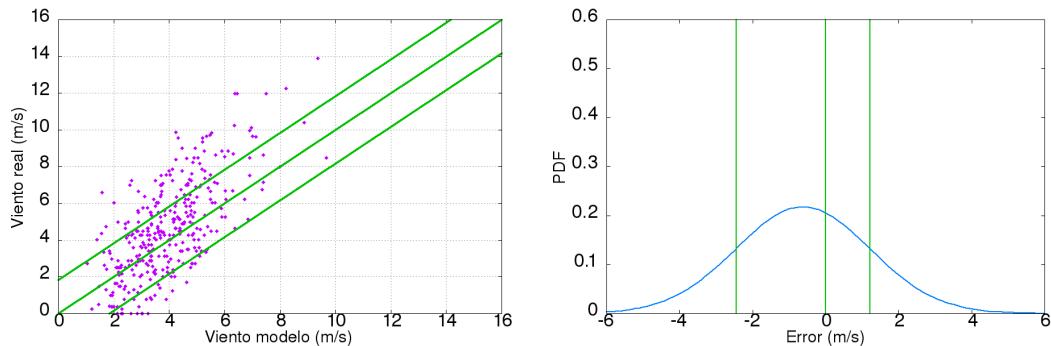


Figura C.72: Velocidad de viento y campana de 359530 (Dzhusaly, Kazajistán)

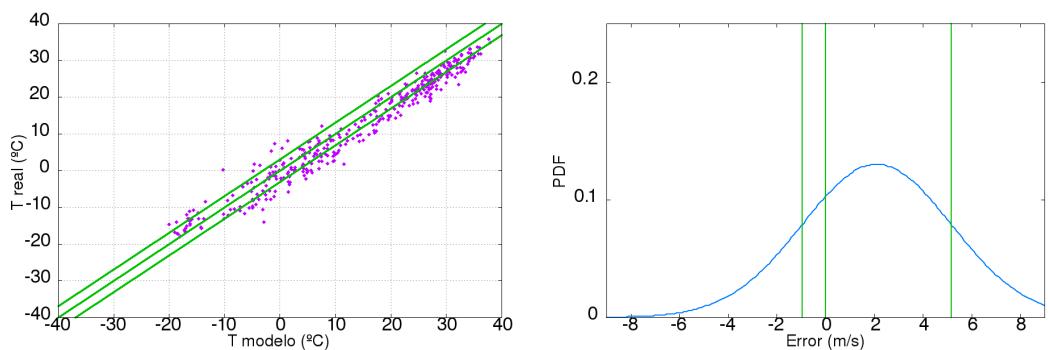


Figura C.73: Temperatura y campana de 359690 (Zlikha, Kazajistán)

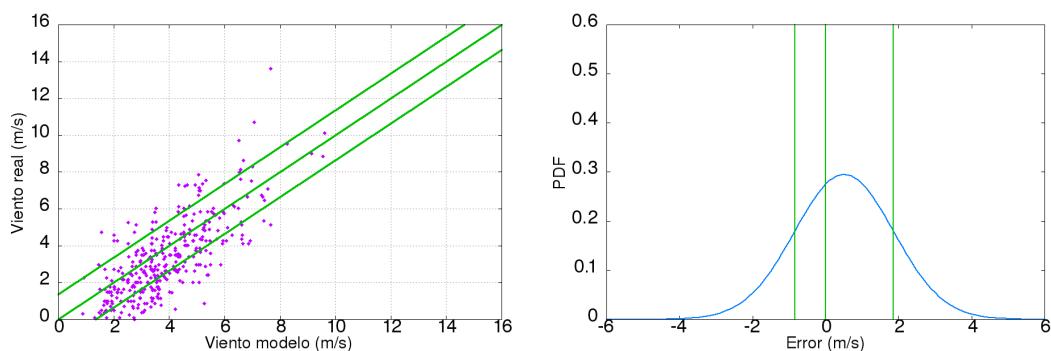


Figura C.74: Velocidad de viento y campana de 359690 (Zlikha, Kazajistán)

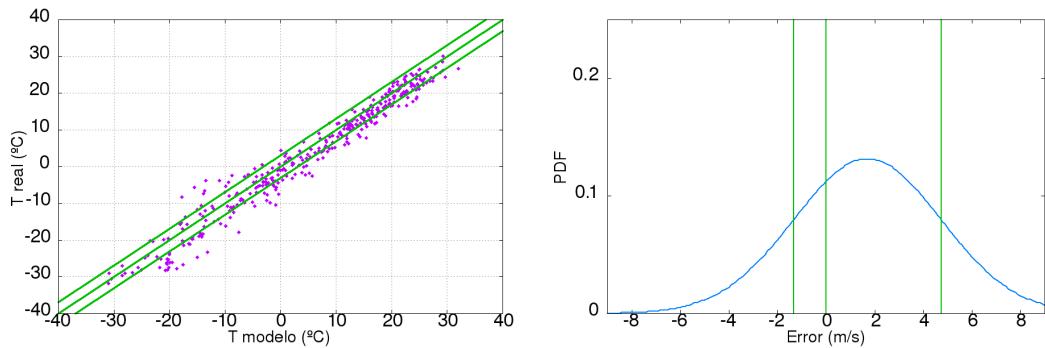


Figura C.75: Temperatura y campana de 360030 (Pavlodar, Kazajistán)

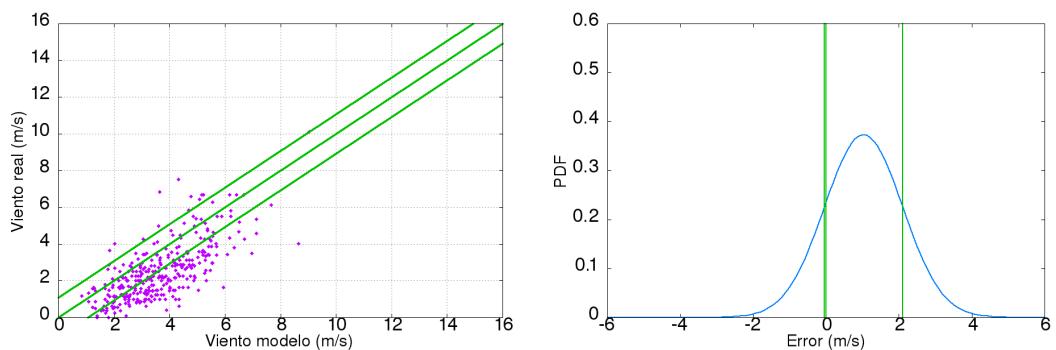


Figura C.76: Velocidad de viento y campana de 360030 (Pavlodar, Kazajistán)

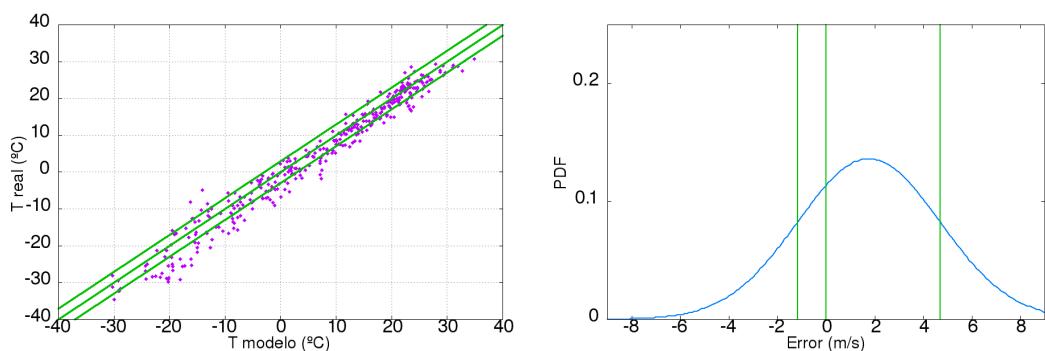


Figura C.77: Temperatura y campana de 361520 (Pavlodar, Kazajistán)

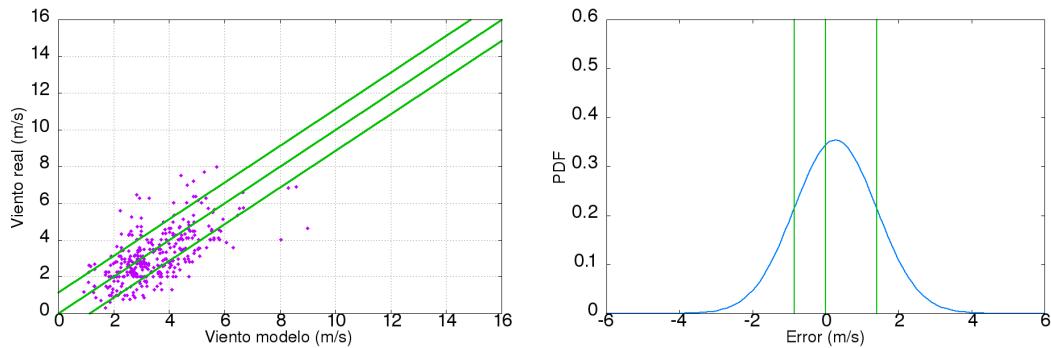


Figura C.78: Velocidad de viento y campana de 361520 (Pavlodar, Kazajistán)

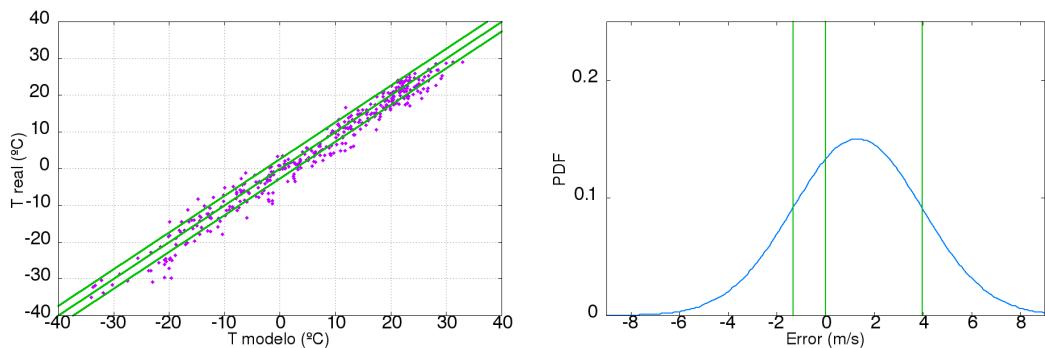


Figura C.79: Temperatura y campana de 361770 (Semipalatinsk, Kazajistán)

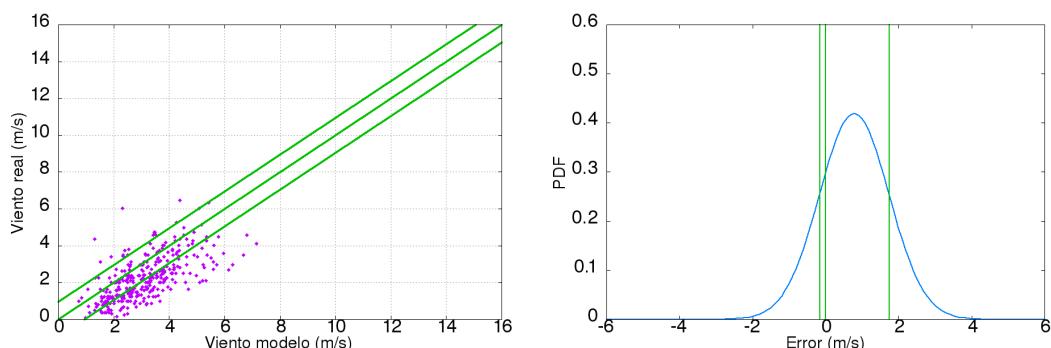


Figura C.80: Velocidad de viento y campana de 361770 (Semipalatinsk, Kazajistán)

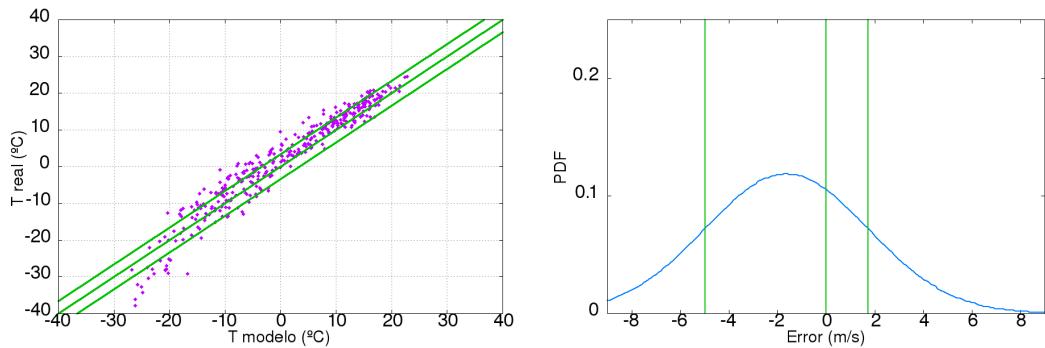


Figura C.81: Temperatura y campana de 362080 (Ridder, Kazajistán)

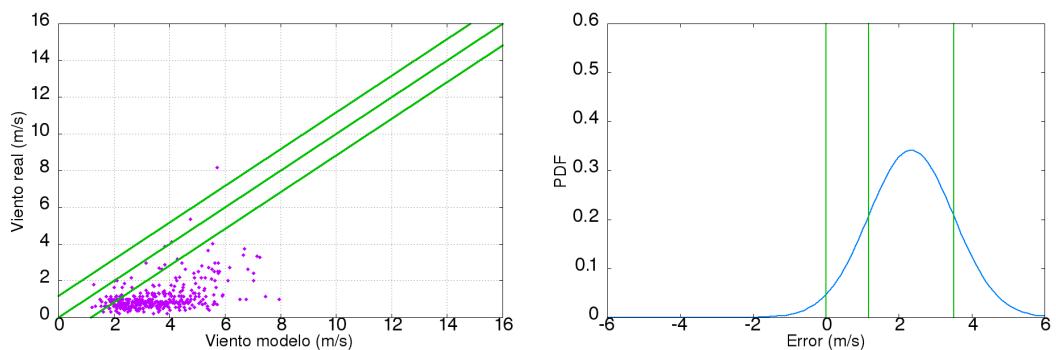


Figura C.82: Velocidad de viento y campana de 362080 (Ridder, Kazajistán)

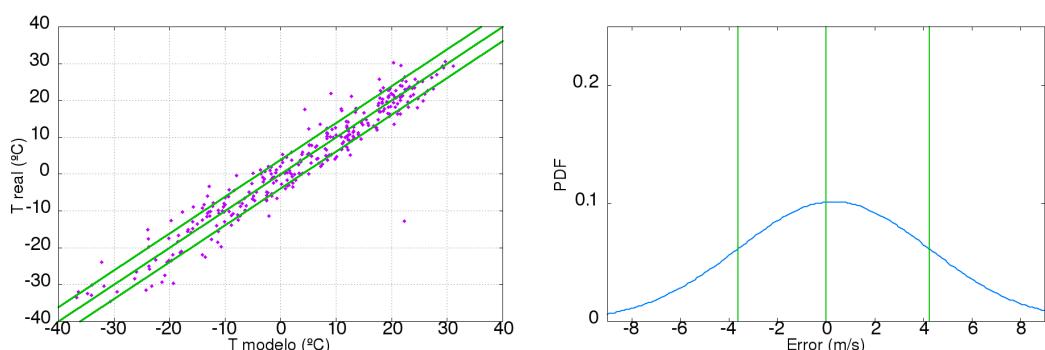


Figura C.83: Temperatura y campana de 363970 (Zhangiztobe, Kazajistán)

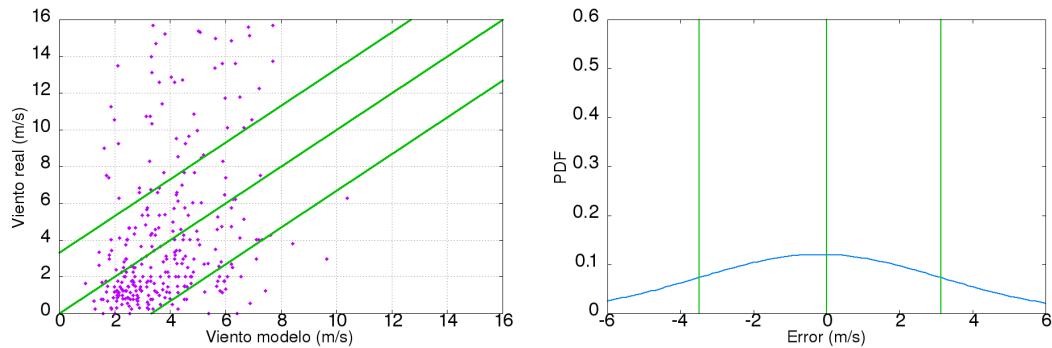


Figura C.84: Velocidad de viento y campana de 363970 (Zhangiztobe, Kazajistán)

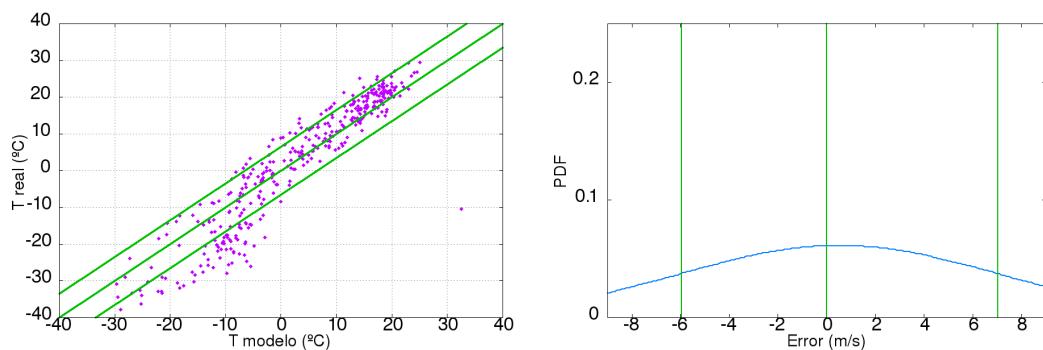


Figura C.85: Temperatura y campana de 364280 (Ulkeni Nary, Kazajistán)

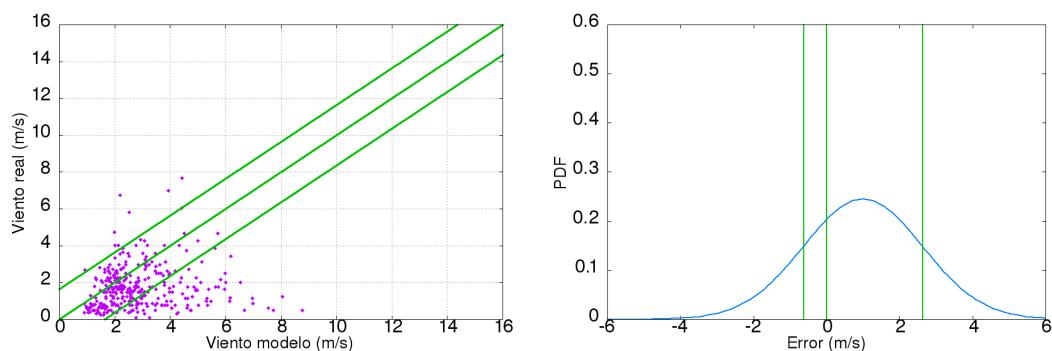


Figura C.86: Velocidad de viento y campana de 364280 (Ulkeni Nary, Kazajistán)

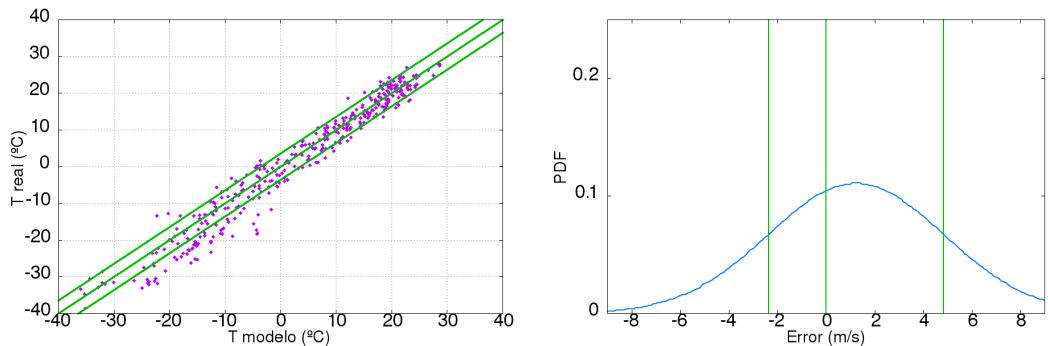


Figura C.87: Temperatura y campana de 365350 (Kokpekty, Kazajistán)

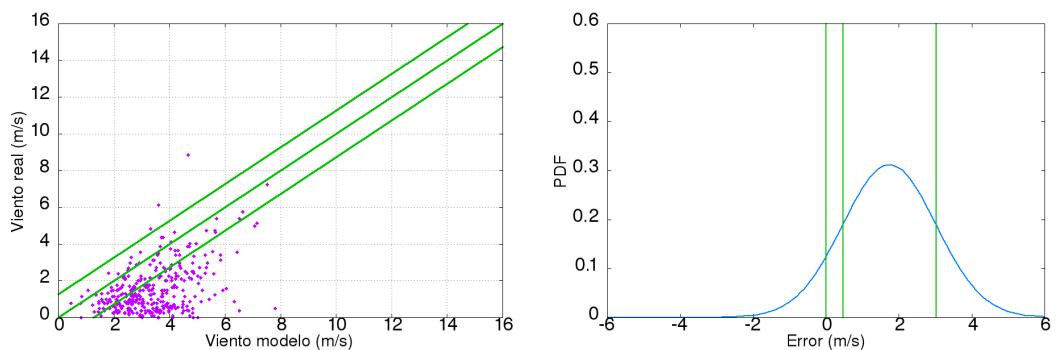


Figura C.88: Velocidad de viento y campana de 365350 (Kokpekty, Kazajistán)

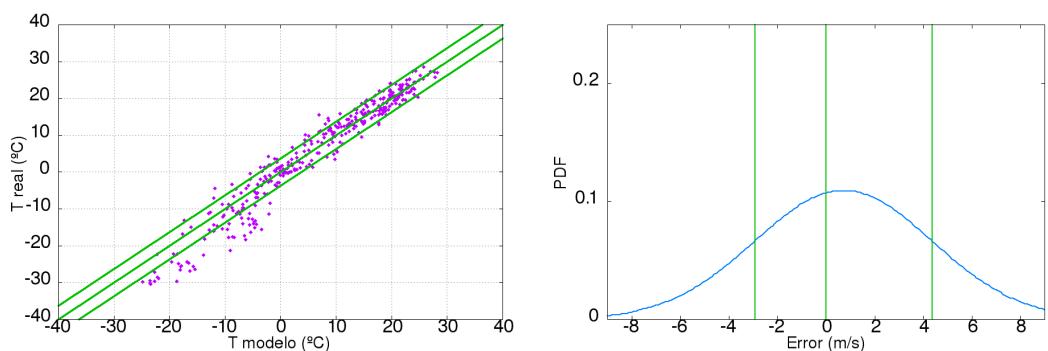


Figura C.89: Temperatura y campana de 366390 (Urdzhar, Kazajistán)

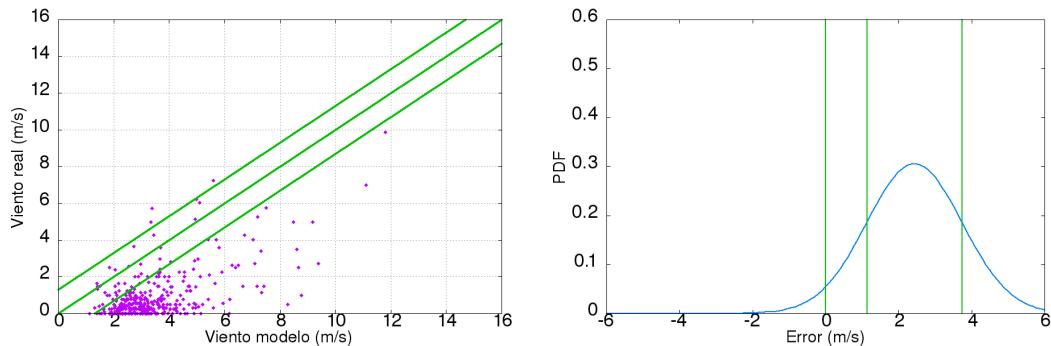


Figura C.90: Velocidad de viento y campana de 366390 (Urdzhar, Kazajistán)

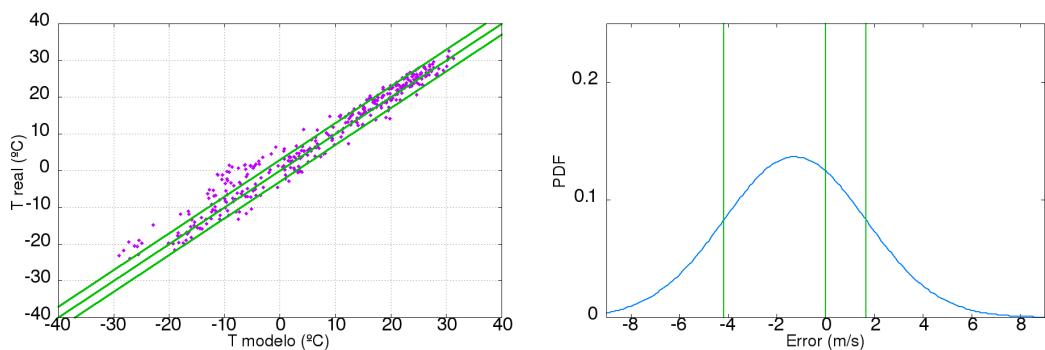


Figura C.91: Temperatura y campana de 366860 (Algazy Ostrov, Kazajistán)

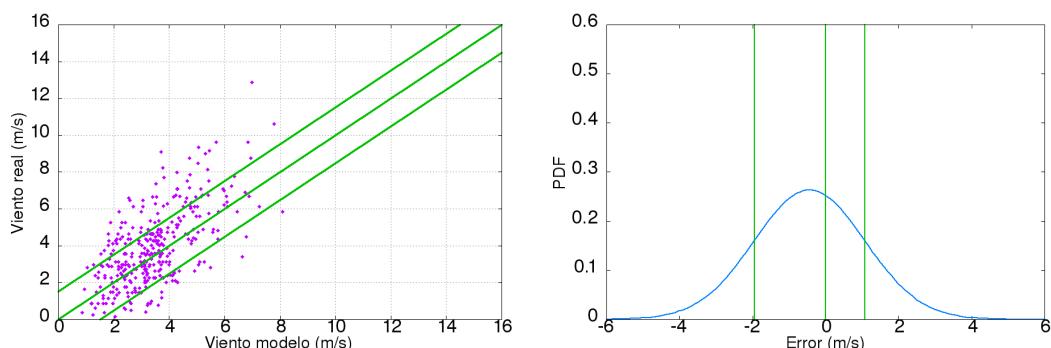


Figura C.92: Velocidad de viento y campana de 366860 (Algazy Ostrov, Kazajistán)

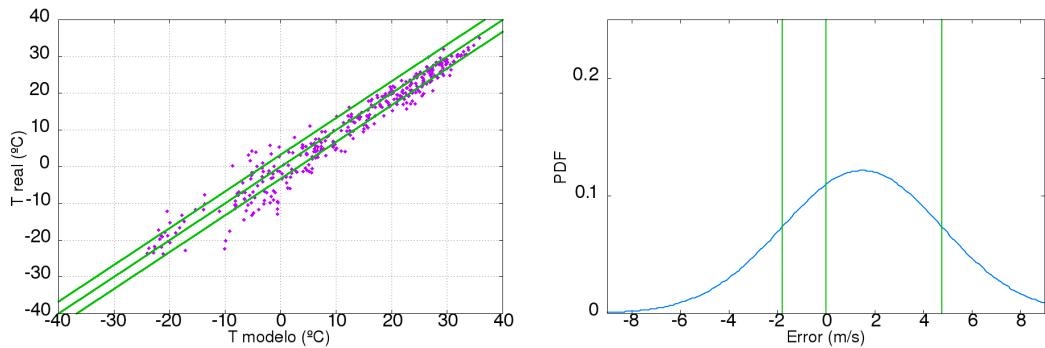


Figura C.93: Temperatura y campana de 368210 (Bakanas, Kazajistán)

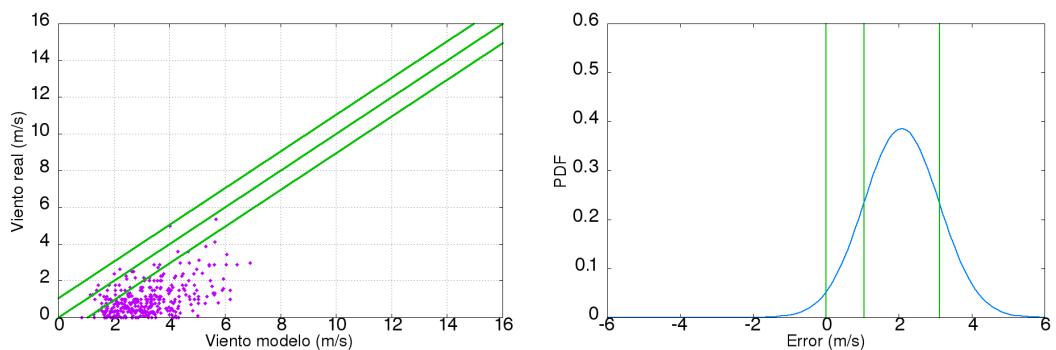


Figura C.94: Velocidad de viento y campana de 368210 (Bakanas, Kazajistán)

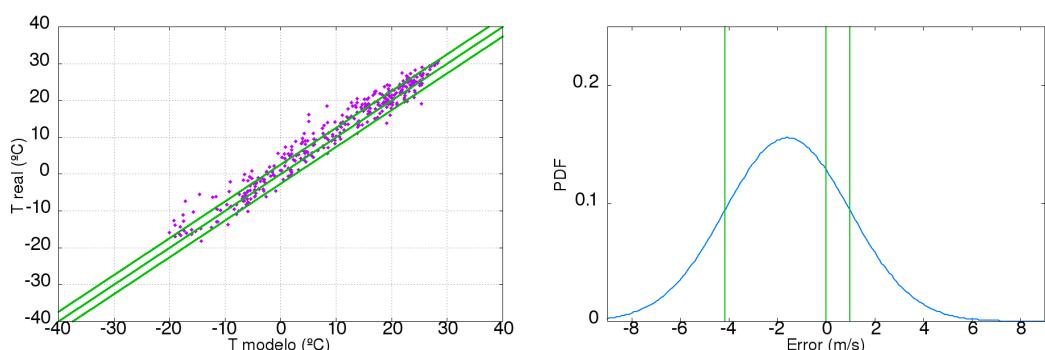


Figura C.95: Temperatura y campana de 368590 (Zharkent, Kazajistán)

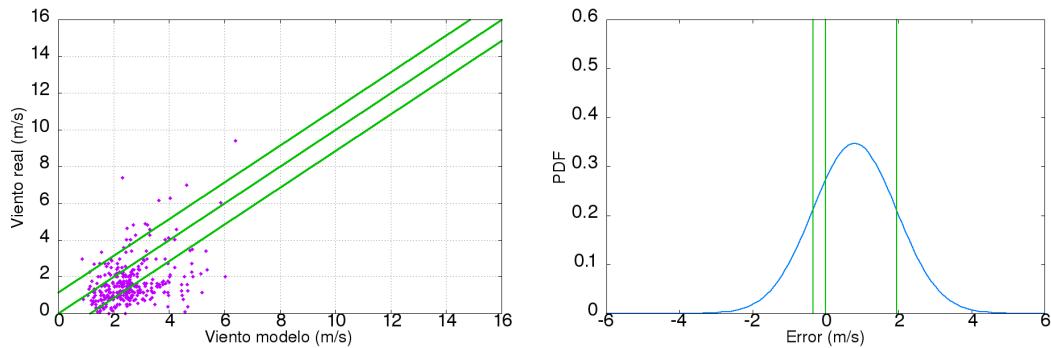


Figura C.96: Velocidad de viento y campana de 368590 (Zharkent, Kazajistán)

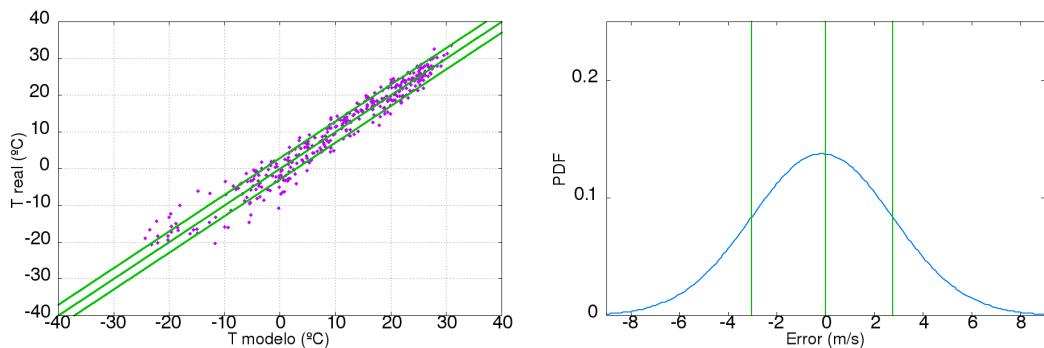


Figura C.97: Temperatura y campana de 368640 (Otar, Kazajistán)

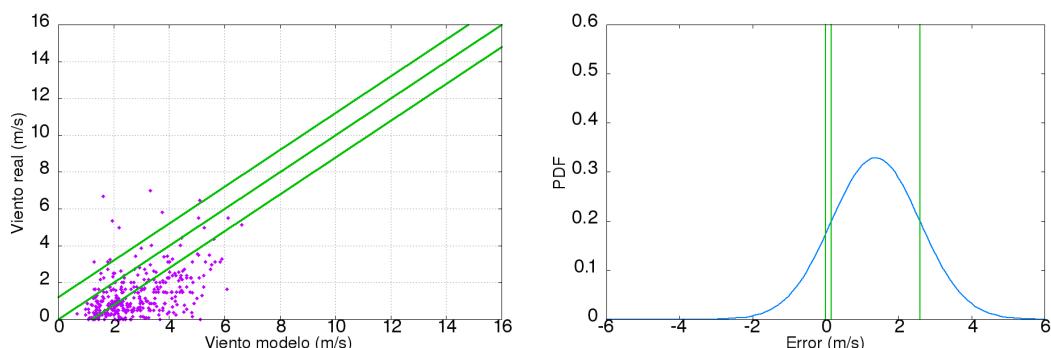


Figura C.98: Velocidad de viento y campana de 368640 (Otar, Kazajistán)

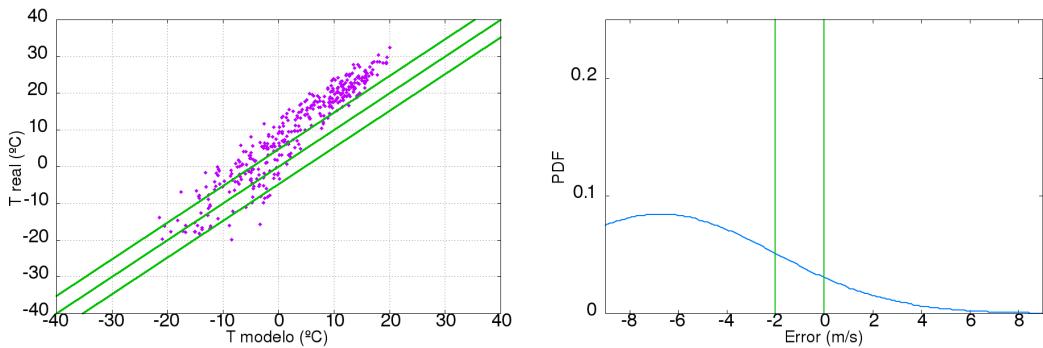


Figura C.99: Temperatura y campana de 368700 (Almaty, Kazajistán)

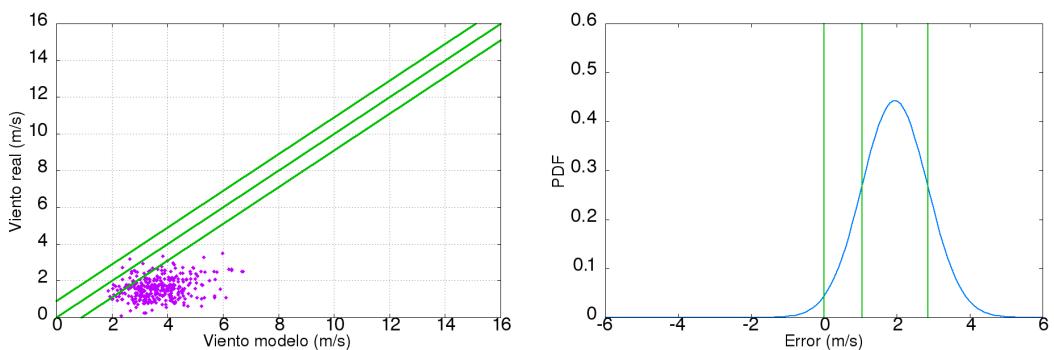


Figura C.100: Velocidad de viento y campana de 368700 (Almaty, Kazajistán)

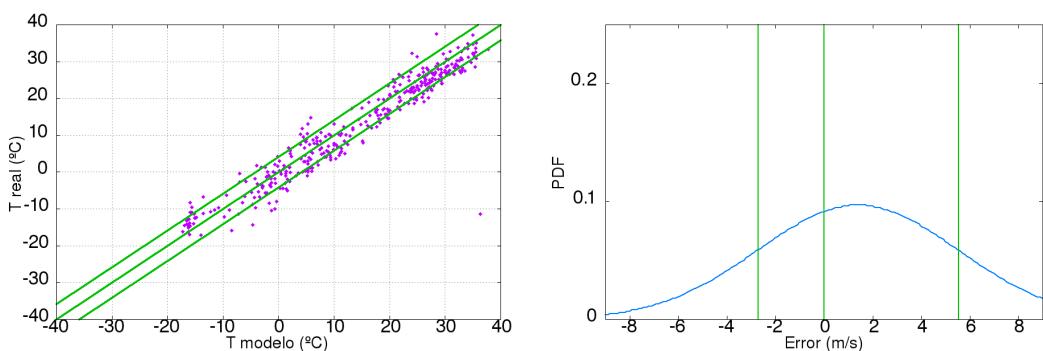


Figura C.101: Temperatura y campana de 380620 (Kyzylorda, Kazajistán)

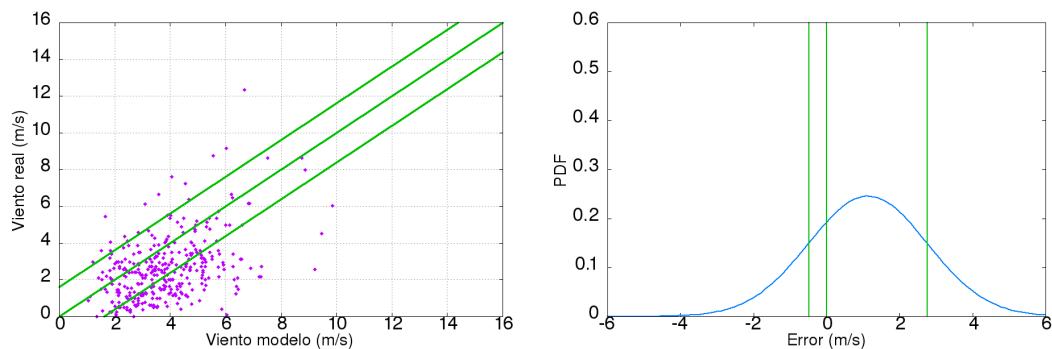


Figura C.102: Velocidad de viento y campana de 380620 (Kyzylorda, Kazajistán)

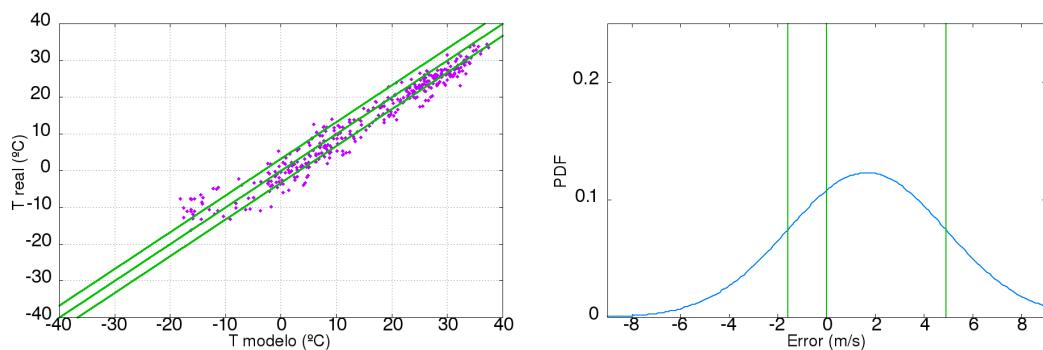


Figura C.103: Temperatura y campana de 380690 (Ciili, Kazajistán)

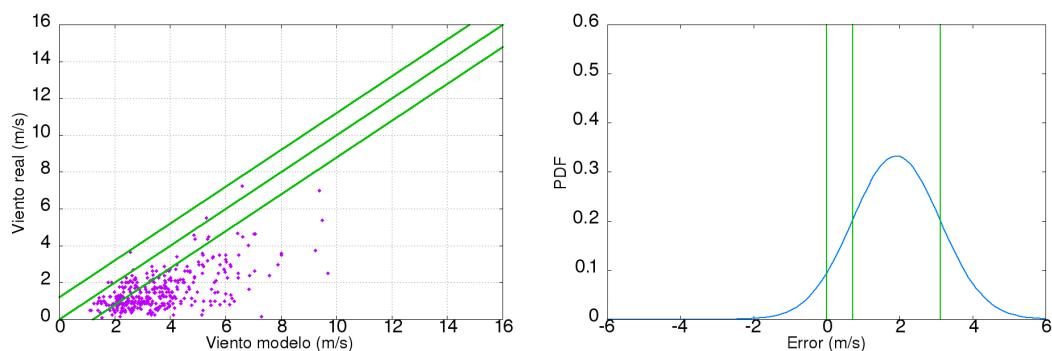


Figura C.104: Velocidad de viento y campana de 380690 (Ciili, Kazajistán)

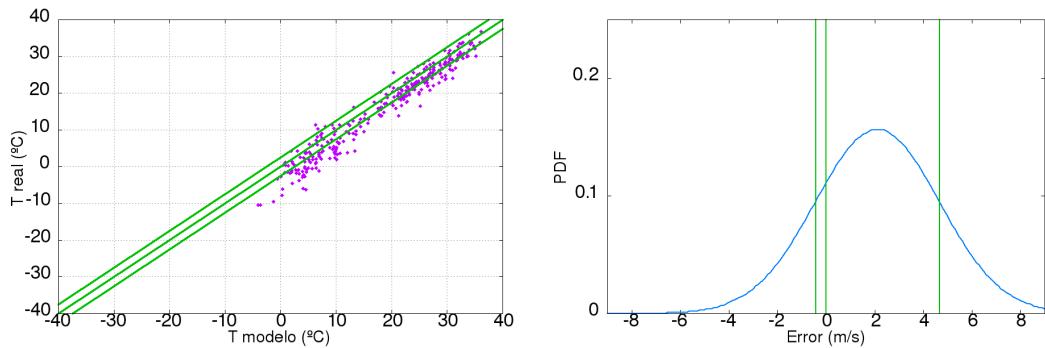


Figura C.105: Temperatura y campana de 381410 (Jaslyk, Uzbekistán)

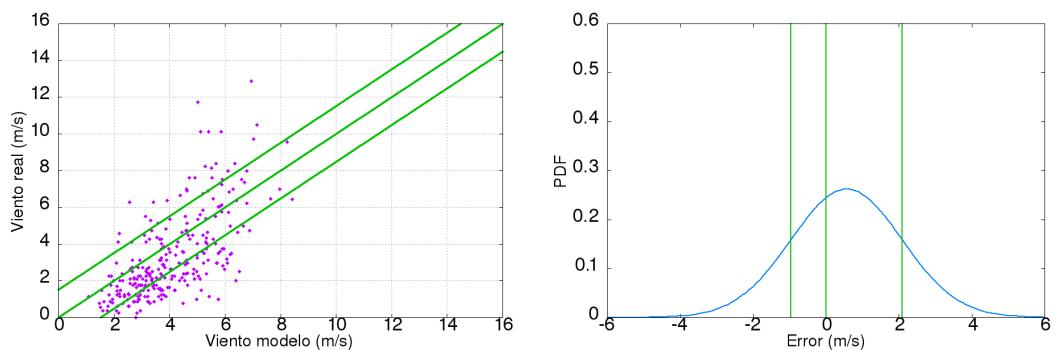


Figura C.106: Velocidad de viento y campana de 381410 (Jaslyk, Uzbekistán)

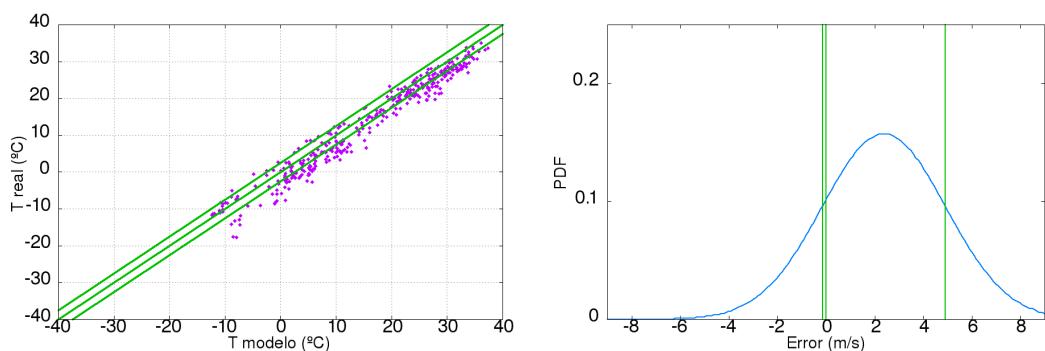


Figura C.107: Temperatura y campana de 381490 (Kungrad, Uzbekistán)

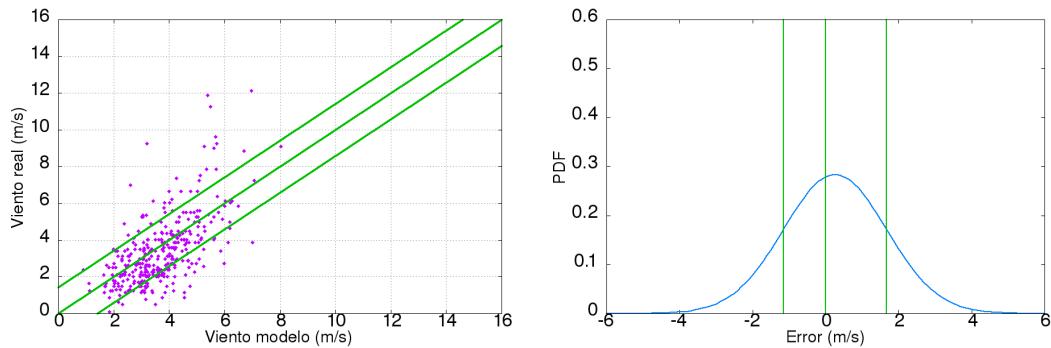


Figura C.108: Velocidad de viento y campana de 381490 (Kungrad, Uzbekistán)

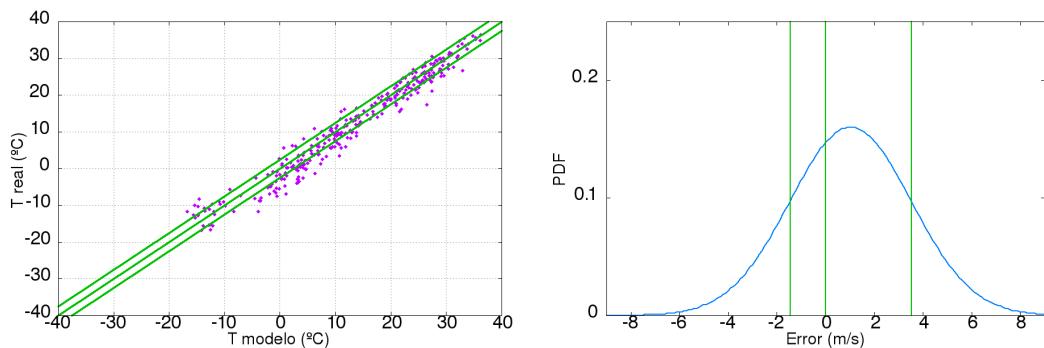


Figura C.109: Temperatura y campana de 381780 (Ak-Bajtal, Uzbekistán)

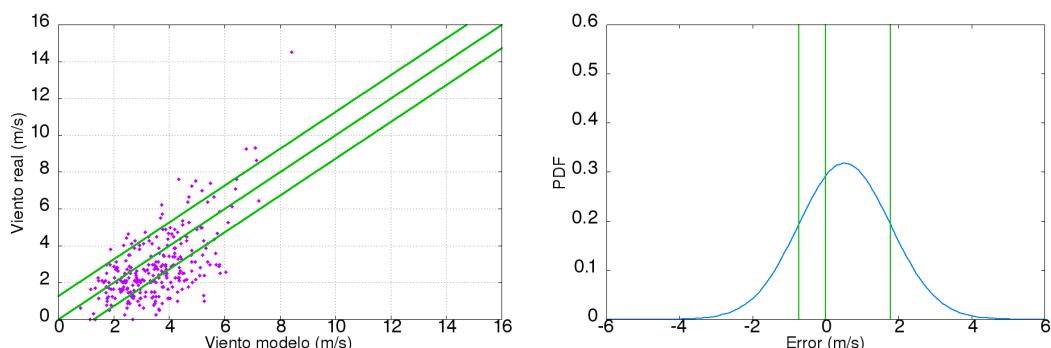


Figura C.110: Velocidad de viento y campana de 381780 (Ak-Bajtal, Uzbekistán)

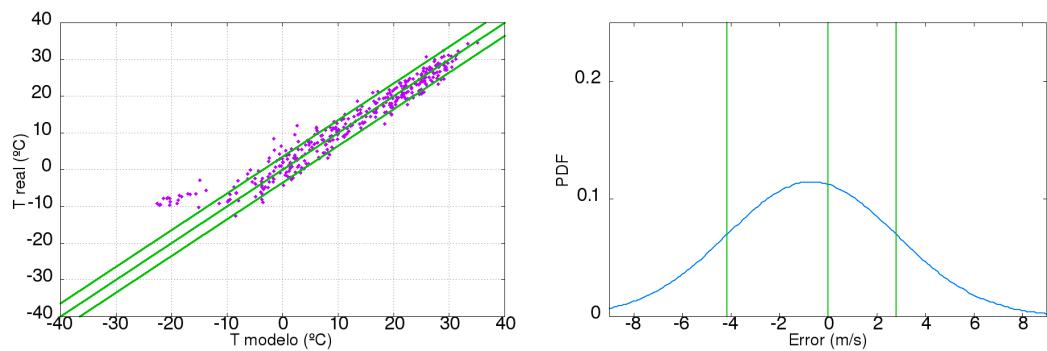


Figura C.111: Temperatura y campana de 381960 (Achisaj, Kazajistán)

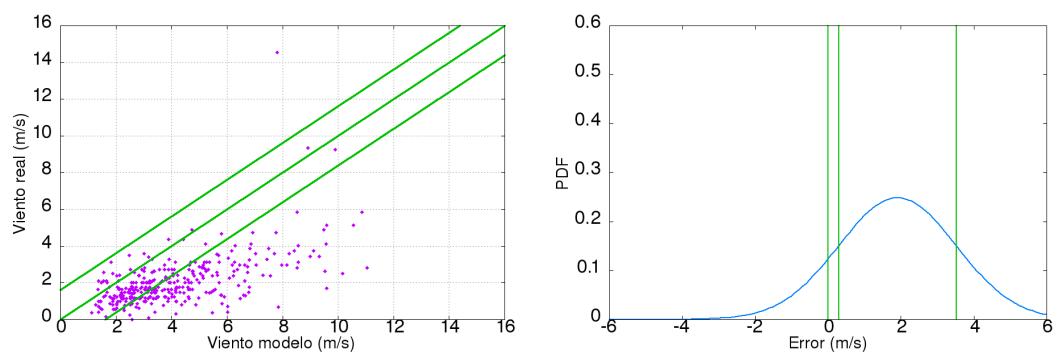


Figura C.112: Velocidad de viento y campana de 381960 (Achisaj, Kazajistán)

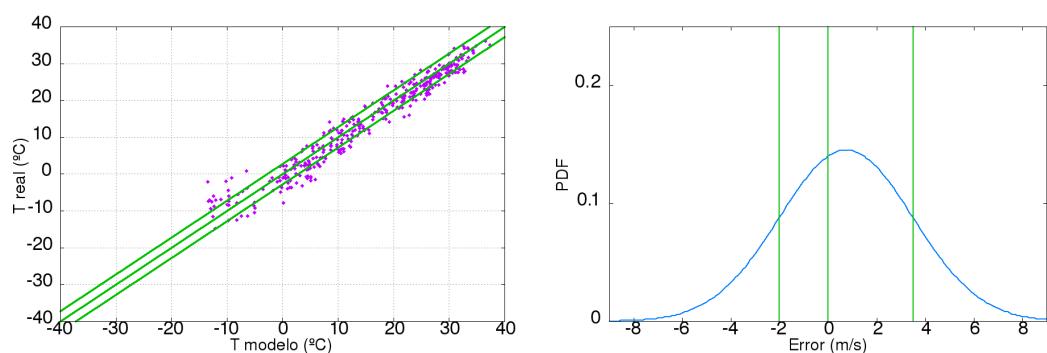


Figura C.113: Temperatura y campana de 381980 (Turkestán, Kazajistán)

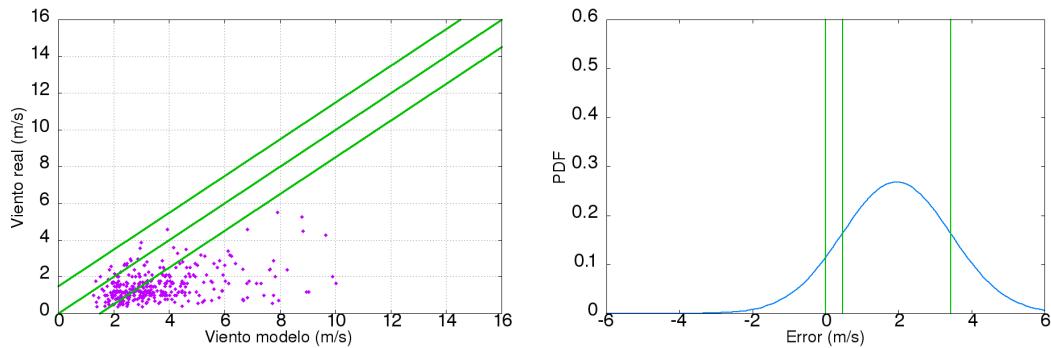


Figura C.114: Velocidad de viento y campana de 381980 (Turkestan, Kazajistán)

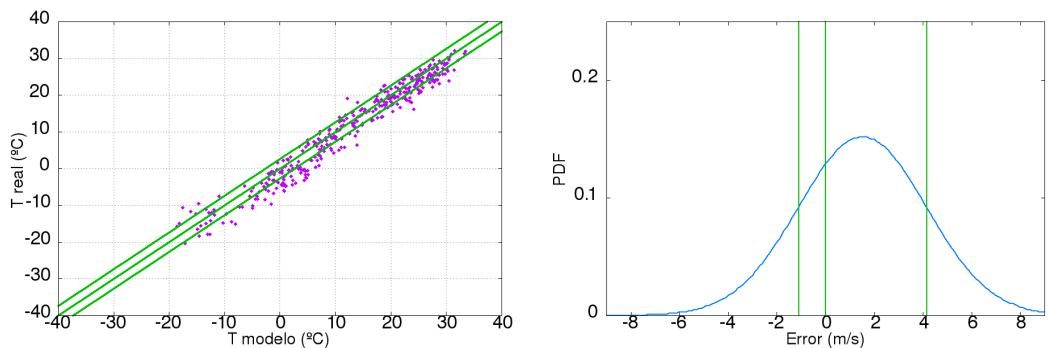


Figura C.115: Temperatura y campana de 382220 (Tole Bi, Kazajistán)

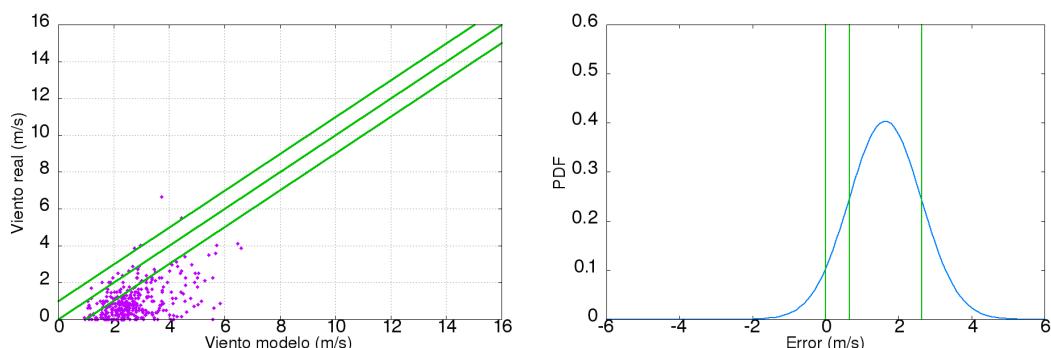


Figura C.116: Velocidad de viento y campana de 382220 (Tole Bi, Kazajistán)

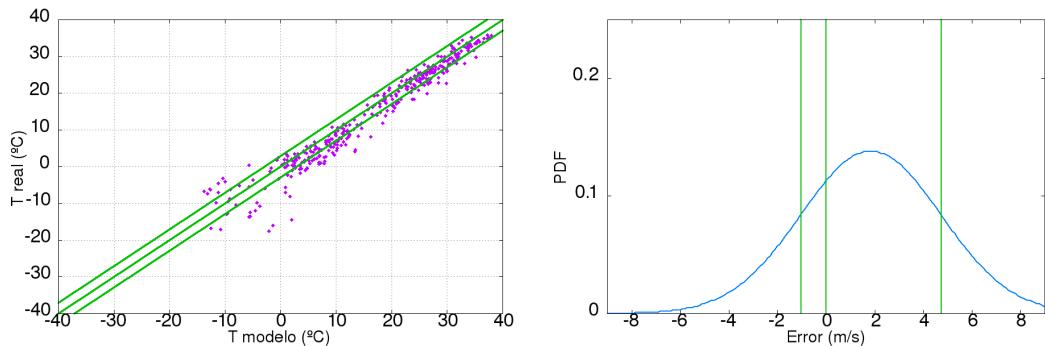


Figura C.117: Temperatura y campana de 382320 (Akkuduk, Kazajistán)

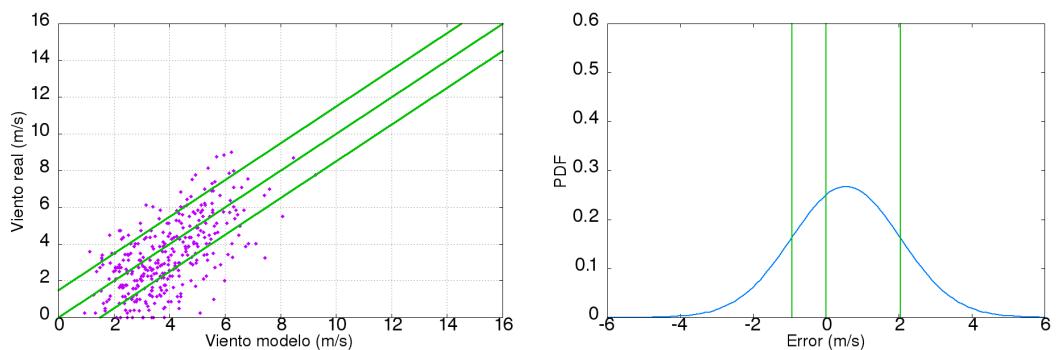


Figura C.118: Velocidad de viento y campana de 382320 (Akkuduk, Kazajistán)

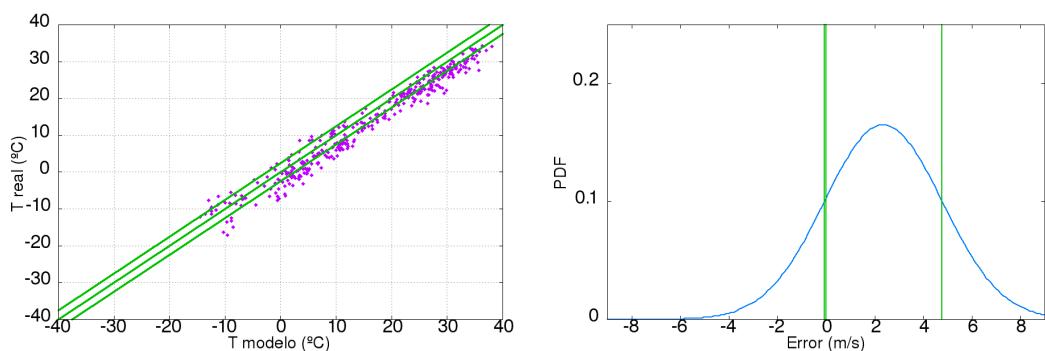


Figura C.119: Temperatura y campana de 382620 (Chimbaj, Uzbekistán)

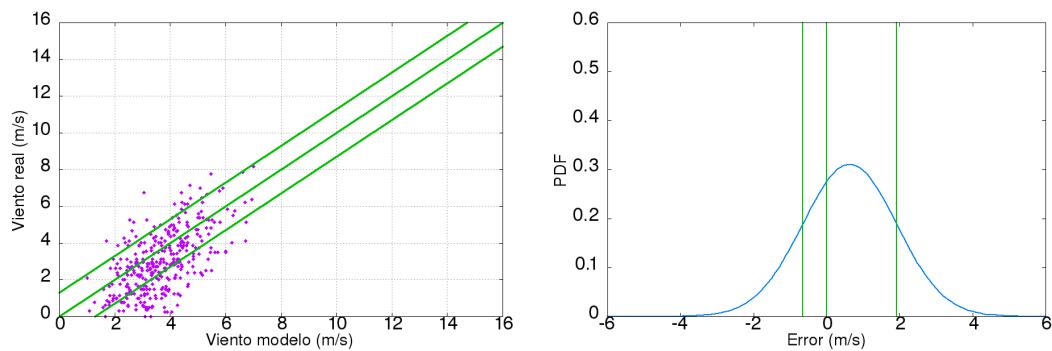


Figura C.120: Velocidad de viento y campana de 382620 (Chimbaj, Uzbekistán)

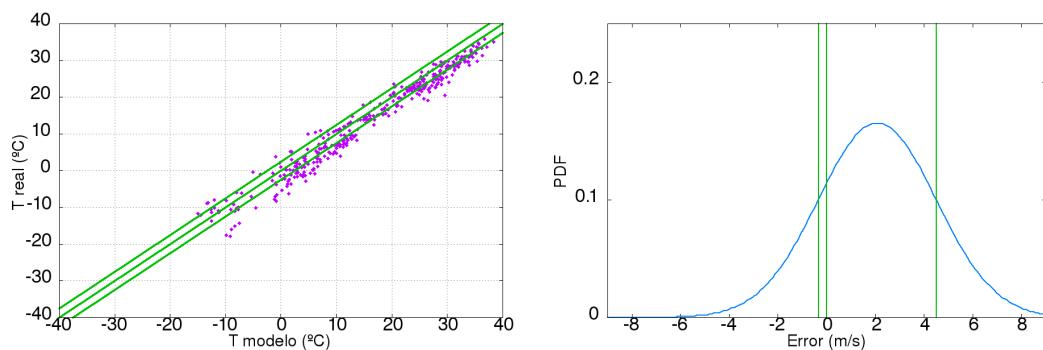


Figura C.121: Temperatura y campana de 382640 (Nukus, Uzbekistán)

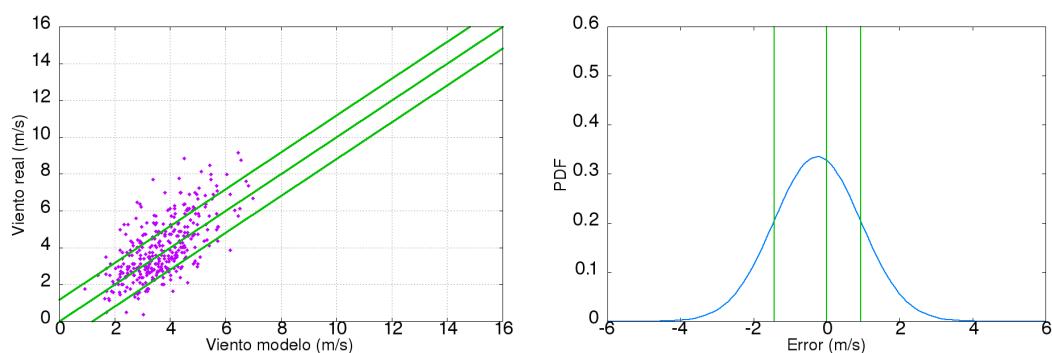


Figura C.122: Velocidad de viento y campana de 382640 (Nukus, Uzbekistán)

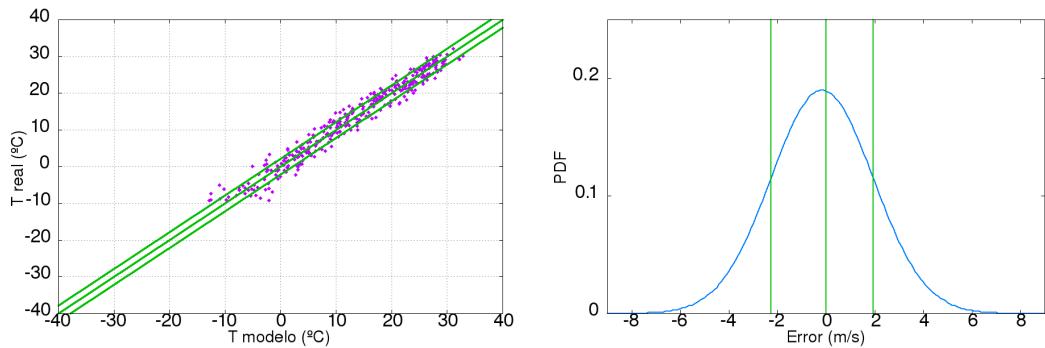


Figura C.123: Temperatura y campana de 383280 (Shymkent, Kazajistán)

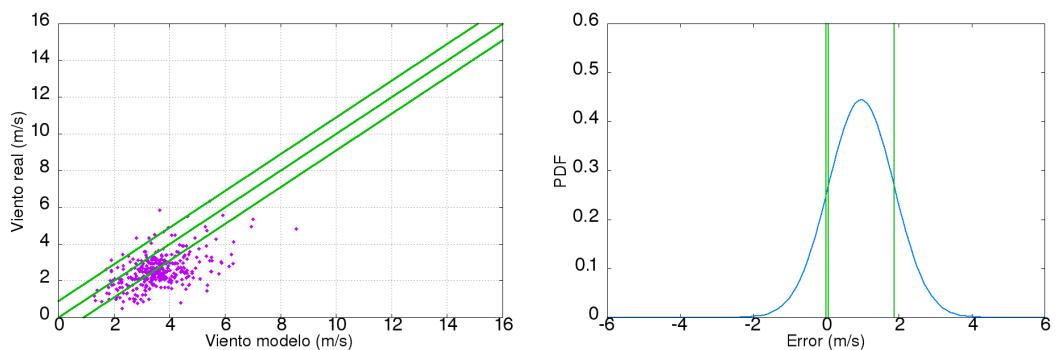


Figura C.124: Velocidad de viento y campana de 383280 (Shymkent, Kazajistán)

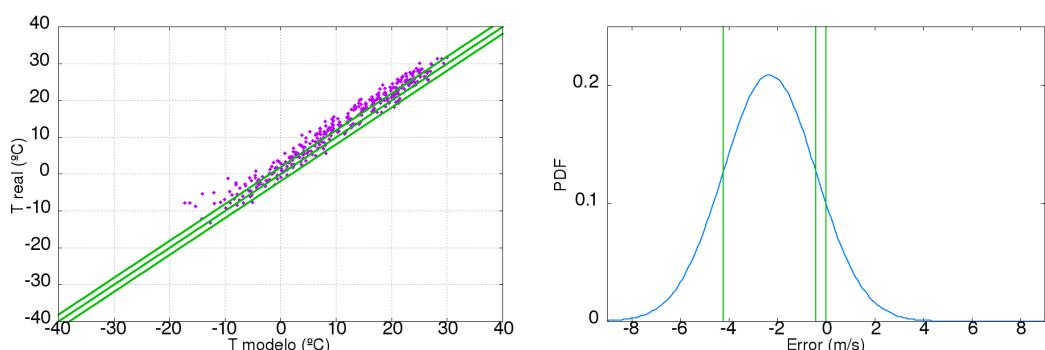


Figura C.125: Temperatura y campana de 383340 (Aul Turara Ryskulov, Kazajistán)

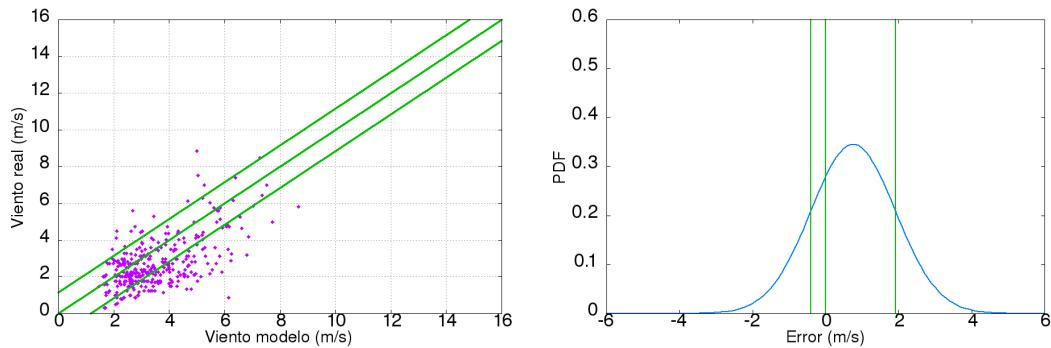


Figura C.126: Velocidad de viento y campana de 383340 (Aul Turara Ryskulov, Kazajistán)

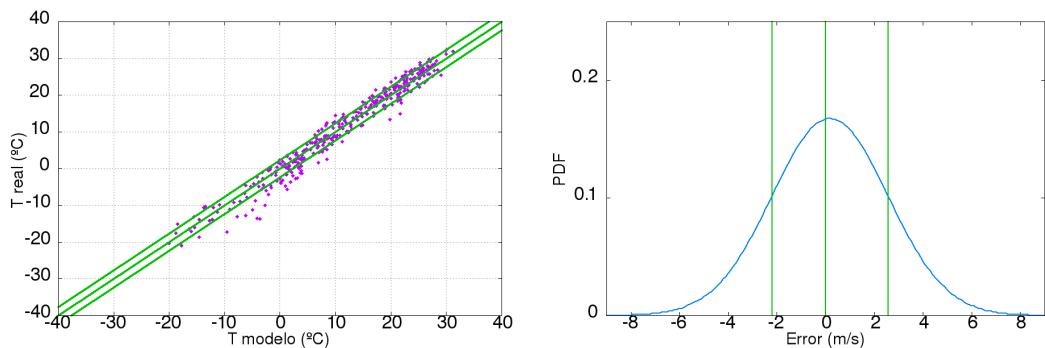


Figura C.127: Temperatura y campana de 383410 (Taraz, Kazajistán)

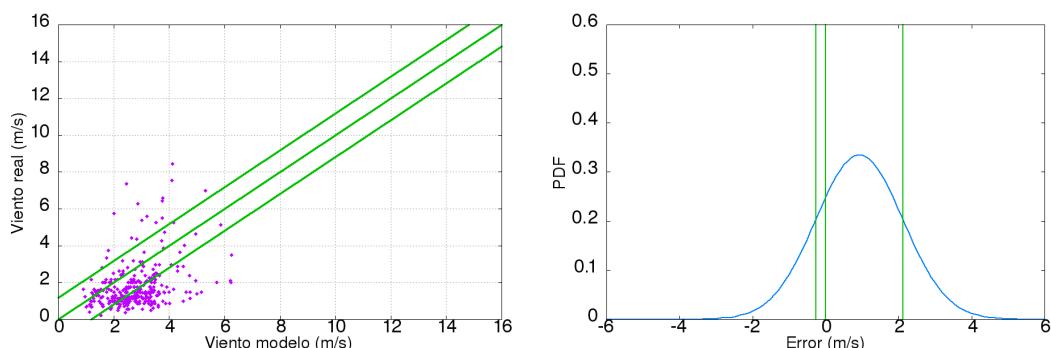


Figura C.128: Velocidad de viento y campana de 383410 (Taraz, Kazajistán)

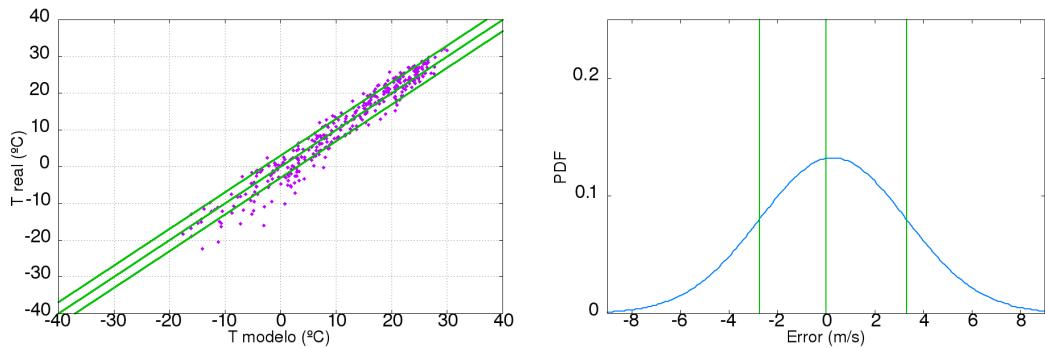


Figura C.129: Temperatura y campana de 383430 (Koolan, Kazajistán)

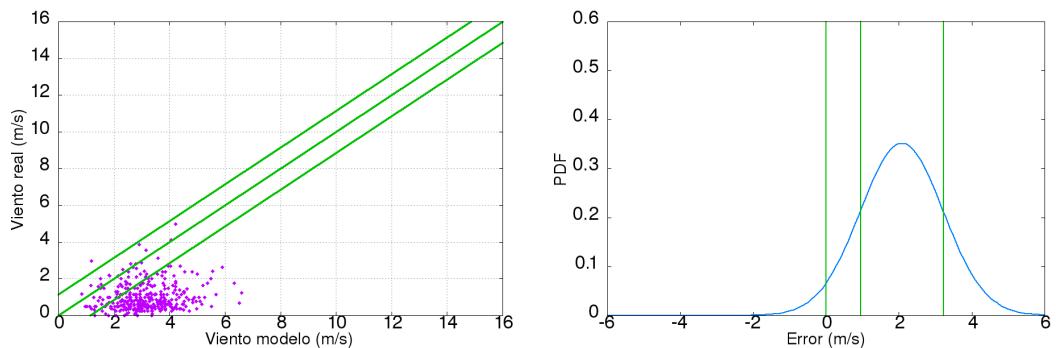


Figura C.130: Velocidad de viento y campana de 383430 (Koolan, Kazajistán)

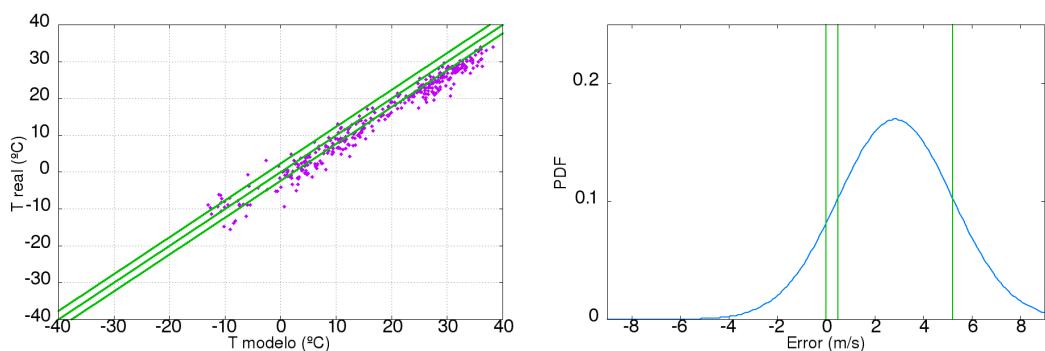


Figura C.131: Temperatura y campana de 383960 (Urgench, Uzbekistán)

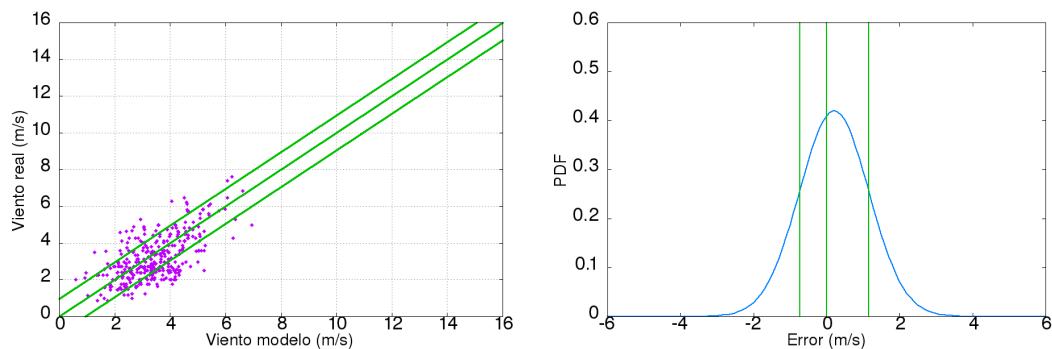


Figura C.132: Velocidad de viento y campana de 383960 (Urgench, Uzbekistán)

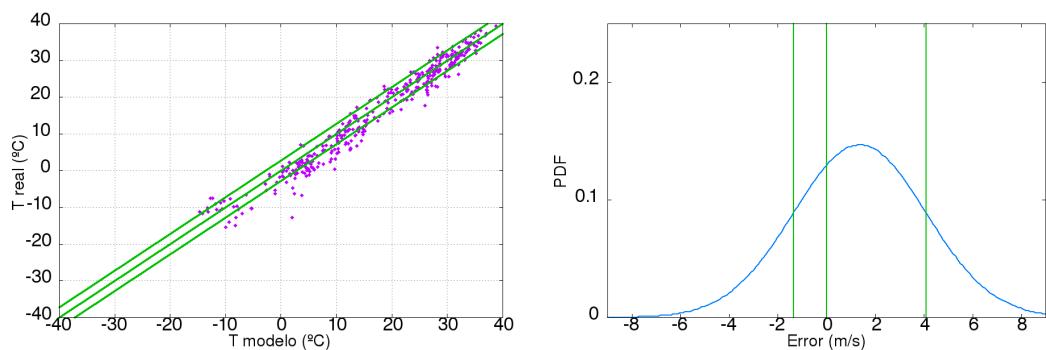


Figura C.133: Temperatura y campana de 384030 (Buzaubaj, Uzbekistán)

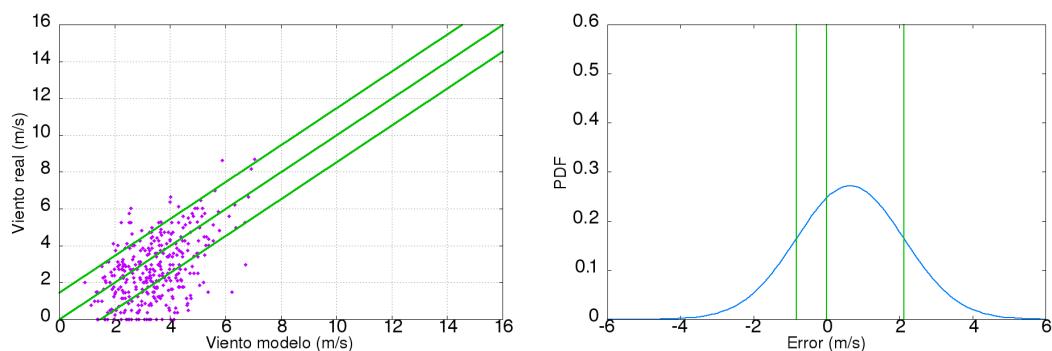


Figura C.134: Velocidad de viento y campana de 384030 (Buzaubaj, Uzbekistán)

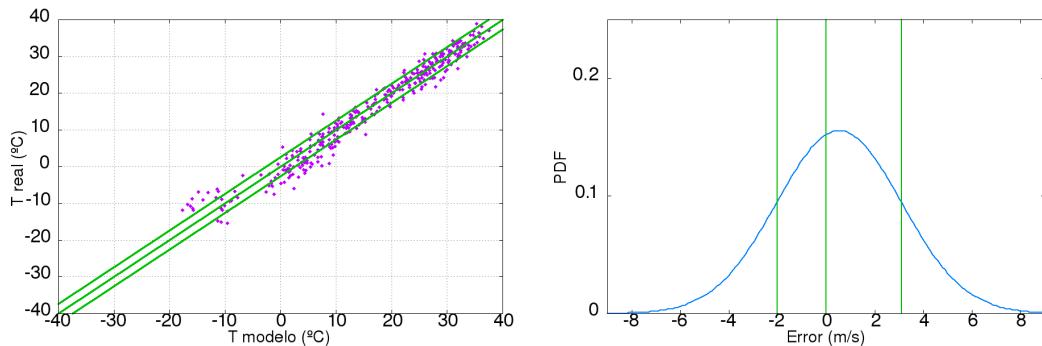


Figura C.135: Temperatura y campana de 384130 (Tamdy, Uzbekistán)

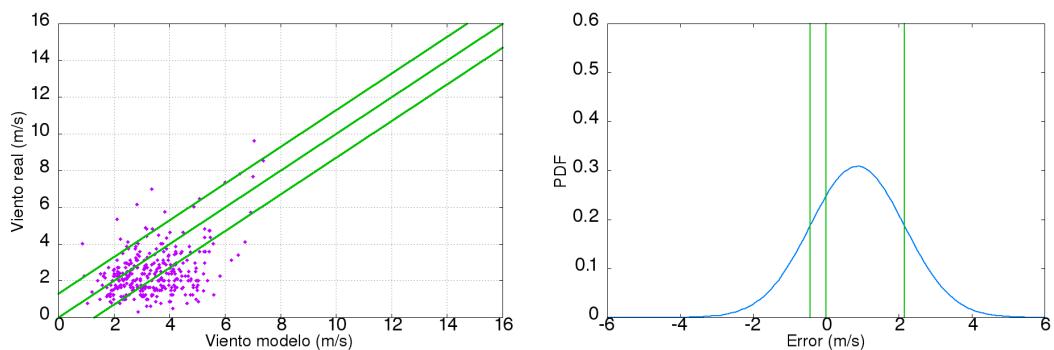


Figura C.136: Velocidad de viento y campana de 384130 (Tamdy, Uzbekistán)

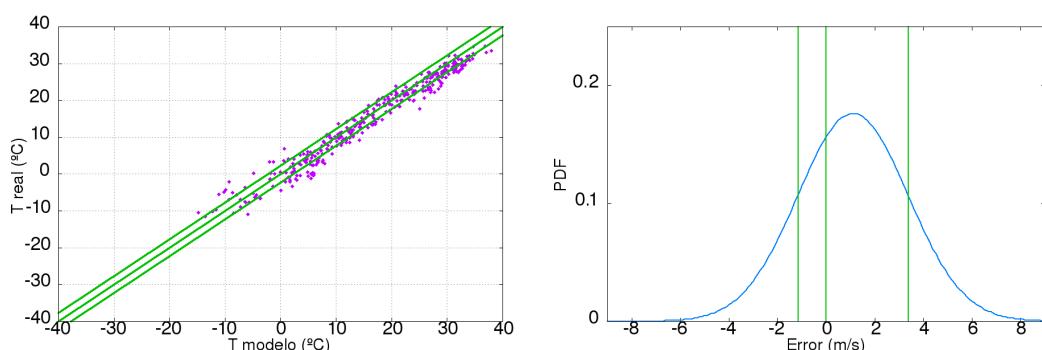


Figura C.137: Temperatura y campana de 384390 (Cardara, Kazajistán)

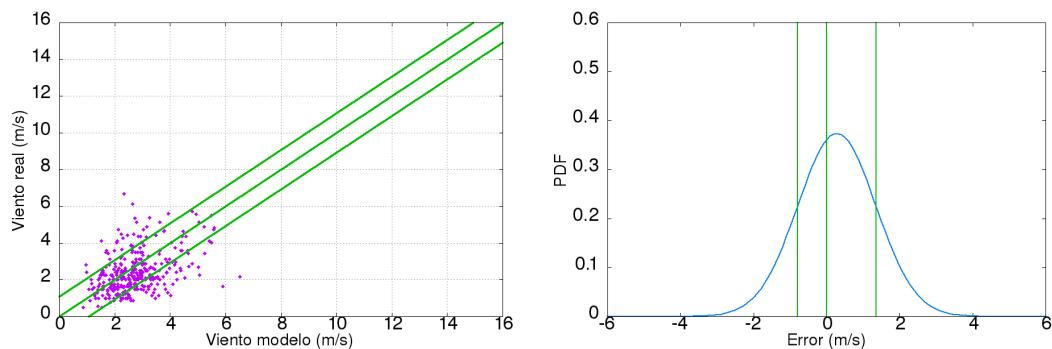


Figura C.138: Velocidad de viento y campana de 384390 (Cardara, Kazajistán)

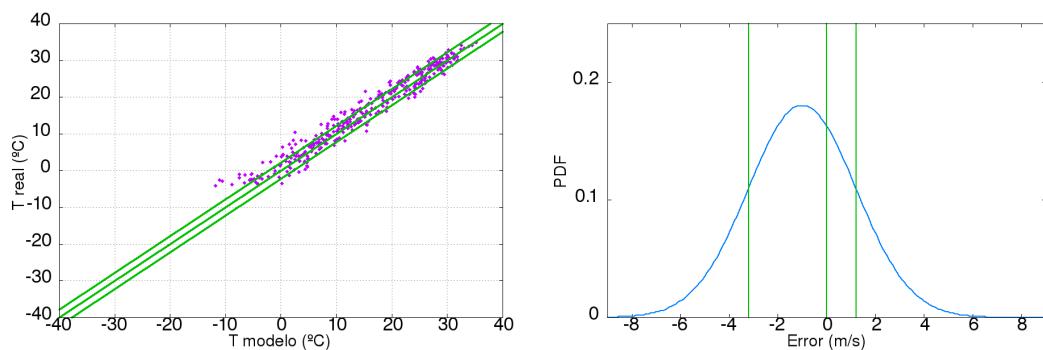


Figura C.139: Temperatura y campana de 384570 (Tashkent, Uzbekistán)

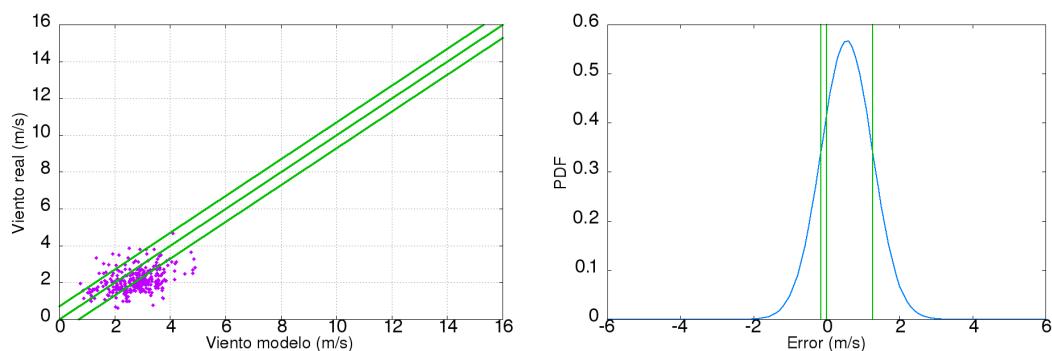


Figura C.140: Temperatura y campana de 384570 (Tashkent, Uzbekistán)

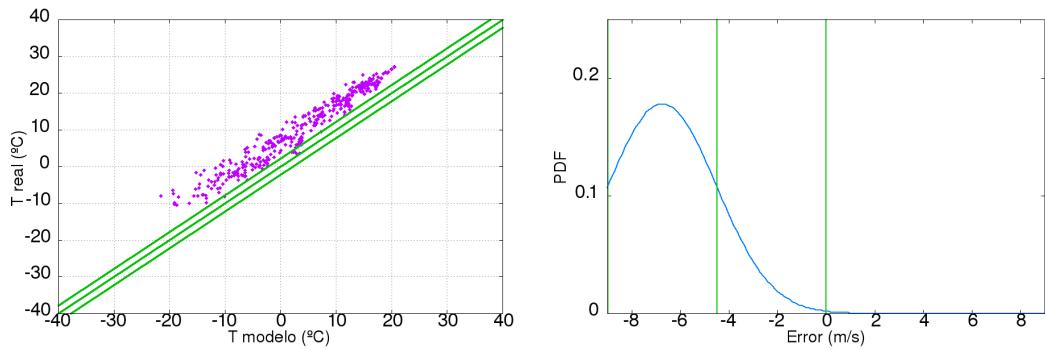


Figura C.141: Temperatura y campana de 384620 (Pskem, Uzbekistán)

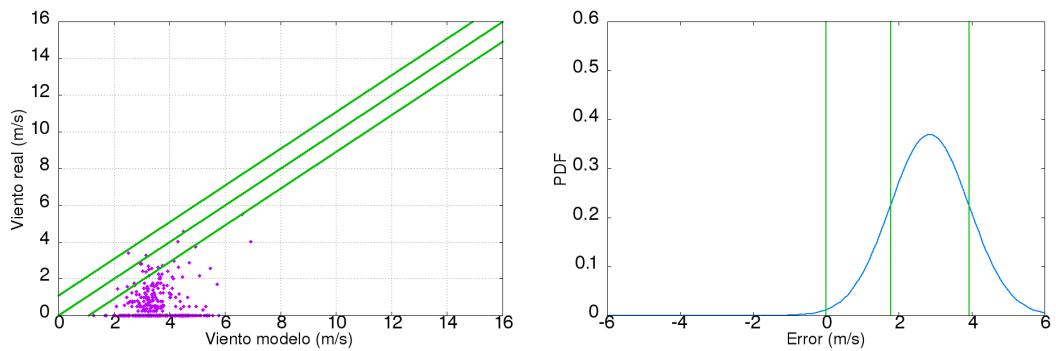


Figura C.142: Velocidad de viento y campana de 384620 (Pskem, Uzbekistán)

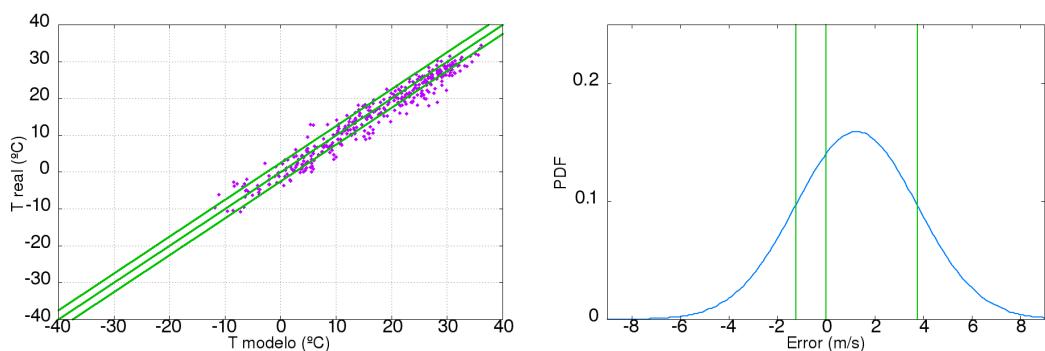


Figura C.143: Temperatura y campana de 385650 (Nurata, Uzbekistán)

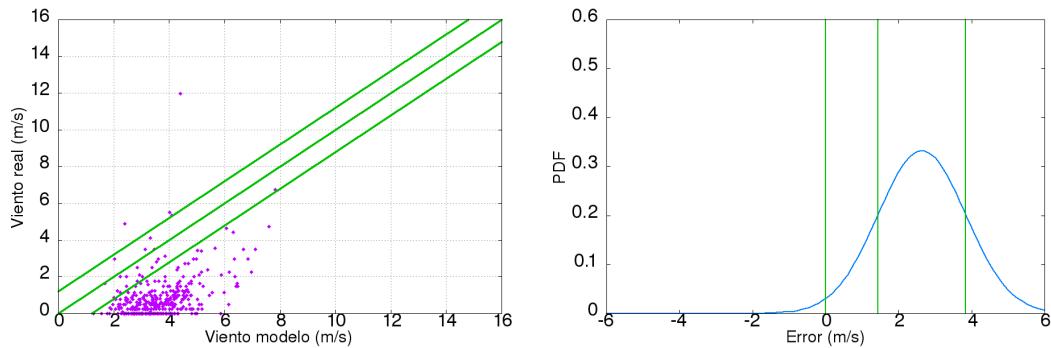


Figura C.144: Velocidad de viento y campana de 385650 (Nurata, Uzbekistán)

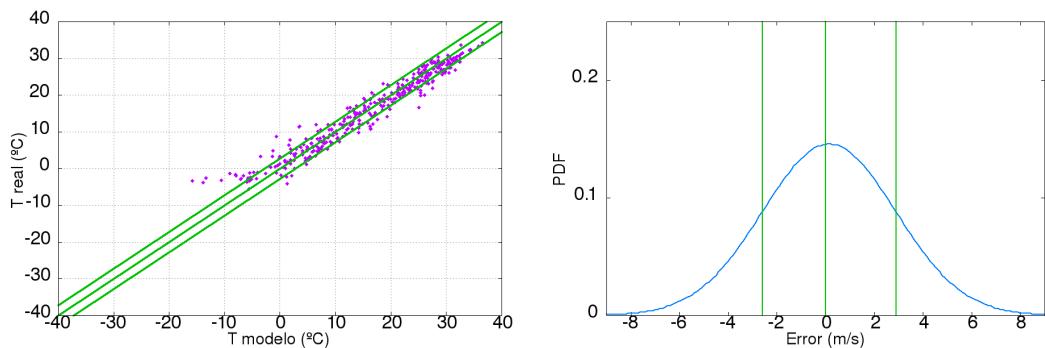


Figura C.145: Temperatura y campana de 385790 (Dzizak, Uzbekistán)

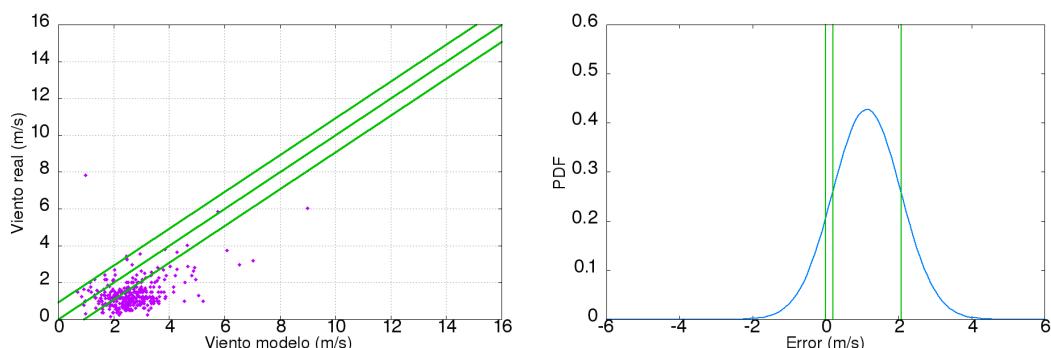


Figura C.146: Velocidad de viento y campana de 385790 (Dzizak, Uzbekistán)

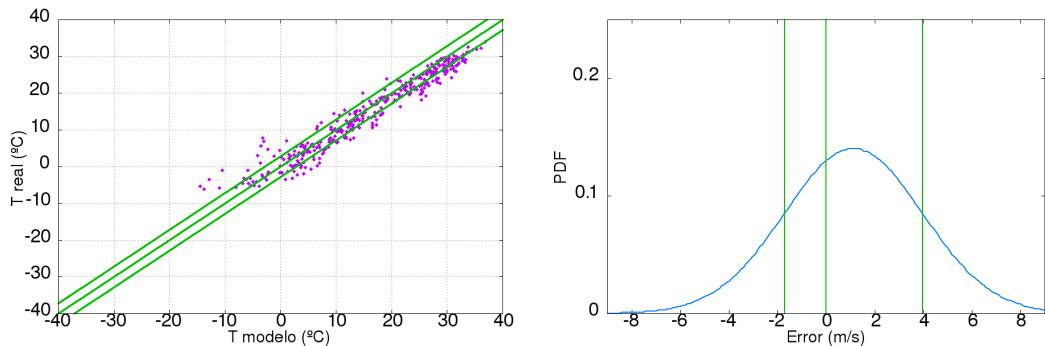


Figura C.147: Temperatura y campana de 385830 (Syr Darja, Uzbekistán)

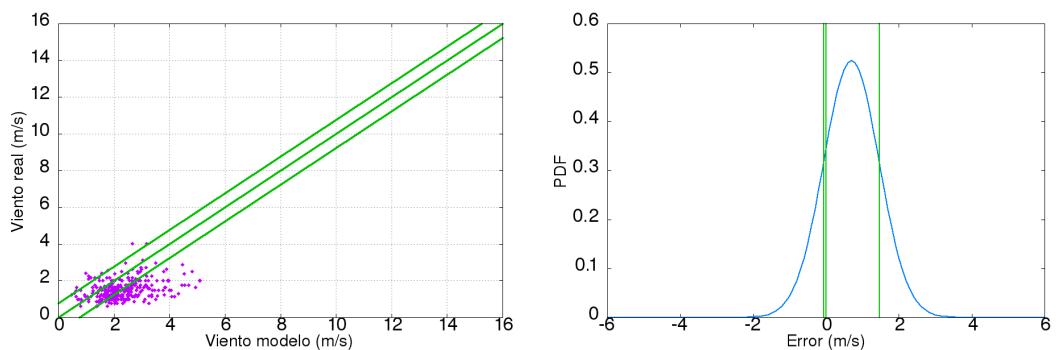


Figura C.148: Velocidad de viento y campana de 385830 (Syr Darja, Uzbekistán)

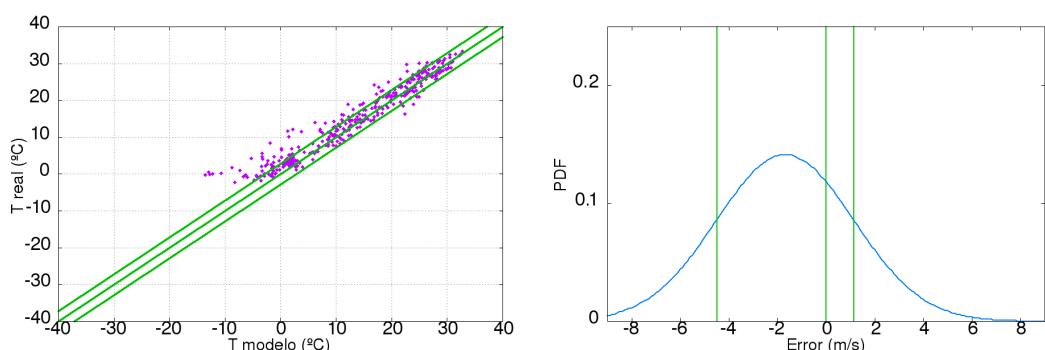


Figura C.149: Temperatura y campana de 386110 (Namangan, Uzbekistán)

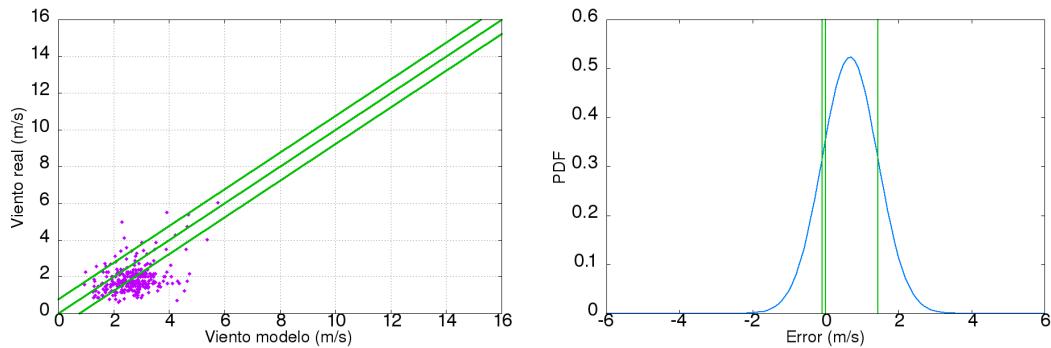


Figura C.150: Velocidad de viento y campana de 386110 (Namangan, Uzbekistán)

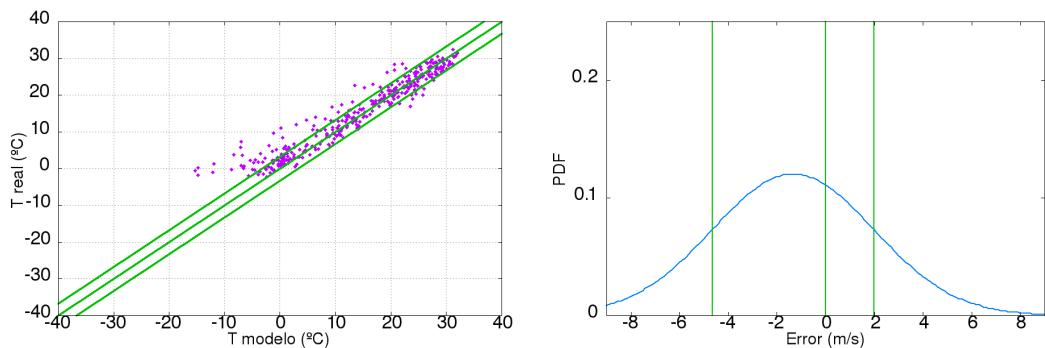


Figura C.151: Temperatura y campana de 386180 (Fergana, Uzbekistán)

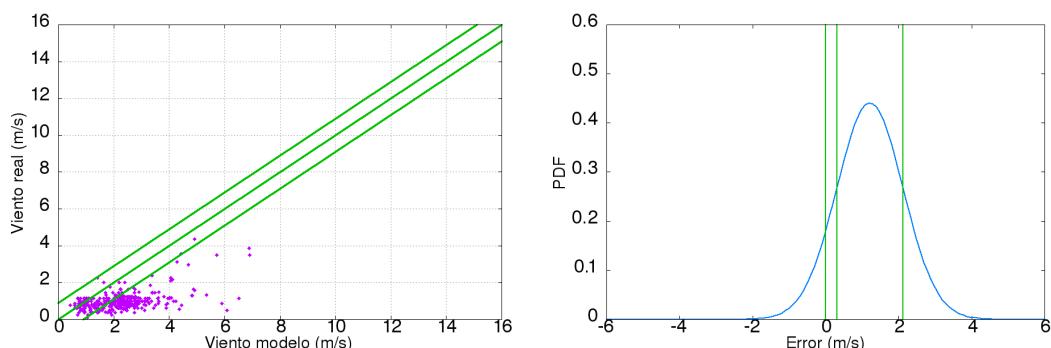


Figura C.152: Velocidad de viento y campana de 386180 (Fergana, Uzbekistán)

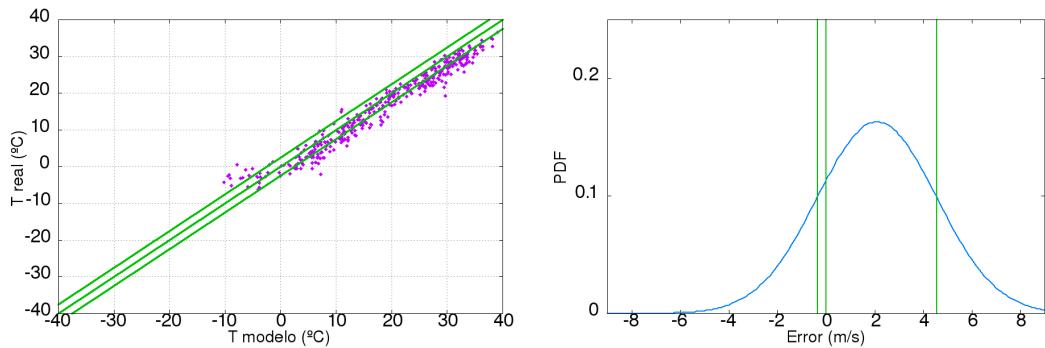


Figura C.153: Temperatura y campana de 386830 (Buhara, Uzbekistán)

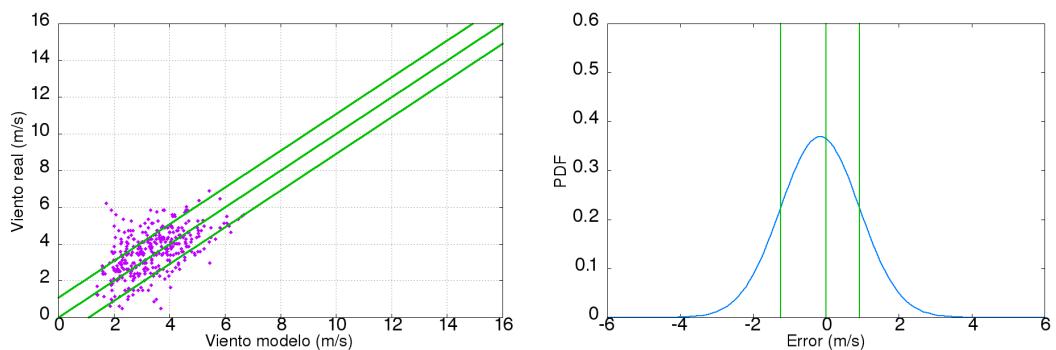


Figura C.154: Velocidad de viento y campana de 386830 (Buhara, Uzbekistán)

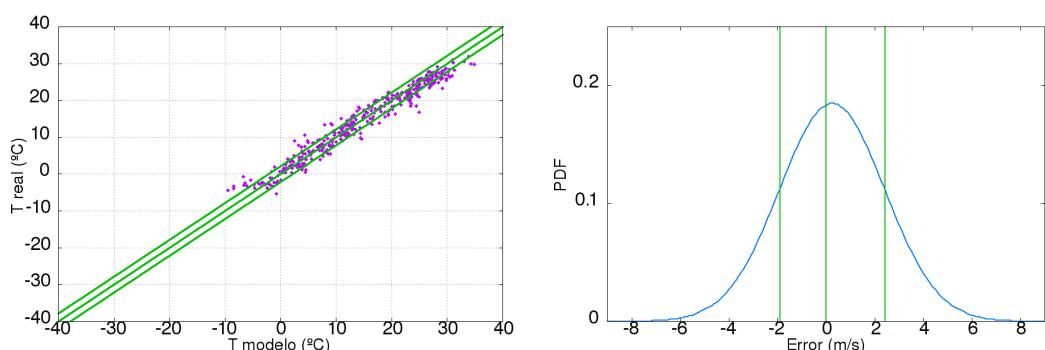


Figura C.155: Temperatura y campana de 386960 (Samarkand, Uzbekistán)

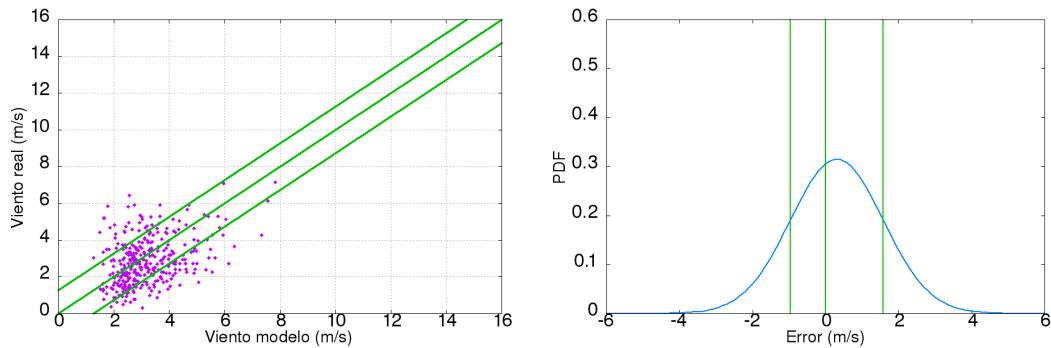


Figura C.156: Velocidad de viento y campana de 386960 (Samarkand, Uzbekistán)

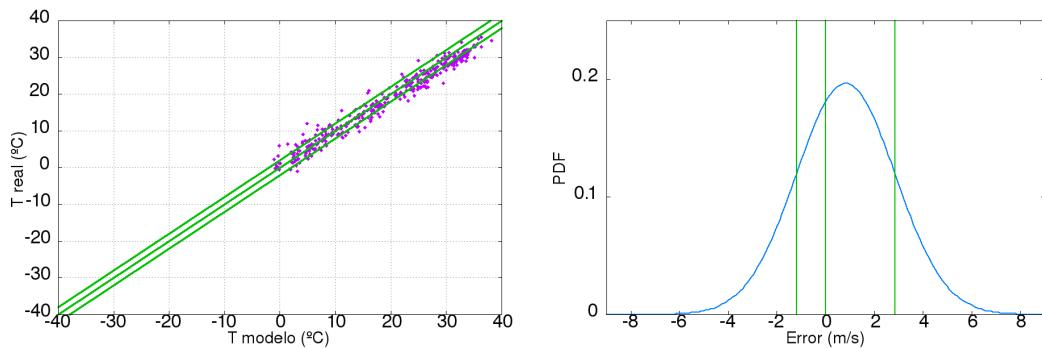


Figura C.157: Temperatura y campana de 389270 (Termez, Uzbekistán)

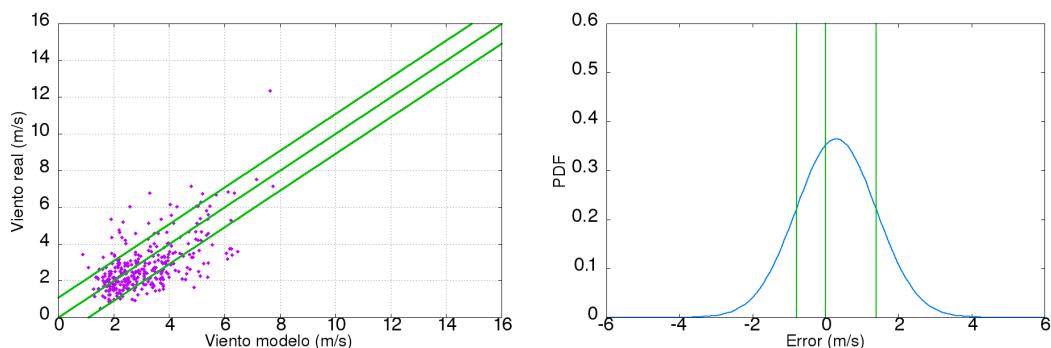


Figura C.158: Velocidad de viento y campana de 389270 (Termez, Uzbekistán)