



Universidad de Murcia

Facultad de Biología

Licenciado en Ciencias Ambientales

Proyecto fin de carrera

Modelización del potencial eólico en la Región de Murcia

Lidia López Martínez

Febrero de 2010

Directores: Juan Pedro Montávez Gómez
Juan José Gómez Navarro
Departamento de Física
Universidad de Murcia

Agradecimientos

He de expresar mi agradecimiento a todas las personas que forman parte del Grupo de Modelización Atmosférica Regional del Departamento de Física de la Universidad de Murcia por su colaboración durante el desarrollo de este trabajo, así como por proporcionarme información y datos que han sido imprescindibles para realizar este proyecto. Debo señalar que sin la ayuda del Software libre gran parte de este trabajo no habría sido posible.

En especial agradezco profundamente el gran esfuerzo, dedicación y colaboración directa de Juan José Gómez Navarro que me ha enseñado todo, y más aún, de lo que esperaba y me ha proporcionado el apoyo técnico que ha hecho posible la realización de este trabajo. Igualmente me gustaría reconocer la capacidad organizativa y el asesoramiento teórico de D. Juan Pedro Montávez Gómez, cuya tarea ha sido fundamental durante todo la trayectoria.

En en plano personal, me gustaría agradecer a mi familia y especialmente a mis padres su apoyo en mi desarrollo como universitaria y más aún como persona. A ellos les debo todo en mi vida. Y por último, no puedo olvidarme de Juan, al que le agradezco el simple hecho de aguantarme y el ser como es.

Índice general

1. Introducción	1
1.1. Necesidad de las energías renovables	1
1.2. Energía eólica	3
1.2.1. El viento	3
1.2.2. Principios de la energía eólica	6
1.2.3. Ventajas e inconvenientes de la energía eólica	7
1.3. Caracterización de la región de estudio	8
1.4. Objetivos del trabajo	9
1.5. Estructura del trabajo	9
2. Metodología	11
2.1. Descripción de los datos	11
2.1.1. Descripción del modelo MM5	11
2.1.2. Descripción de las bases observacionales	14
2.2. Descripción de los métodos de cálculo	16
2.2.1. Corrección del viento	16
2.2.2. Distribución de Weibull	16
2.2.3. Distribución Normal	17
2.2.4. Energía generada	18
3. Resultados	21
3.1. Validación del modelo	21
3.2. Series horarias frente a series mensuales	33
3.3. Caracterización de las series mensuales	35
3.3.1. Valores medios y ciclo anual	35
3.3.2. Desviación estándar	40
3.4. Caracterización de las series horarias	44
3.5. Distribución de la energía eólica	51
4. Conclusiones	59
A. Tipos de energias renovables	65

B. Caracterización climática y física de la Región de Murcia	67
B.1. Marco climático	67
B.2. Caracterización de medio físico	70
C. Estado actual de las energías renovables en Murcia	73
C.1. Energía eólica en la Región de Murcia	76
C.2. Comparación con el resto de Comunidades Autónomas	77

Capítulo 1

Introducción

Los recursos naturales que nos brinda el planeta como el sol, el agua o el aire, siempre han sido aprovechados para el desarrollo de las necesidades básicas del ser humano. Gracias al desarrollo tecnológico e industrial, las sociedades han logrado un alto grado de bienestar mediante el uso energías cada vez más evolucionadas.

Carbón, petróleo y gas natural son las tres fuentes principales de energía fósil utilizadas hasta el momento, debido principalmente a su alto poder energético y su bajo precio, que aparecieron inicialmente como fuentes inagotables que favorecían el rápido crecimiento [1] llevado a cabo por las sociedades industriales de aquellos tiempos. Junto a ellas, ya en los años 60 entra en juego una nueva forma de energía: la radiactividad y la energía nuclear. Los cimientos del mundo energético actual se basan en estas fuentes energéticas [2].

1.1. Necesidad de las energías renovables

En 1973 se produce la primera gran crisis de petróleo mundial [3]. Hasta ese momento, el uso indiscriminado de combustibles fósiles hizo que el consumo energético creciera hasta tales niveles que los países industrializados empezaron a plantearse la sostenibilidad de su modelo energético. Además la crítica a las centrales nucleares era cada vez mayor y el problema ambiental de la energía cobró bastante importancia. Se produjo entonces un cambio de mentalidad en las sociedades occidentales hacia la obtención de nuevas formas energéticas [2], y entre ellas las energías renovables. Así se llega hasta nuestros días, en los que el hecho de que la energía es imprescindible es algo que nadie puede poner en duda. No obstante, somos poco conscientes del incalculable valor que tienen los recursos que transformados en calor o electricidad, hacen más fácil nuestro día a día y permiten el progreso industrial. Por ello se hace necesario en el modelo energético actual un cambio hacia la introducción progresiva de otras fuentes de energéticas de mayor sostenibilidad como son las energías renovables.

Las causas en las cuales se apoya la necesidad de implantar las energías renovables en mayor medida dentro de modelo energético actual son:

- El consumo de energía es responsable del 80 % de las emisiones de gases de efecto invernadero, las cuales provocan el conocido efecto invernadero

y otros efectos como son la lluvia ácida, reducción de la capa de ozono, eutrofización y el calentamiento global. Según el informe «World Energy Outlook» de la Agencia Internacional de la Energía, donde se revisan las perspectivas energéticas hasta el año 2030, las emisiones de CO₂ de origen energético aumentarán en un 45 % [6]. Ante este panorama, las renovables suponen una fuente de energía limpia e inagotable de origen natural cuyo impacto se puede considerar nulo, por lo que su mayor integración a escala mundial implica una notable reducción del impacto ambiental de origen energético.

- Alcance de objetivos reglamentarios. En 2005 se rompió la tendencia continuada desde 1980 de crecimiento de la intensidad energética en España. Esto es debido en gran parte al desarrollo y aplicación de medidas reglamentarias por parte de los gobiernos para el desarrollo de un modelo energético más sostenible. A nivel nacional, algunas de las actuaciones más importantes han sido:
 - El Plan de Fomento de las Energías Renovables en España (PER) 2005-2010 que contiene la política española referente a estas energías. Este plan establece el compromiso de alcanzar el mínimo del 12 % de aportación de las energías renovables a la demanda energética de España en el horizonte del año 2010.
 - La Estrategia Española de Eficiencia Energética (E4), que se apoya fundamentalmente en la intensificación de las energías renovables.
 - La Estrategia Española de Cambio Climático y energía limpia 2007-2012-2020, en la que entre otras medidas, se establece el uso de energías alternativas para su cumplimiento.
- Las energías renovables aminoran el riesgo de un abastecimiento poco diversificado. En la actualidad un tercio de la población mundial no tiene acceso a la energía y la electricidad, más bien por razones políticas y económicas que por razones tecnológicas reales.
- Las energías renovables se presentan como una alternativa segura ante las expectativas de crecimiento del consumo energético de la población mundial, que se estima del orden del 2 % anual [3].
- Su carácter autóctono contribuye a disminuir la dependencia de nuestro país de los suministros externos, que en la actualidad supone el 85 % de la energía consumida [34].
- Favorecen el desarrollo tecnológico y la creación de empleo. Las previsiones de empleo directo en 2020 supondrán como mínimo 228.000 puestos de trabajo en el sector [37].
- Con su introducción a mayor escala se puede conseguir una internalización más eficiente de los costes ambientales asociados a los precios de la energía.

Según datos del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) en su Boletín Mensual de Coyuntura Energética, las energías renovables contribuyeron, durante el periodo de enero a agosto de 2009, con un 8,7 % del suministro energético total, tal y como se muestra en la Figura 1.1.

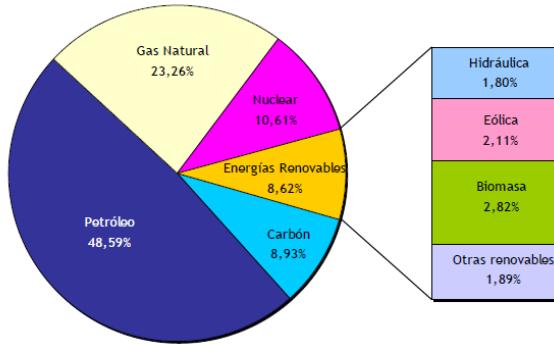


Figura 1.1: Suministro de energía primaria por fuentes energéticas de enero a agosto de 2009. Fuente: [39].

En generación eléctrica, para ese mismo periodo, se obtuvo una producción neta en energías renovables de 43.393 GWh, el 22% de la demanda eléctrica neta (bombeo e instalaciones inferiores a 1 MW excluidos), de los que 39.524 GWh fueron energía hidráulica y eólica, frente a los 34.259 GWh de electricidad de origen nuclear [5].

Como se puede apreciar, los combustibles fósiles siguen dominando el panorama energético actual con alrededor del 80% de la energía primaria, a pesar de que las fuentes de energía renovables son muy abundantes y su disponibilidad es grande. Por otro lado, algunas fuentes renovables son económicamente competitivas con las energías convencionales en estos momentos, y la gran mayoría lo serán a corto o medio plazo. En este sentido podemos señalar que las instalaciones eólicas, las centrales minihidráulicas (menos de 10 MW de potencia nominal) y las instalaciones de solar térmica de baja temperatura han alcanzado prácticamente el umbral de rentabilidad. Sin embargo otras como la solar fotovoltaica o la solar de alta temperatura necesitan un fuerte apoyo que permita su desarrollo tecnológico.

Para un mayor conocimiento de los tipos de energías renovables existentes véase el Apéndice A.

1.2. Energía eólica

La energía eólica es la energía contenida en el movimiento del aire. Como toda masa de aire que se desplaza, el viento posee energía cinética que podemos aprovechar si la transformamos en otro tipo de energía, sea mecánica en barcos de vela y molinos de viento, o sea electricidad en aerogeneradores eléctricos [2].

1.2.1. El viento

Para describir el viento debemos empezar conociendo las fuerzas que actúan sobre él. Si nos fijamos tan solo en los movimientos horizontales del viento, vemos que éstos están asociados principalmente a la existencia de gradientes de presión en la atmósfera, aunque también actúan otras fuerzas como la de advección y la de rozamiento. No obstante, la Tierra es un sistema no inercial,

debido a su giro, por lo que hay que incluir las fuerzas aparentes como son la de Coriolis y la fuerza centrífuga.

El resultado de la acción de estas fuerzas son los movimientos del viento, que se pueden estudiar a escala global o local.

Circulación General Atmosférica

La radiación solar que alcanza las zonas tropicales es mayor que en las zonas extratropicales y polares. Además, en las zonas tropicales la energía emitida (radiación de onda larga) es menor que la captada (radiación de onda corta), por lo que existirá una acumulación de calor en esa zona. En las zonas extratropicales se observa el fenómeno contrario. Hay pues, un calentamiento desigual entre las zonas tropicales y las polares. De esta manera, aunque el balance global es nulo, a nivel local este balance no se cumple.

Todo lo anterior implica que debe haber un transporte meridional de calor desde las zonas más calidas hasta las más frías. Ésta es la base de la circulación general: el resultado del gradiente meridional de temperatura que tiende a ser eliminado.

Es difícil establecer una teoría que explique esta circulación, pues se deben considerar las restricciones impuestas por la conservación de la masa, el momento angular, la inestabilidad atmosférica, y las asimetrías zonales del planeta. Una teoría que explica la circulación general atmosférica es el modelo en tres células, que describe cómo se realiza el transporte de energía meridional. Consiste en una célula de Hadley ascendente en el ecuador y descendente en latitudes cercanas a los 30° , otra célula de Hadley (célula polar) descendente en el polo y ascendente en latitudes cercanas a los 60° , y entre ellas una célula denominada célula de Ferrel, termodinámicamente indirecta (forzada por razones mecánicas) y situada entre las latitudes 30° y 60° . Este esquema es simétrico para el hemisferio sur y se muestra en la Figura 1.2. Este modelo simple da como resultado un cinturón de bajas presiones en las zonas ecuatoriales, un cinturón de altas presiones en torno a los 30° , una zona de bajas presiones (o frente polar¹) en torno a 60° y una zona de altas presiones en el polo. Así, tendríamos vientos del nordeste (Alisios) en las zonas tropicales, vientos del oeste-suroeste en latitudes medias y vientos del nordeste en las zonas polares, simplemente aplicando la desviación que produciría la fuerza de Coriolis y considerando la estructura de los transportes meridionales de energía. Nótese que en la zona ecatorial se tiene una zona de convergencia debido a los vientos Alisios que confluyen allí, denominada Zona de Confluencia Intertropical. Esta estructura se complica considerando que la zona de máxima insolación varía a lo largo del año, por lo que el comportamiento dinámico de estas células se va modificando [12].

Vientos locales y regionales

A altitudes de hasta 100 metros sobre la superficie terrestre, los vientos están muy influenciados por las características de dicha superficie. El viento es frenado por la rugosidad de la superficie de la tierra. Tratándose de energía eólica interesaría conocer estos vientos de superficie.

¹Nótese que la ascensión que se daría en esa zona sería mecánica, es una zona donde convergen aire cálido proveniente de latitudes medias y aire polar.

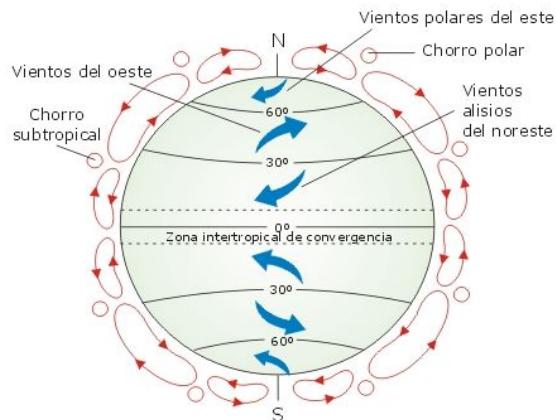


Figura 1.2: Esquema de circulación teórico del viento basado en tres células.

Aunque los vientos globales son importantes en la determinación de los vientos dominantes de un área determinada, las condiciones climáticas locales pueden influir en las direcciones de viento más comunes. Cuando los vientos a gran escala son suaves, los vientos locales pueden dominar los regímenes de viento. Los principales efectos locales a tener en cuenta en energía eólica se describen a continuación:

- Brisas marinas: durante el día la tierra se calienta más rápidamente que el mar por efecto del Sol (diferente capacidad calorífica). El aire sube, circula hacia el mar, y crea una depresión a nivel del suelo que atrae el aire frío del mar. Se crea así una circulación de aire que puede penetrar varios kilómetros tierra adentro. Estas brisas determinan en la costa la existencia de vientos racheros, con frecuentes cambios de dirección y que suavizan la temperatura. Durante la noche ocurre lo contrario. Normalmente durante la noche la brisa terrestre tiene velocidades inferiores, debido a que la diferencia de temperaturas entre la tierra y el mar es más pequeña. De este modo se genera una célula de circulación de aire entre el mar y la tierra diferente durante el día y la noche, tal y como se muestra en la Figura 1.3.

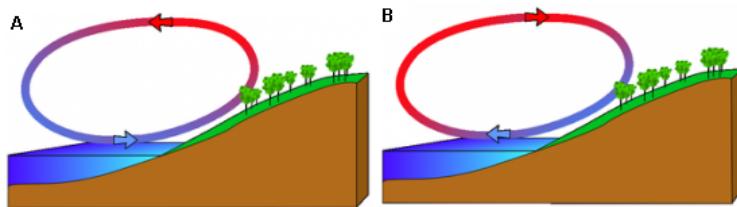


Figura 1.3: Brisas marinas. En la imagen A se observa la circulación de mar a tierra durante el día y en B el efecto contrario.

- Vientos de montaña: las regiones montañosas muestran modelos de clima muy diversos. Un ejemplo es el viento del valle que se origina en las laderas

que dan al sur (o en las que dan al norte en el hemisferio sur). Cuando las laderas y el aire próximo a ellas están calientes la densidad del aire disminuye, y el aire asciende hasta la cima siguiendo la superficie de la ladera (vientos anabáticos). Durante la noche la dirección del viento se invierte, convirtiéndose en un viento que fluye ladera abajo (vientos catabáticos). Si el fondo del valle está inclinado, el aire puede ascender y descender por el valle. Este efecto es conocido como viento de cañón. Los vientos que soplan en las laderas a sotavento pueden ser bastante potentes. Ejemplo de ello son: el Fohen de los Alpes en Europa, el Chinook en las Montañas Rocosas y el Zonda en los Andes. Ejemplos de otros sistemas de viento locales son el Mistral, soplando a lo largo del valle del Ródano hasta el Mar Mediterráneo, y el Sirocco, un viento del sur proveniente del Sahara que sopla hacia el Mar Mediterráneo.

- Variaciones diurnas (noche y día) del viento: en la mayoría de las localizaciones del planeta el viento sopla más fuerte durante el día que durante la noche. Esta variación se debe sobretodo a las diferencias de temperatura, que son mayores durante el día que durante la noche. El viento presenta también más turbulencias y tiende a cambiar de dirección más rápidamente durante el día que durante la noche. Desde el punto de vista de la generación energética, el hecho de que la mayor parte de la energía eólica se produzca durante el día es una ventaja, ya que el consumo de energía entonces es mayor que durante la noche.
- Efecto túnel: si tomamos un camino entre dos edificios altos o un paso estrecho entre montañas, observaremos que el aire al pasar a su través se comprime en la parte de los edificios o de la montaña que está expuesta al viento, y su velocidad crece considerablemente entre los obstáculos del viento. Situar un aerogenerador en un túnel de este tipo es una forma inteligente de obtener velocidades del viento superiores a las de las áreas colindantes. Para obtener un buen efecto túnel, debe estar suavemente enclavado en el paisaje. En el caso de que las colinas sean muy accidentadas, puede haber muchas turbulencias en esa área, que pueden causar roturas y desgastes en el aerogenerador (Figura 1.4 A).
- Efecto de la colina: una forma corriente de emplazar aerogeneradores es situándolos en colinas o estribaciones dominando el paisaje circundante. En las colinas siempre se aprecian velocidades de viento superiores a las de las áreas circundantes. Tal y como se puede observar en la Figura 1.4 B, el flujo de viento empieza a inclinarse algún tiempo antes de alcanzar la colina. Además el viento se hace muy irregular una vez pasa a través del rotor del aerogenerador. Al igual que ocurría anteriormente, si la colina es escarpada o tiene una superficie accidentada, puede haber una significativa cantidad de turbulencias, que puede anular la ventaja que supone tener unas velocidades de viento mayores [11].

1.2.2. Principios de la energía eólica

Se estima que la energía contenida en el viento es aproximadamente el 2 % del total de la energía solar que alcanza la Tierra, pero, en la práctica, sólo podría ser utilizada una parte muy pequeña de esa cifra, que supone alrededor del 5 %, por

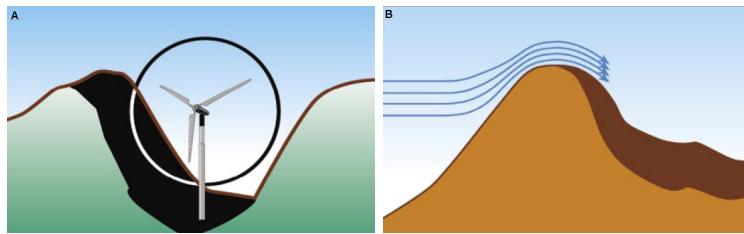


Figura 1.4: En la imagen A se observa el efecto túnel y en B el efecto colina.

su aleatoriedad y dispersión. Por ello es muy importante a la hora de estudiar como obtener el máximo rendimiento del viento el estudio de sus características intrínsecas como su velocidad, dirección, turbulencias y variaciones temporales y espaciales. Así, la selección de emplazamiento más adecuado para aprovechar el recurso eólico debe tener en cuenta todas esas características. Se considera una zona adecuada para instalar un parque eólico aquella donde la velocidad sea de por lo menos 5 m/s durante más de 3.500 horas al año [1], donde se tendrá que considerar que sean zonas con baja turbulencia y variabilidad y donde el espacio sea suficiente. Se consideran lugares favorables los pasos de montaña, zonas costeras, largos valles, crestas de montaña y llanuras elevadas.

Las aplicaciones de la energía eólica pueden agruparse en tres bloques: producción de energía eléctrica, transformación en trabajo (para el bombeo) y otras aplicaciones industriales. En todos los casos la selección del aerogenerador idóneo debe tener en cuenta el régimen de vientos disponible de la zona, pues va a determinar la máquina que más adecuadamente puede aprovechar los vientos incidentes [11].

Los tipos de Aerogeneradores existentes son muy diversos. Se distinguen principalmente dos tipos:

- Eje vertical: fueron los primeros en desarrollarse, y en general obtiene menores rendimientos. Ejemplos: Darrieus y Savonius.
- Eje horizontal: son los más utilizados porque alcanzan rendimientos muy altos. Se emplean en producción eléctrica.

Los aerogeneradores de eje horizontal están compuestos principalmente por tres elementos: rotor, góndola y torre (Figura 1.5 A). En la Figura 1.5 B se presenta un esquema más detallado de los elementos de una góndola.

El tamaño de las palas del aerogenerador varía según la potencia que vamos a extraer. Ésta es proporcional al tamaño de las palas.

1.2.3. Ventajas e inconvenientes de la energía eólica

Las principales ventajas derivadas de la energía eólica son:

- Se trata de una energía renovable, y como tal, supone un gran beneficio ambiental, ayuda a reducir la dependencia energética de un país, es inagotable y favorece el desarrollo tecnológico y la creación de empleo.
- La ocupación de terreno necesaria es reducida y compatible con otras actividades (agricultura, ganadería, etc.).

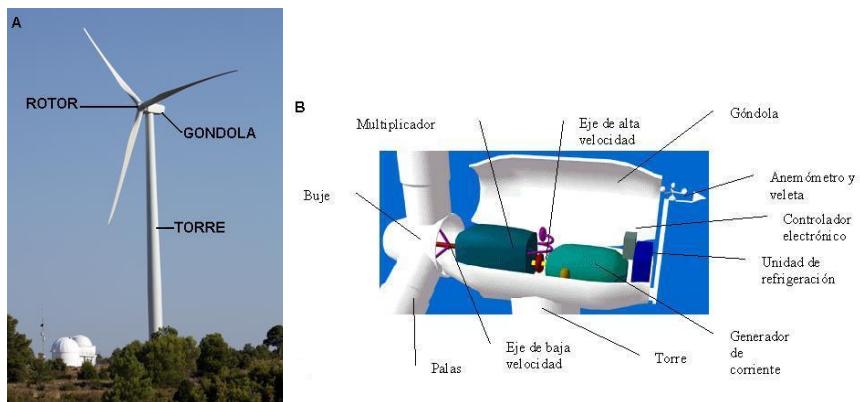


Figura 1.5: Esquema de las partes de un aerogenerador horizontal típico en A y esquema detallado de una gondola en B.

- No requiere ningún refrigerante (que normalmente es agua) para la generación de electricidad.
- No genera ningún tipo de residuo que requiera un tratamiento posterior, exceptuando el de los propios aerogeneradores.

Por otro lado, los inconvenientes más destacados son:

- Contaminación acústica. El ruido generado por los aerogeneradores puede ser un impacto importante tanto para la fauna como para las personas, pero la evolución tecnológica ha reducido mucho este problema.
- Los costes iniciales son bastante altos respecto a otros tipos de renovables, no obstante puede resultar más económica a largo plazo por sus bajos costes de operación y mantenimiento.
- Impacto visual. Aunque el término calidad del paisaje es relativo, parece claro que la existencia de un gran número de aerogeneradores puede reducir este valor. En este sentido, la energía eólica marina supone un menor impacto visual.
- Impacto sobre la flora y la fauna tanto en la fase de preparación por los movimientos de tierras, como en la de funcionamiento, afectando sobretodo a aves migratorias y sedentarias que pueden chocar contra los aerogeneradores.
- La energía eólica es sólo factible y rentable en lugares donde el viento es suficiente.
- El recurso eólico no es continuo, por lo que la generación eléctrica se ve condicionada por la variabilidad del recurso.

1.3. Caracterización de la región de estudio

La Región de Murcia se sitúa en el extremo meridional del Suroeste europeo, dentro de la Península Ibérica, y en el sureste de la misma, formando parte del

sistema montañoso de las Cordilleras Béticas en su zona más oriental. Ocupa una superficie de 11.314 Km² y se sitúa entre las comunidades de Valencia, Castilla la Mancha y Andalucía, limitando al este con el Mar Mediterráneo. Sus coordenadas geográficas según el datum europeo, la sitúan en una latitud norte de 37° 23'-38° 45' desde su extremo meridional y una longitud de 0° 41'-2° 21', desde su extremo más oriental.

Sus características climáticas y físicas se exponen con mayor detalle en el Apéndice B. Así mismo, en el Apéndice C se realiza un análisis detallado del estado actual de las energías renovables en la Región, y en particular de la energía eólica.

1.4. Objetivos del trabajo

El objetivo fundamental de este trabajo es realizar un estudio sobre el potencial eólico de la Región de Murcia a partir de los datos de viento generados por el modelo meteorológico mesoscalar MM5. Para el desarrollo de esta tarea se plantean también los siguientes objetivos:

- Evaluar la capacidad del modelo meteorológico mesoscalar MM5 de reproducir la climatología del viento en la Región de Murcia mediante la comparación de los resultados con datos observacionales.
- Llevar a cabo una caracterización de los valores medios y la variabilidad de las series mensuales de viento reproducidas por el modelo, analizando sus causas e interrelaciones.
- Estudiar la relación entre las series horarias y mensuales del viento, analizando críticamente el valor añadido de trabajar con datos de alta resolución temporal.
- Calcular la energía generada estacionalmente por un aerogenerador tipo, utilizando la curva de potencia suministrada por el fabricante.
- Establecer relaciones entre la energía generada estacionalmente por un aerogenerador tipo y la climatología del viento, tanto a escalas mensuales como horarias.

1.5. Estructura del trabajo

Este proyecto se estructura en cuatro capítulos.

En el primer capítulo introductorio se ha planteado la necesidad en el uso de las energías renovables, así como una descripción detalla del viento y los principios en los que se basa la generación de energía eólica. También se caracteriza la región de estudio.

En el segundo capítulo, dedicado a la metodología, se detalla la procedencia de los datos utilizados. Igualmente se describen los métodos y herramientas utilizadas en la consecución de objetivos.

En el tercer capítulo, se presentan los resultados obtenidos con este estudio. Éste incluye un análisis de la variabilidad horaria y mensual del viento en la Región desde el punto de vista de una simulación meteorológica. Además se

estima la energía eólica que se puede obtener a partir de los resultados obtenidos en toda la superficie regional y se relaciona este resultado con la climatología del viento.

Por último, en el cuarto capítulo se desarrollan las conclusiones extraídas del análisis de los resultados, y se proponen diversas líneas de actuación para la mejora del estudio preliminar.

Capítulo 2

Metodología

En este apartado se describen tanto las bases de datos utilizadas (observacionales y procedentes del modelo), como los métodos de cálculo empleados para la realización del trabajo. Con ello se pretende dar una idea de la calidad de los resultados obtenidos, y conocer las técnicas usadas para la consecución de los objetivos.

2.1. Descripción de los datos

2.1.1. Descripción del modelo MM5

La distribución de datos reales del viento en el territorio de toda Región es bastante dispersa. Así pues, para poder estimar el potencial eólico en la totalidad del área regional de forma detallada se puede recurrir a los sistemas de modelización meteorológica.

Los modelos climáticos o meteorológicos se basan en simulaciones numéricas. Los movimientos atmosféricos vienen descritos por una serie de ecuaciones, por lo tanto, la predicción numérica se basa en resolver dicho sistema de ecuaciones. Pero esta tarea no es tan sencilla, ya que se trata de un sistema de ecuaciones diferenciales no lineales sin solución analítica. Para solucionar este problema los modelos de predicción encuentran soluciones numéricas al conjunto completo de ecuaciones, es decir, se discretizan el espacio y el tiempo y los diferenciales se aproximan a incrementos, resolviendo por lo tanto las ecuaciones diferenciales en una serie de puntos denominados puntos de rejilla.

En la práctica, una predicción se hace para un número finito de puntos, normalmente regularmente espaciados. Se considera que cada uno de ellos da cuenta del volumen de aire promedio que lo rodea. Este volumen se llama celda, y normalmente sus dimensiones son $\Delta x \approx \Delta y$, del orden de kilómetros y Δz , del orden de metros. Las coordenadas verticales suelen ser coordenadas sigma. Se trata de coordenadas adimensionales que siguen bastante bien la topografía del terreno, sobretodo en los primeros niveles y que tiene en cuenta tanto la altura como la presión atmosférica.

Existen diferentes tipos de modelos en función de distintas características. Una diferenciación muy importante es el área de simulación, según la cual

se pueden clasificar en modelos globales y modelos regionales. Los modelos globales, también conocidos como modelos atmosféricos de circulación general (MACG)¹ cubren toda la superficie terrestre, mientras que los modelos regionales sólo una parte de ella. La ventaja de los primeros es que sólo necesitan condiciones iniciales y condiciones en superficie, pero su resolución espacial es muy baja debido a la gran área que cubren. Mientras, los segundos, también llamados modelos de área limitada², además de lo anterior necesitan condiciones de frontera, pero su resolución es mucho mayor y por tanto podemos obtener gran información a pequeña escala con mucha más resolución, del orden de pocos kilómetros. Las condiciones de frontera se obtienen siempre de un dominio mayor, un modelo global. Prácticamente todos los centros meteorológicos, así como los centros de investigación realizan predicciones a corto y medio plazo con modelos regionales.

El proceso de predicción se estructura en una serie de partes. En primer lugar se necesita unas condiciones iniciales y de frontera para la resolución de las ecuaciones, las cuales tienen que ser construidas a partir de mediciones reales y no tienen por qué coincidir con el tiempo inicial de la predicción ni con los puntos de rejilla que se usen, por lo tanto, son necesarios métodos de interpolación. Una vez se tienen, el modelo numérico se encargará de realizar la predicción. Y finalmente, a partir de las soluciones, se procede al postproceso e interpretación de los resultados. Un modelo numérico simplemente es el programa que resuelve las ecuaciones que dan cuenta de los procesos dinámicos y físicos atmosféricos [12].

El modelo mesoescalar MM5 [21] ha sido el modelo utilizado para la realización de la simulación empleada en este trabajo. Es un modelo desarrollado por la Universidad Estatal de Pensilvania y el “National Center for Atmospheric Research” (información y código libre disponible en www.mmm.ucar.edu/mm5). Se trata de un modelo de área limitada, no hidrostático, diseñado para simular o predecir circulaciones atmosféricas mesoscales (2-200 km). Ha sido y es ampliamente utilizado por la gran diversidad de opciones físicas que posee y que lo convierten en una gran herramienta tanto para la predicción física como para la investigación [22] [23] [24].

Ofrece las siguientes prestaciones:

- Anidamiento de múltiples dominios de integración, lo que permite aumentar la resolución paulatinamente (anidamiento telescopico). En este caso se han empleado dos dominios anidados bidireccionalmente: el dominio madre (D1) con 30 km de resolución y 80x80 puntos horizontalmente, y el dominio hijo (D2) con 10 km de resolución y 136x136 puntos horizontalmente, cubriendo toda la P.I. En la vertical se consideran 3 niveles sigma (10, 50 y 90 metros sucesivamente).
- Amplia variedad de opciones físicas. Se llama “física del modelo” al conjunto de parametrizaciones [25] (u opciones físicas) que se emplean para la realización de una simulación. Las parametrizaciones son modelos individuales basados en leyes semiempíricas que se emplean para modelar:
 - procesos cuya ley o leyes físicas se desconocen con exactitud

¹ Atmospheric General Circulation Model (AGCM).

² Limited Area Model (LAM).

- procesos cuya ley o leyes físicas exactas son demasiado complejas en relación a su relevancia

- procesos que quedan enmascarados por la resolución empleada (procesos *subgrid*) pero cuya influencia es notable en las escalas consideradas.

En MM5 están parametrizados los procesos de formación de cúmulos, la microfísica (cambios de fase que se dan en la atmósfera), los procesos de radiación, de capa límite y los procesos de suelo (humedad y temperatura a distintas profundidades, procesos de evapotranspiración, etc). Excepto para el suelo, las parametrizaciones empleadas en esta simulación son las de menor coste computacional: “Grell” para la formación de cúmulos [26], “Simple Ice” para la microfísica [27], el esquema de radiación “RRTM” y “MRF PBL” para los procesos de capa límite [28]. Este criterio se basa en los resultados del trabajo [29] que muestran que ninguna de las combinaciones posibles de las opciones físicas disponibles es mejor a priori ni para captar cualquier tipo de evento climatológico ni para describir la climatología de todas las regiones de la P.I. En esta simulación se ha empleado la combinación de parametrizaciones de la atmósfera más simple [23], lo cual, como en ese mismo trabajo se apunta y en trabajos posteriores se confirma [30], parece ser la causa de algunos errores sistemáticos detectados en las simulaciones. Por ello, en esta simulación se emplea un modelo de suelo más complejo: “Noah LSM” [31] [32]. Éste introduce mejoras bastante interesantes pese al mayor coste computacional que conlleva.

Para que se pierda la memoria de los valores de inicialización se integra un periodo (periodo de *spin-up*) de 10 días, previo al periodo que realmente se quiere simular, cuya información se desecha. También se desecha la información correspondiente al área de *blending* (zona de relajación del modelo). Esta zona es la más cercana a las fronteras de cada dominio.

Los datos empleados como condiciones iniciales y de contorno proceden de la simulación ERA40 (European Reanalysis Forty) [33] para el periodo 1958-2001. Para el resto de periodo (2002-2008) se ha utilizado el Análisis Operacional del Centro Europeo de Predicción a Plazo Medio (ECMWF). El reanálisis ERA40 posee una peculiaridad muy importante, y es que incorpora información de observaciones reales de los parámetros meteorológicos a lo largo del tiempo. Con ello se consigue que los resultados sean de alguna forma, guiados o forzados a seguir un camino determinado dirigido a las observaciones reales.

La interpolación para obtener una serie temporal en un punto arbitrario P , de coordenadas concretas, se realiza mediante la media pesada con las distancias de las series correspondientes a los puntos de *grid* que se encuentren a una distancia menor que $2d$ del punto P (siendo d la distancia entre el punto P y el punto de *grid* más cercano a él). Para esta interpolación se excluyen las series correspondientes a puntos de *grid* que quedan fuera de la máscara de tierra del modelo.

Por último, una vez obtenida la simulación descrita en toda la P.I., los datos se han representado en mapas según una escala de colores. Posteriormente, para los trabajos de evaluación se ha seleccionado la parte correspondiente al sureste español, concretamente centrado en la Región de Murcia. Esta área supone un total de 550 puntos del modelo y comprende la latitud de 37 a 39° N, y la longitud de 0 a 3° W. Estos mapas se presentan y evalúan en el siguiente capítulo.

Para interpretar de manera correcta los mapas elaborados debemos mostrar la base del terreno sobre la que el modelo trabaja. El mapa de altitudes que tiene en cuenta el modelo es el que se muestra en la Figura 2.1. Como se puede observar la simulación de la topografía regional es bastante buena, a pesar de que la resolución que refleja es de 10 km. Es decir con estos datos no se pueden conocer las diferencias climatológicas que existen entre dos puntos que distan más de esa distancia.

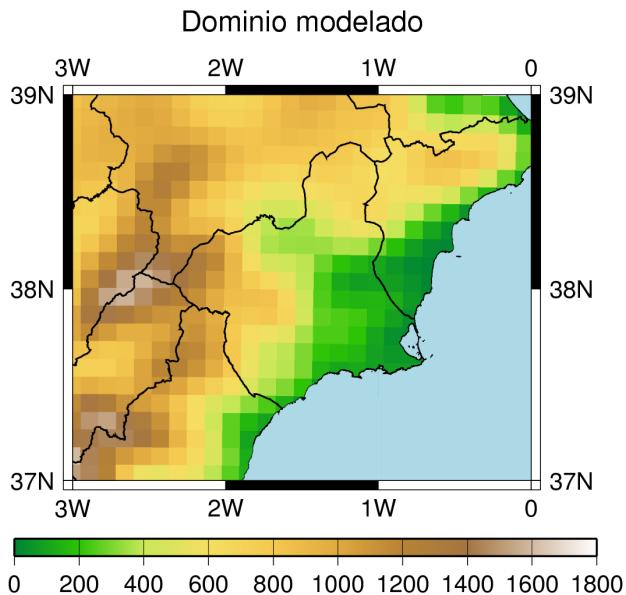


Figura 2.1: Topografía del modelo.

La simulación descrita, así como la elaboración de los mapas ha sido llevada a cabo por el Grupo de Modelización Atmosférica Regional (MAR), del Departamento de Física de la Universidad de Murcia.

2.1.2. Descripción de las bases observacionales

Para la validación del MM5 como base de datos para llevar a cabo este estudio, se han seleccionado una serie de estaciones meteorológicas en las que existe información de los parámetros del viento medidos durante varios años.

Esta información ha sido proporcionada por la Dirección General de Regadío (DGDR), que tiene repartidos por todo el territorio español un total de 414 estaciones meteorológicas, de las cuales se han seleccionado ocho situadas en la Región de Murcia y su entorno, intentando que quede representado en su totalidad el dominio de estudio. En Figura 2.2 se aprecia como quedan repartidas por el territorio. Las bases de datos de la DGDR están en series semihorarias, pero, para trabajar con ellas se han interpolado a series horarias. Todos los bases de datos van desde 1999 hasta 2007, pero en algunos casos tienen *missing value* (o



Figura 2.2: Distribución espacial de las estaciones seleccionadas.

ausencia de datos), bien porque la estación se creó después de 1999, bien por existir períodos sin medición por causas desconocidas. A continuación se señala para cada una de las estaciones su localización geográfica y el periodo de registro de datos.

1. Estación de Caudete, Albacete. Altitud: 531 m. Coordenadas: $38^{\circ}44'8,88''N$ y $00^{\circ}58'39''O$. Registro desde el 11 de diciembre de 2000 hasta el 31 de diciembre del 2007.
2. Estación de Ontur, Albacete. Altitud: 682 m. Coordenadas: $38^{\circ}37'27,12''N$ y $1^{\circ}29'44,99''O$. Registro desde el 27 de septiembre de 2000 hasta el 31 de diciembre del 2007.
3. Estación Puebla de Don Fabrique, Granada. Altitud: 1110 m. Coordenadas: $37^{\circ}54'58,17''N$ y $2^{\circ}24'50,47''O$. Registro desde el 8 de agosto de 2000 hasta el 31 de diciembre del 2007.
4. Estación Casa Rosa de Ulea, Murcia. Altitud: 316 m. Coordenadas: $38^{\circ}11'26,88''N$ y $1^{\circ}15'14''O$. Registro desde el 31 de agosto de 1999 hasta el 31 de diciembre del 2007.
5. Estación Finca Venta de Ulea (Moratalla), Murcia. Altitud: 515 m. Coordenadas: $38^{\circ}11'51''N$ y $1^{\circ}48'42,98''O$. Registro desde el 22 de julio de 1999 hasta el 31 de diciembre del 2007.

6. Estación de Corvera, Murcia. Altitud: 237 m. Coordenadas: $37^{\circ}50'11,04''\text{N}$ y $1^{\circ}7'32,99''\text{O}$. Registro desde el 4 de junio de 2002 hasta el 31 de diciembre del 2007.
7. Estación Finca la Torreta (Roche), Murcia. Altitud: 130 m. Coordenadas: $37^{\circ}37'45,84''\text{N}$ y $0^{\circ}54'58''\text{O}$. Desde el 31 de agosto de 1999 hasta el 31 de diciembre del 2007.
8. Estación de Purias (Lorca), Murcia. Altitud: 441 m. Coordenadas: $37^{\circ}36'10,08''\text{N}$ y $1^{\circ}37'42''\text{O}$. Registro desde el 31 de agosto de 1999 hasta el 31 de diciembre del 2007.

2.2. Descripción de los métodos de cálculo

2.2.1. Corrección del viento

Debido a que los datos del viento en las estaciones meteorológicas de la DGDR están medidos a 2 m de altura, y los datos del modelo con los que se han comparado están a 10 m de altura, para poder comparar ambas bases de datos es necesario aplicar una extrapolación logarítmica de la velocidad del viento con la altura, que se estima mediante

$$v = v_0 \frac{\ln(h/z_0)}{\ln(h_0/z_0)},$$

donde v es la velocidad del viento a la altura h , v_0 es la velocidad original a la altura h_0 y z_0 es la longitud de rugosidad del terreno en la dirección normal del viento que es una constante que depende del tipo de terreno.

La extrapolación logarítmica proviene del estudio teórico de cómo el viento se mueve a través de la superficie de la Tierra. Sin embargo, la manera más extendida de calcular el incremento en la velocidad del viento con la altura es usar el método de la ley de potencia. La ecuación de la ley de potencia es más conservativa que el método logarítmico, y viene dada por la expresión

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{h}{h_0} \right)^\alpha,$$

donde α es el exponente de la cizalla del viento, que varía con la hora del día, estación, terreno y estabilidad de la atmósfera. La cizalla es menor cuando lo es la rugosidad del terreno, y se puede estimar mediante

$$\alpha = \frac{1}{\ln(z/z_0)},$$

donde z_0 es la longitud de la rugosidad de la superficie en metros y z la altura de referencia [20]. En este trabajo se ha utilizado la ecuación de la ley de potencia para $\alpha=0,35$.

2.2.2. Distribución de Weibull

En la industria eólica es muy importante la selección del emplazamiento adecuado para situar un parque eólico o un solo aerogenerador. El mejor emplazamiento depende de diferentes factores y entre ellos uno de los más importantes

es la velocidad y variabilidad del viento. Además en el diseño de las turbinas de los aerogeneradores se necesita esta información para optimizar el rendimiento, así como para minimizar los costes de producción. La distribución estadística de las velocidades del viento es diferente de un lugar a otro, y por ello es interesante encontrar una descripción matemática que describa el comportamiento del viento.

En este sentido, se ha comprobado que el histograma de probabilidad de velocidades del viento según las series horarias puede aproximarse a una distribución de Weibull. En el capítulo siguiente se comprueba este hecho mediante un ejemplo concreto elaborado en un punto arbitrario del área de estudio.

La distribución de Weibull es una función de distribución de probabilidades comúnmente utilizada por su flexibilidad, ya que puede ajustarse a un gran número de fenómenos y puede imitar el comportamiento de otras distribuciones estadísticas, como la normal o la exponencial. Su función de densidad viene dada por la siguiente ecuación:

$$f(x) = \begin{cases} \frac{\kappa}{\lambda} \left(\frac{x}{\lambda}\right)^{\kappa-1} e^{-(x/\lambda)^\kappa} & x \geq 0 \\ 0 & x < 0 \end{cases}$$

para $x \in [0; +\infty)$. Sus parámetros son κ y λ . $\kappa > 0$ es el parámetro de forma, relacionado con la desviación estándar de los datos y $\lambda > 0$ es el parámetro de escala, relacionado con la velocidad media. Ambos definen las características del viento en el emplazamiento.

La distribución de Weibull se relaciona con otras funciones de probabilidad. En concreto, se interpola entre la distribución exponencial, si $\kappa = 1$, y la distribución de Rayleigh, si $\kappa = 2$.

En la Figura 2.3 se observa un ejemplo de cómo serían las distintas distribuciones de Weibull del viento para distintos valores de κ y un mismo λ ($\lambda=6$ m/s). Se aprecia que, al aumentar el valor de κ , el pico de la curva se hace más agudo, indicando que hay menos variación en la velocidad del viento. Por lo tanto, ante dos emplazamientos en los que la velocidad media del viento sea la misma, será mejor aquel cuyo valor κ sea mayor. De igual modo, en la Figura 2.4 se muestra la variación de la distribución del viento para un valor de κ fijo ($\kappa = 2$) y distintos valores de λ . En ella se observa que conforme aumenta el valor de λ la probabilidad de que se den velocidades más altas es mayor.

2.2.3. Distribución Normal

De la misma forma que las series horarias de la distribución del viento siguen una distribución de Weibull, se ha comprobado y demostrado en los resultados del trabajo que la distribución de las series de medias mensuales del viento se puede aproximar a una distribución Normal.

La distribución Normal o distribución de Gauss es una de las distribuciones de probabilidad de variable continua que con más frecuencia aparecen en los fenómenos reales, y en este hecho es donde radica su importancia. Esto se justifica por el Teorema Central del Límite, según el cual, fenómenos cuyos resultados son la suma de un gran número de variables aleatorias e independientes entre sí (como ocurre con el viento), se distribuyen aproximadamente como una distribución normal.

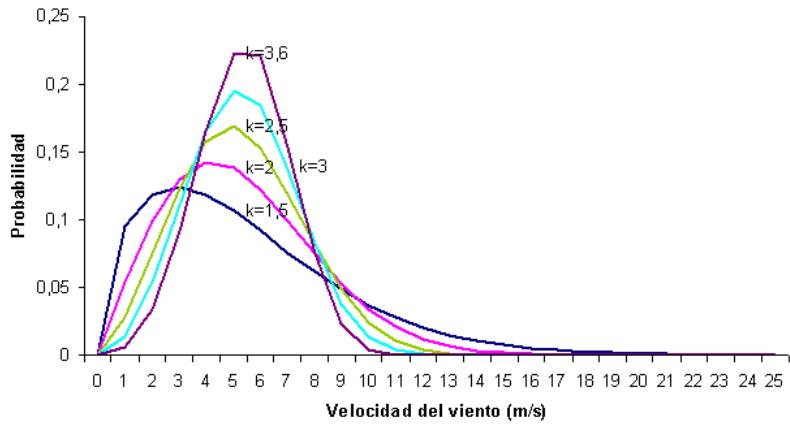


Figura 2.3: Variación en la distribución de Weibull del viento en función de κ para $\lambda = 6$ m/s.

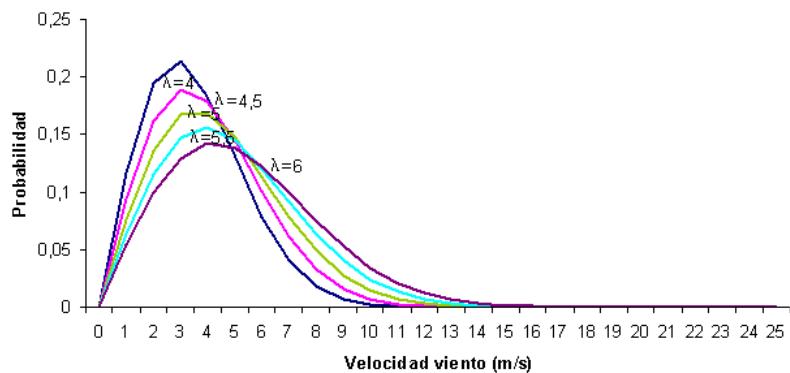


Figura 2.4: Variación de la distribución de Weibull en función de λ para $\kappa = 2$ m/s.

La función de densidad de la distribución Normal para una variable continua aleatoria x de parámetros μ (media) y σ (desviación típica) es:

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{1}{2}\left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2}, x \in R$$

La gráfica de esta función tiene forma acampanada y es simétrica respecto a su media. La media, la mediana y la moda coinciden entre sí y tienen por valor el parámetro μ .

2.2.4. Energía generada

Una vez descrita cómo se comporta la distribución de velocidades del viento, tanto de forma horaria como mensualmente, resulta muy útil conocer la energía que produciría un aerogenerador tipo a partir de dicha distribución.

Para conocer dicha energía es necesario conocer la energía que lleva asociada el viento y la que el aerogenerador es capaz de extraer a partir de él. El viento, como toda masa en movimiento, lleva asociada una energía cinética. Esta energía cinética depende de la masa del aire que pase a través del aerogenerador y de su velocidad al cuadrado. Si se refiere dicha masa a la unidad de tiempo (mediante $M = \rho Avt$), se obtiene la potencia de la masa de viento que pasa a través de la sección del aerogenerador, que no es más que su energía por unidad de tiempo, y que es proporcional a su velocidad al cubo en cada instante, es decir,

$$P = \frac{1}{2}\rho Av^3,$$

donde P es la potencia del viento que cruza el aerogenerador, ρ la densidad del aire, A la sección del área de barrido de las palas (la de una circunferencia) y v la velocidad del viento.

No toda la energía que entra a la turbina puede ser aprovechada y devuelta en forma de energía eléctrica, ya que entonces la velocidad del viento a la salida de la turbina sería cero y el aire no penetraría en el círculo barrido por la turbina. La fracción total de la potencia incidente que un generador ideal sería capaz de obtener del viento esta dada por el límite de Betz. Éste se basa en el principio de conservación de la energía en una vena fluida. Este límite teórico es del 59,3 %.

Dicha potencia es el máximo teórico de una turbina, pero en realidad el rendimiento depende de otros factores mecánicos (Tabla 2.1), obteniéndose un rendimiento global mucho menor, del orden del 45,9 %, que en la práctica es aún menor, del orden del 35-40 % en las turbinas más modernas [1].

Rendimiento de la hélice	85 %
Rendimiento del manipulador	98 %
Rendimiento del alternador	95 %
Rendimiento del transformador	98 %

Tabla 2.1: Rendimientos de los componentes mecánicos de un aerogenerador tipo.

Dicho esto, calcular la energía generada por un aerogenerador no es más que obtener la potencia media de salida del aerogenerador con el tiempo, relacionando la frecuencia de los valores de velocidad del viento en el tiempo (normalmente para un año), con las potencias de salida generadas por la turbina. Se conoce dicha potencia gracias a la curva de potencia suministrada por el fabricante para cada aparato, que relaciona la potencia eléctrica instantánea de salida del aerogenerador con cada velocidad del viento en el eje de la turbina.

En este trabajo se ha utilizado la curva de potencia de la Figura 2.5, correspondiente a un aerogenerador de 850 kW de potencia nominal, 52 m de diámetro, altura de la góndola de 65 m, conectado a la red a una frecuencia de 50 Hz, ángulo de calado de palas variable, intensidad de turbulencia del 10 % y una velocidad variable del rotor entre 14,6 y 30,8 rpm. Todo ello calculado para una densidad del aire de 1,225 kg/m³.

La potencia de salida está comprendida entre la velocidad mínima necesaria para superar el rozamiento de la máquina, llamada velocidad de conexión (4 m/s) y la velocidad máxima que si se excediera provocaría daños estructurales en la turbina, llamada velocidad de desconexión (25 m/s) [1].

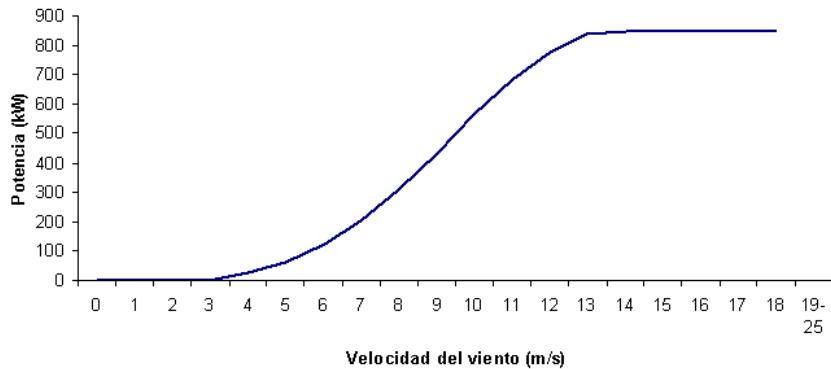


Figura 2.5: Curva de potencia del aerogenerador modelo G52-850kW (Fuente: [48]).

A partir de las velocidades del viento en el emplazamiento de estudio durante un periodo lo suficientemente largo de forma horaria, se obtiene la distribución de Weibull de las velocidades para dicho emplazamiento.

Conocida la distribución del viento, obtener la energía generada por el aerogenerador a partir de él se realiza mediante la siguiente suma:

$$E = \sum_v F(v)P(v),$$

donde E es la energía anual, v la velocidad del viento; $F(v)$ el número de horas en cada rango de velocidades del viento, y $P(v)$ la potencia de salida para esa velocidad.

Es decir, a partir de la distribución de Weibull se tienen las frecuencias relativas de las velocidades del viento, por tanto, simplemente multiplicando cada una de las frecuencias relativas por el número de horas total al año de viento, se obtiene el número de horas de viento al año para cada una de las diferentes velocidades a las que funciona el aerogenerador. Por otro lado, de la curva de potencia suministrada por el fabricante, se tienen las potencias de salida de la turbina también para cada velocidad. Multiplicando individualmente cada una de estas potencias con las frecuencias absolutas correspondientes a esa misma velocidad, en un nivel determinado, se obtienen las aportaciones individuales de cada velocidad del viento a la energía generada por la turbina. La suma de todas ellas es la energía anual proporcionada por el aerogenerador dado en ese punto concreto de nuestra área de estudio.

Extendiendo este proceso a cada uno de los 550 puntos del dominio de nuestra región de estudio y en cada uno de los niveles en los que se va a trabajar, se obtiene el potencial eólico de la Región de Murcia.

Capítulo 3

Resultados

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos. Primero se realiza una comparación del modelo con datos reales, y posteriormente se estudia el viento medio y su variabilidad de acuerdo a los datos obtenidos con el modelo. También se representa la distribución espacial de la energía que se podría extraer a partir del viento simulado.

La elaboración de los mapas y gráficas que se muestran en este capítulo ha sido realizada y facilitada por el Grupo de Modelización Atmosférica Regional (MAR) de la Universidad de Murcia.

3.1. Validación del modelo

Para evaluar cómo de bien se comporta el modelo, es decir, su capacidad para reconstruir los datos del viento correctamente, éste debe ser comparado con datos observacionales. Para ello se han obtenido datos del módulo y dirección del viento, medidos *in situ* en diferentes estaciones meteorológicas de la Dirección General de Regadío (DGDR). La descripción de estas estaciones meteorológicas se encuentra en el Capítulo 2.

Los datos temporales del viento (observacionales y procedentes del modelo) han sido previamente tratados estadísticamente por el grupo MAR para la elaboración, en cada una de las estaciones seleccionadas, de gráficas de comparación de los datos del modelo con los de velocidad y dirección del viento observado a lo largo del tiempo. En este trabajo únicamente se les ha aplicado una corrección del viento con la altura mediante el método de la ley de la potencia (explicado en Capítulo 2).

Las gráficas que se van a comentar en cada estación meteorológica son, de izquierda a derecha y de arriba a abajo, las siguientes:

- Localización de la estación.
- Serie temporal de la velocidad del viento en m/s hasta el año 2007, el inicio de las series varía de una estación de otra. La línea azul muestra las velocidades de la serie temporal observada, la roja la media de los datos que da el modelo y la línea amarilla la media de las velocidades observadas. Los espacios en blanco significan ausencia de datos.

- Histograma de frecuencias relativas de la velocidad del viento en m/s. Ídem para los colores representados.
- Dirección del viento observado en grados. Las zonas más densas corresponden a la dirección predominante (los espacios en blanco significan ausencia de datos).
- Ciclo diario del módulo del viento en m/s. El modelo viene indicado en línea roja y las series observacionales en línea azul.
- Ciclo anual del módulo del viento en m/s. Ídem para el color de las líneas.
- Rosa de los vientos Australiana generada a partir de los datos observacionales. Muestra la frecuencia del viento que sopla desde cada dirección durante el periodo de estudio. Se divide en 16 puntos cardinales, en los que cada trama representa la frecuencia de viento que sopla desde una dirección determinada por unidad de tiempo. Cada círculo concéntrico representa una frecuencia de viento en esa dirección cada vez mayor. Cada trama se divide en bandas que representan diferentes rangos de velocidad del viento en km/h.
- Rosa de los vientos generada por el modelo en km/h.

Las gráficas para cada estación se analizan a continuación:

Estación de Caudete, Albacete

En la Figura 3.1 se observan las gráficas de esta estación. En la serie temporal se ve que la línea roja y la amarilla consiguen una buena coincidencia. En el histograma se puede ver que las velocidades predominantes para ambos casos se encuentran entre los 0 y 6 m/s. A la hora de estimar el ciclo diario de las velocidades, el modelo no muestra mucha concordancia, ya que durante las primeras horas del día, y hasta las 8 horas aproximadamente, tiende a sobreestimar la velocidad del viento, pero a partir de ese momento la tendencia es a subestimar las observaciones. A pesar de ello, se reproduce el ciclo diario bastante bien, con las velocidades más altas en las horas centrales del día para ambos casos y un descenso de las mismas a partir de las 15 horas, menos acusado en el caso del modelo que en el observado, ya que el máximo es mucho menor. El ciclo anual está mejor reproducido por el modelo aunque está subestimado. Se observa que el máximo de las velocidades se encuentra un tanto desplazado a la derecha con respecto al máximo observado. Esto indica que el modelo no reproduce del todo bien cuándo hace más viento.

La rosa de los vientos es el gráfico que nos proporciona una visión más generalizada del comportamiento del viento en cuanto a dirección y velocidad media, y por ello su representación en ambos casos y posterior comparación es lo que más información proporciona sobre la fiabilidad del modelo. En este caso, se observa que el modelo consigue representar bastante bien las direcciones existentes, aunque no de forma exacta. El modelo reproduce las dos direcciones predominantes pero en menor proporción, el resto direcciones las estima en general en mayor proporción que la real, pero la diferencia es muy pequeña. En general, el modelo infraestima la velocidad.

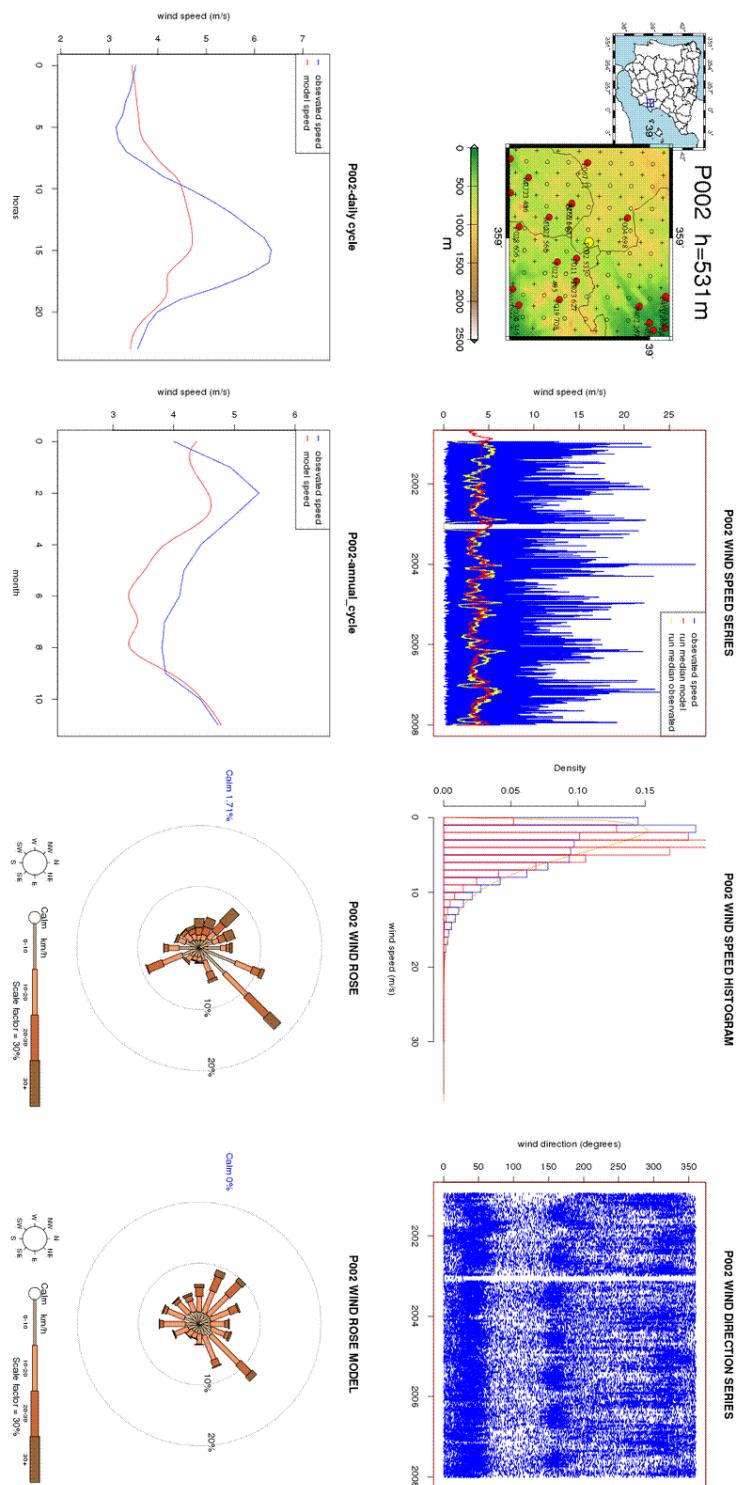


Figura 3.1: Comparación entre datos observacionales y datos simulados en la estación meteorológica de Caudete, Albacete. Se observa en primer lugar su localización, luego las series temporales y suavizadas del viento observado y simulado, sus histogramas de frecuencias relativas, seguidos de la serie de la dirección de viento observado, posteriormente, el ciclo diario y anual del viento observado y simulado, y por último la rosa de los vientos generada a partir del viento simulado y observado.

Estación de Ontur, Albacete

En la Figura 3.2, se observa que en todos los casos la velocidad es sobreestimada por el modelo, tanto en la serie temporal como en el ciclo diario y el anual. A pesar de ello reproduce satisfactoriamente los ciclos diario y anual del viento. El modelo simula correctamente en qué momento del año y día se han dado las mayores y menores velocidades del viento respectivamente, aunque siempre las sobreestima. Esto se ve muy bien en el histograma, donde las velocidades predominantes para el modelo son de entre 3 y 6 m/s y de entre 2 y 4 m/s para las series reales.

Existe una dirección predominante bastante clara hacia el norte, que se da casi el 20 % del tiempo y que el modelo no reproduce, a pesar de ser la más importante. Esto puede ser debido a un problema en los datos reales, como por ejemplo que la estación no se encuentre bien situada, o las medidas no se hayan realizado correctamente. El resto de direcciones se reproducen bastante bien, aunque se puede comprobar su tendencia a sobreestimar las velocidades, reiterándose la conclusión anterior.

Estación Puebla de Don Fabrique, Granada

Las gráficas de la Figura 3.3 muestran la gran capacidad del modelo para reproducir el viento. Las serie temporal tienen una coincidencia casi perfecta, y los histograma son muy similares. A escala más detallada, observando el ciclo diario y anual, se puede decir que el modelo también realiza una buena simulación, a pesar de que casi siempre pronostica velocidades más bajas, siguiendo en todo momento la misma dinámica del ciclo. Existen momentos donde la coincidencia es exacta.

En cuanto a la dirección del viento, no podemos decir lo mismo que para las velocidades. En este caso no hay mucha similitud, ya que el modelo no reconstruye las dos direcciones principales dadas en la realidad. Es importante tener en cuenta que no siempre los datos observacionales son perfectos, ya que pueden existir errores en la medición o la situación de la estación puede no ser adecuada.

Estación Casa Rosa de Ulea, Murcia.

La Figura 3.4 muestra la estadística comparada entre los datos del modelo y los de esta estación meteorológica. En ellas se observa una diferencia considerable entre el modelo y la realidad. El modelo reproduce el módulo de las velocidades con menor variabilidad de la que se aprecia en los datos observados. Esto se ve muy bien en las gráficas de los ciclos diario y anual, pero la dinámica de los ciclos es la misma. A pesar de ello, se aprecia cómo el histograma reproduce con gran exactitud la distribución de velocidades. Otra diferencia, es que el modelo no simula la tendencia de aumento de la velocidad un la serie temporal.

En la rosa de los vientos del modelo se dan un gran número de direcciones diferentes, predominando las direcciones del N0 y SE, cuando en realidad son las direcciones del O y E las más importantes. La rosa de los vientos generada por el modelo desplaza ligeramente todas las direcciones hacia la derecha, pero existe bastante analogía en cuanto a proporción. Esto puede ser debido a la referencia de ángulos de la veleta de la estación meteorológica haya sido desplazada accidentalmente.

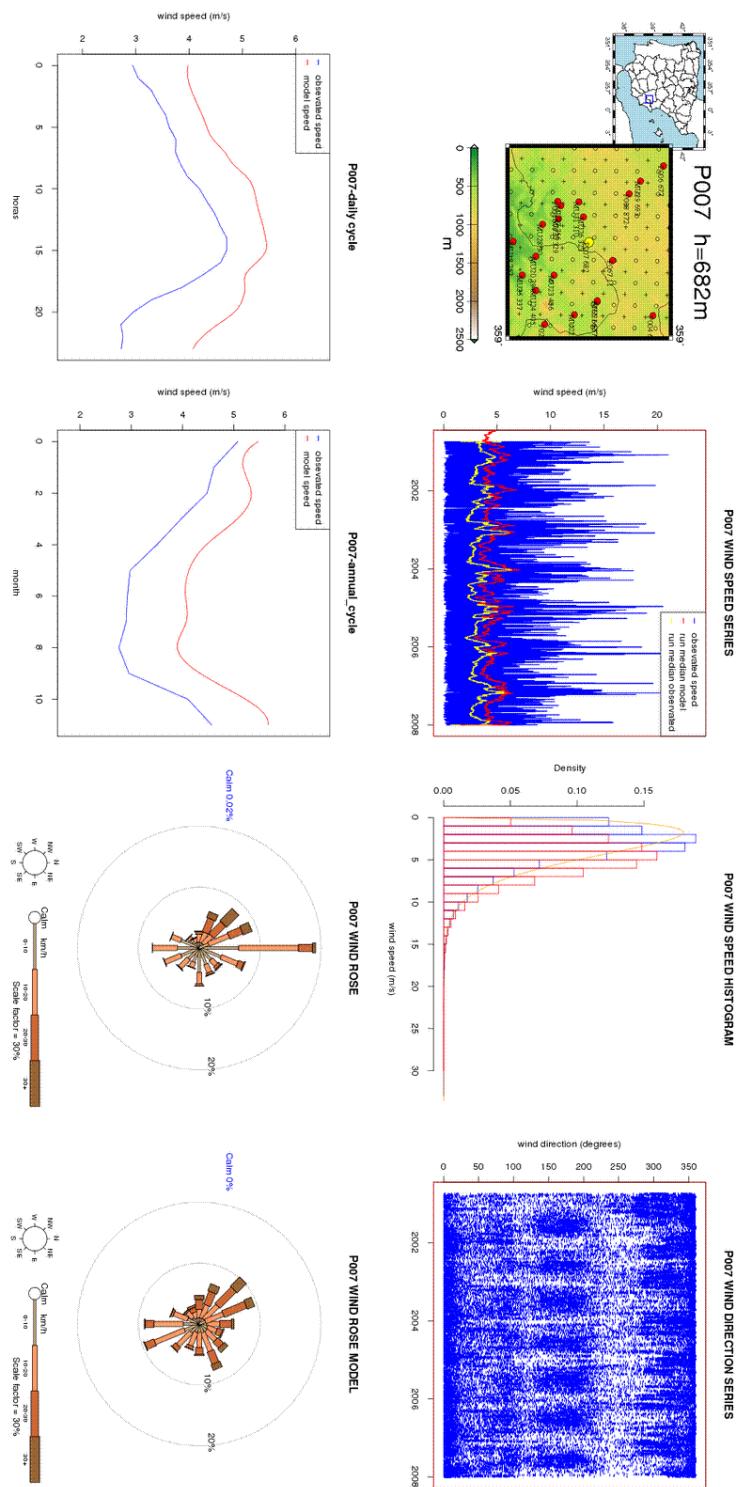
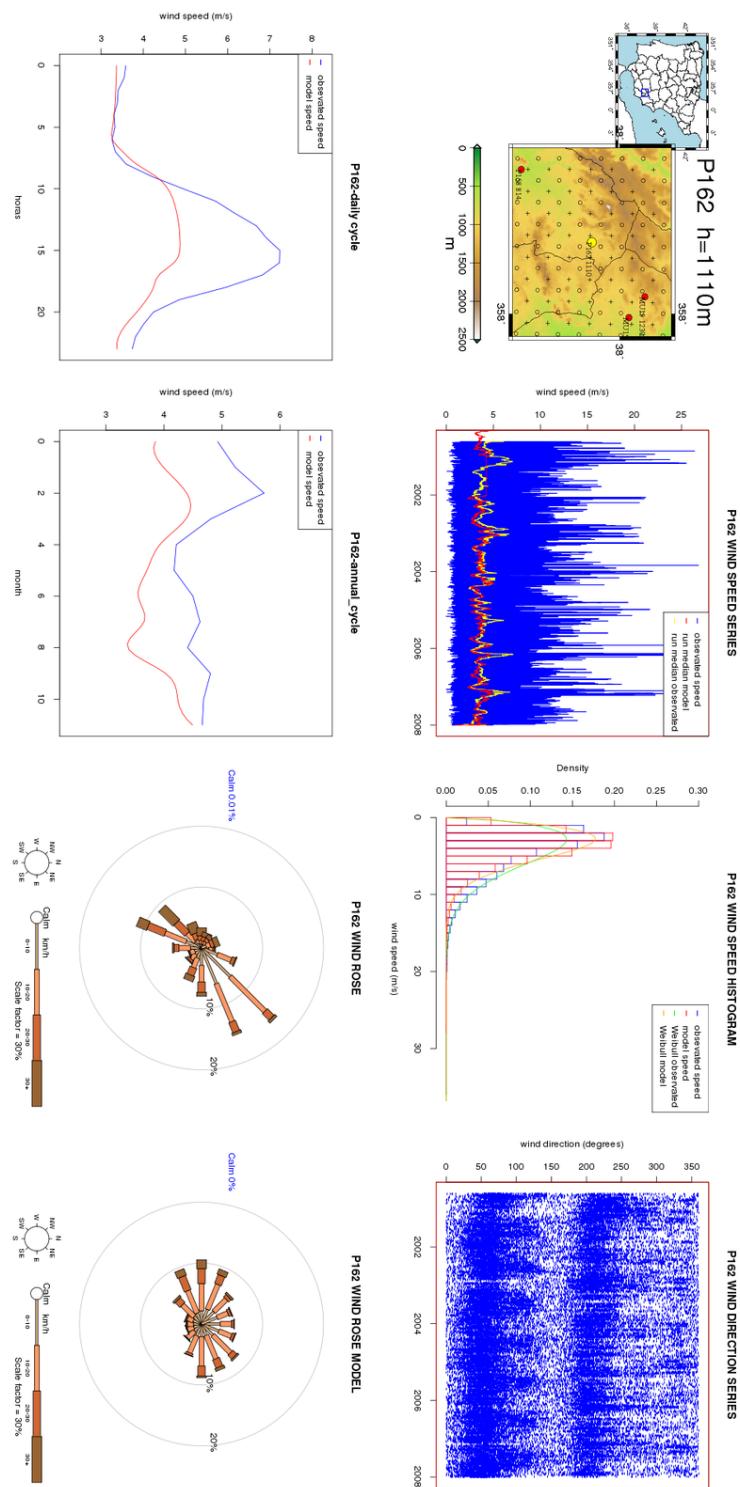


Figura 3.2: Ídem a la Figura 3.1 para la estación meteorológica de Ontur, Albacete.



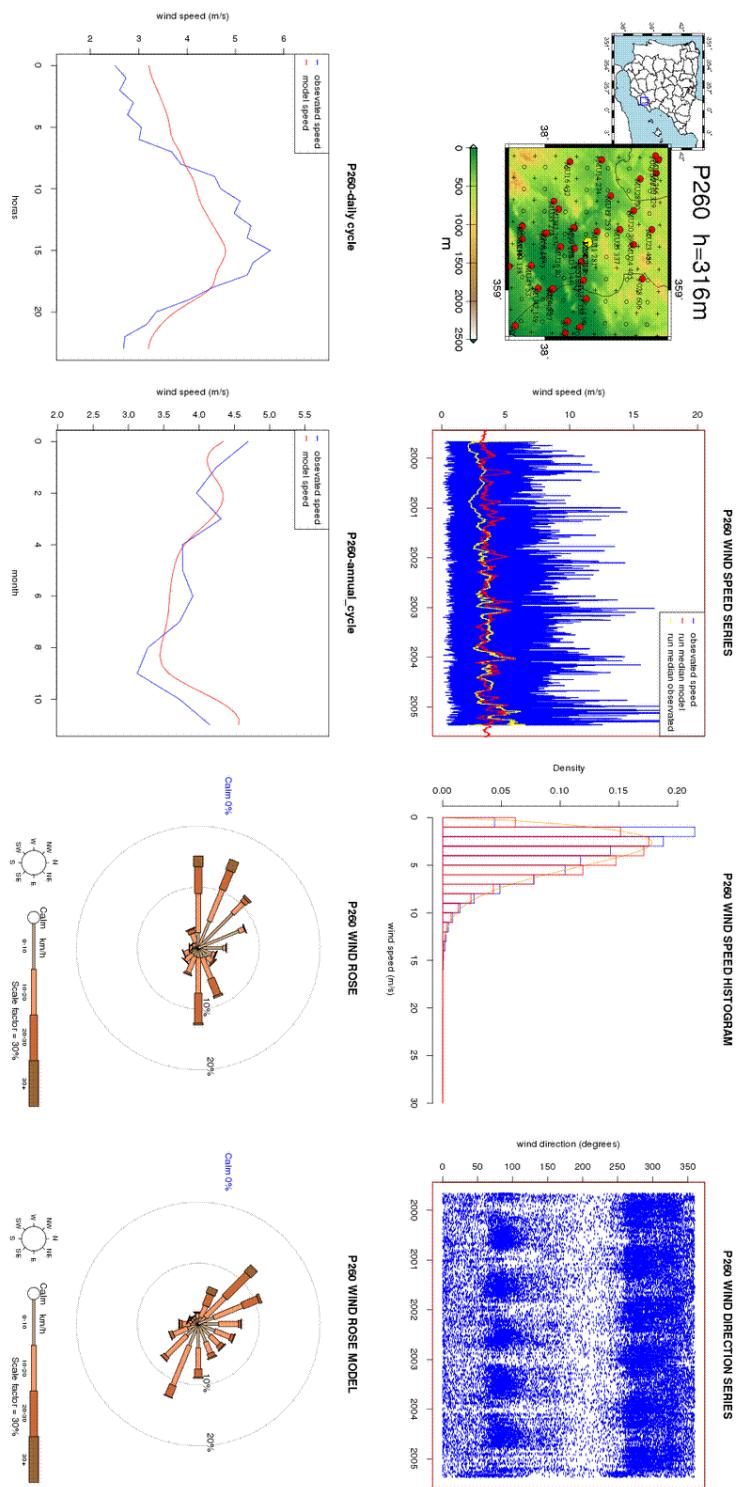


Figura 3.4: Ídem a la Figura 3.1 para la estación meteorológica Casa Rosa de Ulea, Murcia.

Estación Finca Venta de Ulea de Moratalla, Murcia

En la Figura 3.5, se aprecia que en la serie temporal y el histograma existe bastante coincidencia entre los datos reales y el modelo. Pero si se miran las gráficas del ciclo diario y anual hay diferencias significativas. En el ciclo diario, se consigue una buena estimación de la velocidad, pero el máximo esta bastante por debajo del real, y en el ciclo anual hay una gran coincidencia hasta el mes de abril pero a partir de él el modelo primero subestima y luego sobreestima.

Las rosas de los vientos en ambos casos son bastante diferentes. La dirección principal del viento, que es la que viene del SO, no se ha representado en el modelo posiblemente por encontrarse con una zona prohibida. El modelo estima como principal la dirección NO, donde se dan vientos muy fuertes pero con poca frecuencia. El resto de direcciones son reproducidas de forma bastante aproximada en cuanto a dirección, pero no en cuanto a módulo.

Estación de Corvera, Murcia

La Figura 3.6 muestra las gráficas obtenidas en este caso. Se aprecia en ellas que el modelo ha realizado en general una buena simulación. Las series anuales son bastante coincidentes, excepto en los años anteriores al 2005, donde existe un ligera sobreestimación. Tanto en el ciclo anual como en el diario hay gran coincidencia en la dinámica general, y muy poca diferencia entre los valores de las velocidades de la línea roja y la azul. Además de ello la rosa de los vientos también está bastante bien conseguida, si comparamos con el resto de casos, ya que se predicen todas las direcciones existentes, aunque el modelo obtiene un porcentaje un tanto mayor en cada una de ellas, sobretodo en la dirección SO. La dirección principal esta representada como tal, pero en menor proporción.

Estación Finca la Torreta de Roche, Murcia

En este caso (Figura 3.7), el modelo tiende en casi todo momento a sobreestimar las velocidades, como se puede apreciar muy claramente en el gráfico temporal. Además, evalúa que las velocidades predominantes de 3 a 4 m/s más altas que las que realmente se dan. Por todo ello el ciclo diario y anual no puede ser correctamente simulado por el modelo. El ciclo diario se encuentra por encima del observado en todo el día excepto cuando se dan las máximas velocidades, infraestimando variabilidad. El ciclo anual es el que peor se reproduce de todos los casos.

La dirección del viento que muestra el modelo está mejor conseguida. Nótese que las dos direcciones dominantes, SO y NE, están bastante bien representadas, solamente una de las direcciones NE se representa un menor cuantía. El resto de direcciones no están tan bien representadas, ni en frecuencia, ni en velocidad.

Estación de Purias (Lorca), Murcia

Los resultados de comparar con esta estación se representan en la Figura 3.8, y la situación es muy parecida a la anterior. En el caso de las velocidades ocurre prácticamente lo mismo, pero en este caso puede ser debido a que existe una gran temporada con ausencia de datos.

El modelo en general no representa del todo mal la rosa de los vientos, ya que también da un gran número de direcciones importantes, y las representa

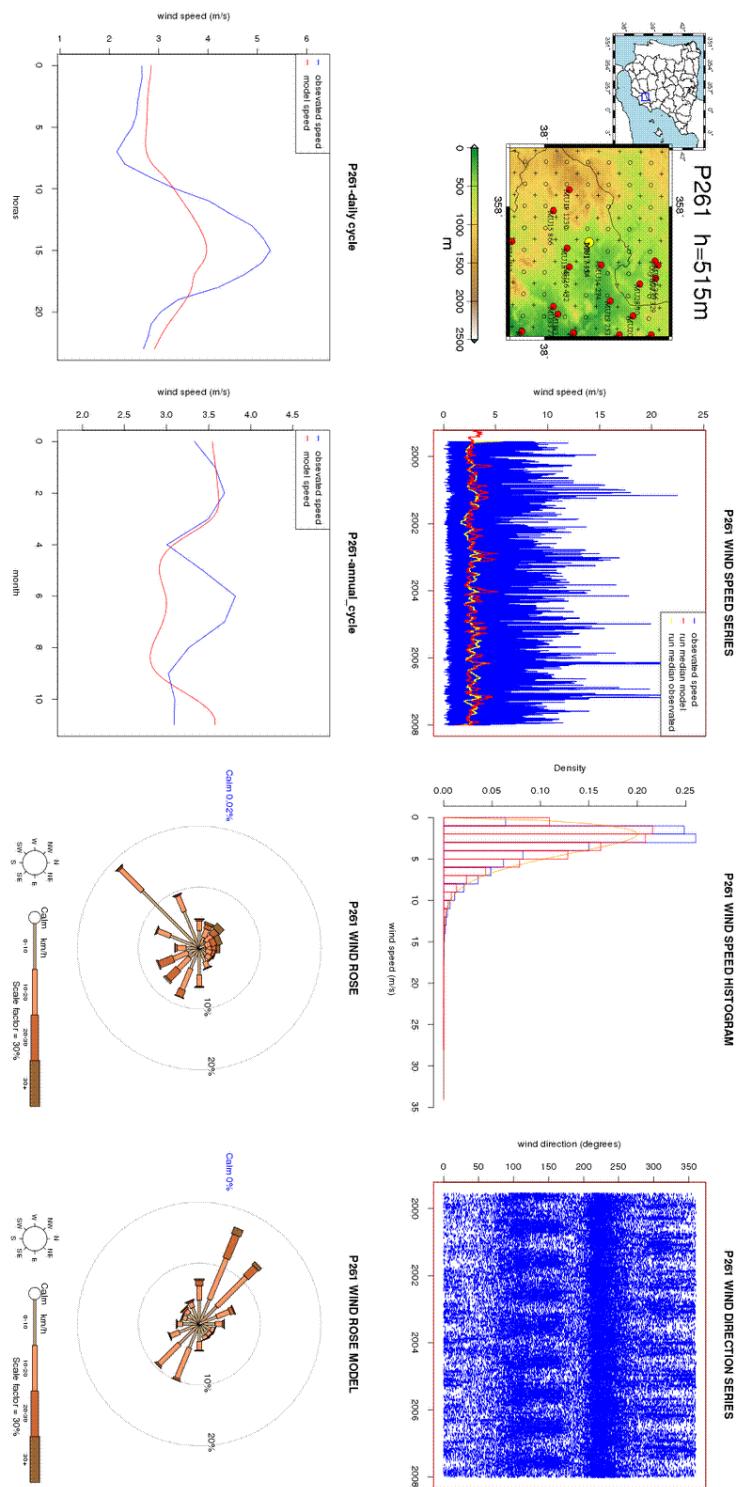


Figura 3.5: Ídem a la Figura 3.1 para la estación meteorológica Finca Venta de Ulea de Moratalla, Murcia.

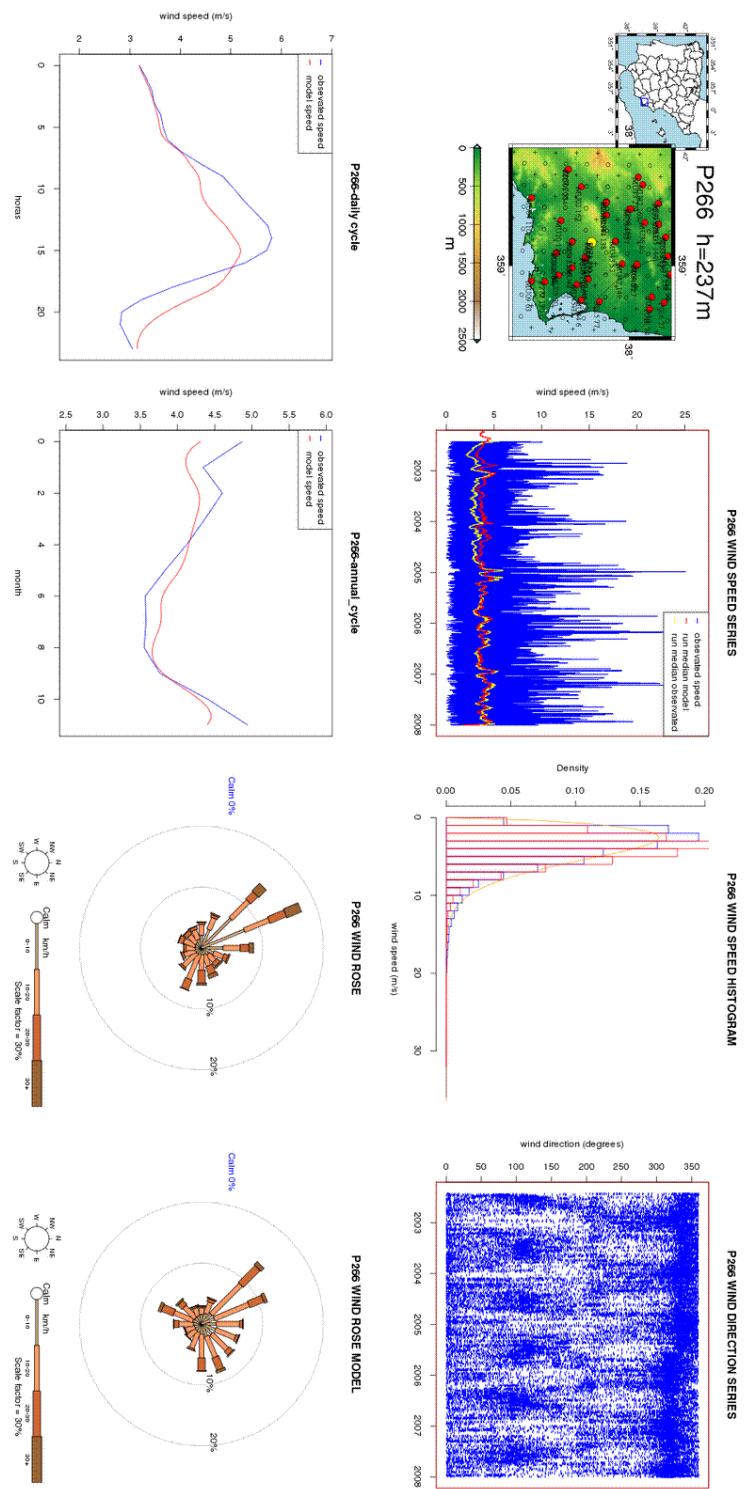


Figura 3.6: Ídem a la Figura 3.1 para la estación meteorológica de Corvera, Murcia.

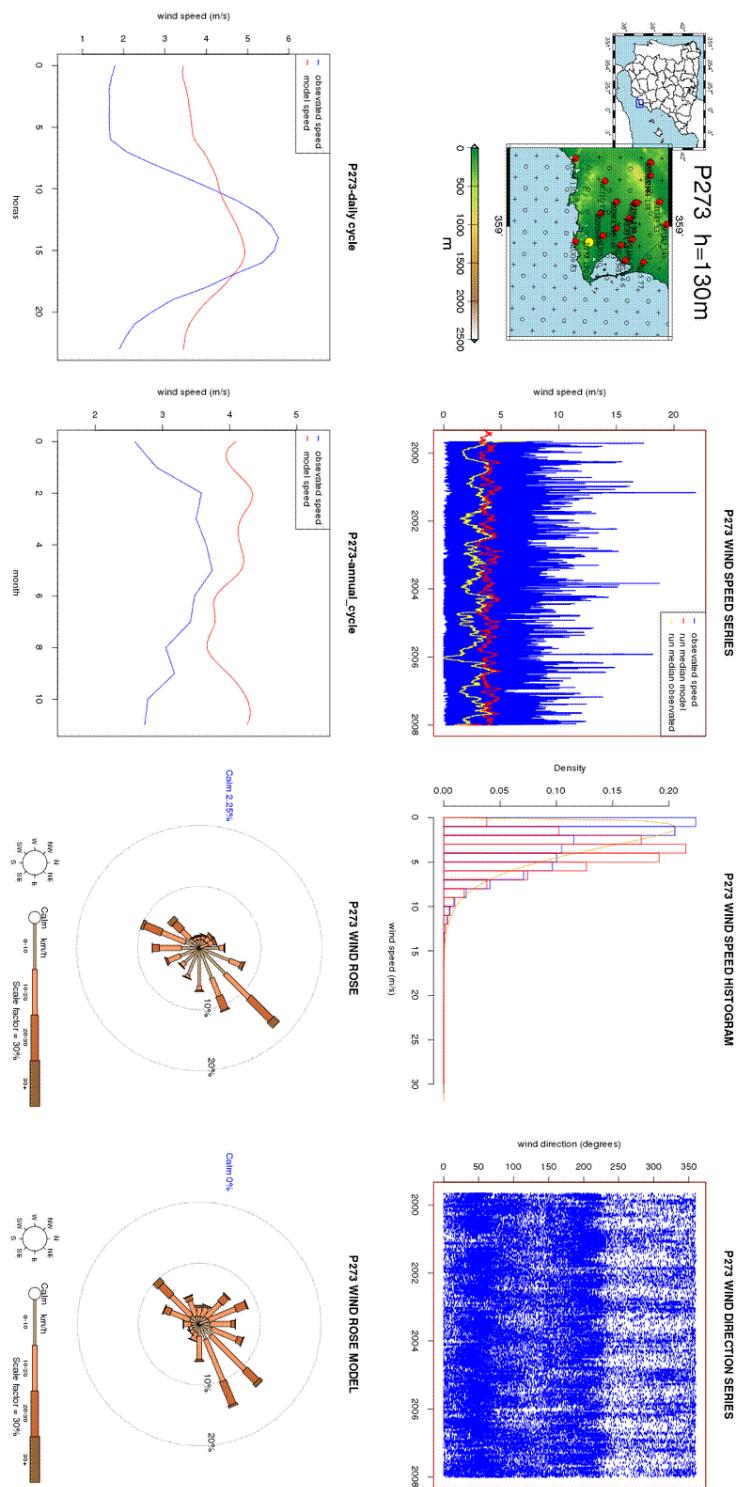


Figura 3.7: Ídem a la Figura 3.1 para la estación meteorológica Finca la Torreta de Roche, Murcia.

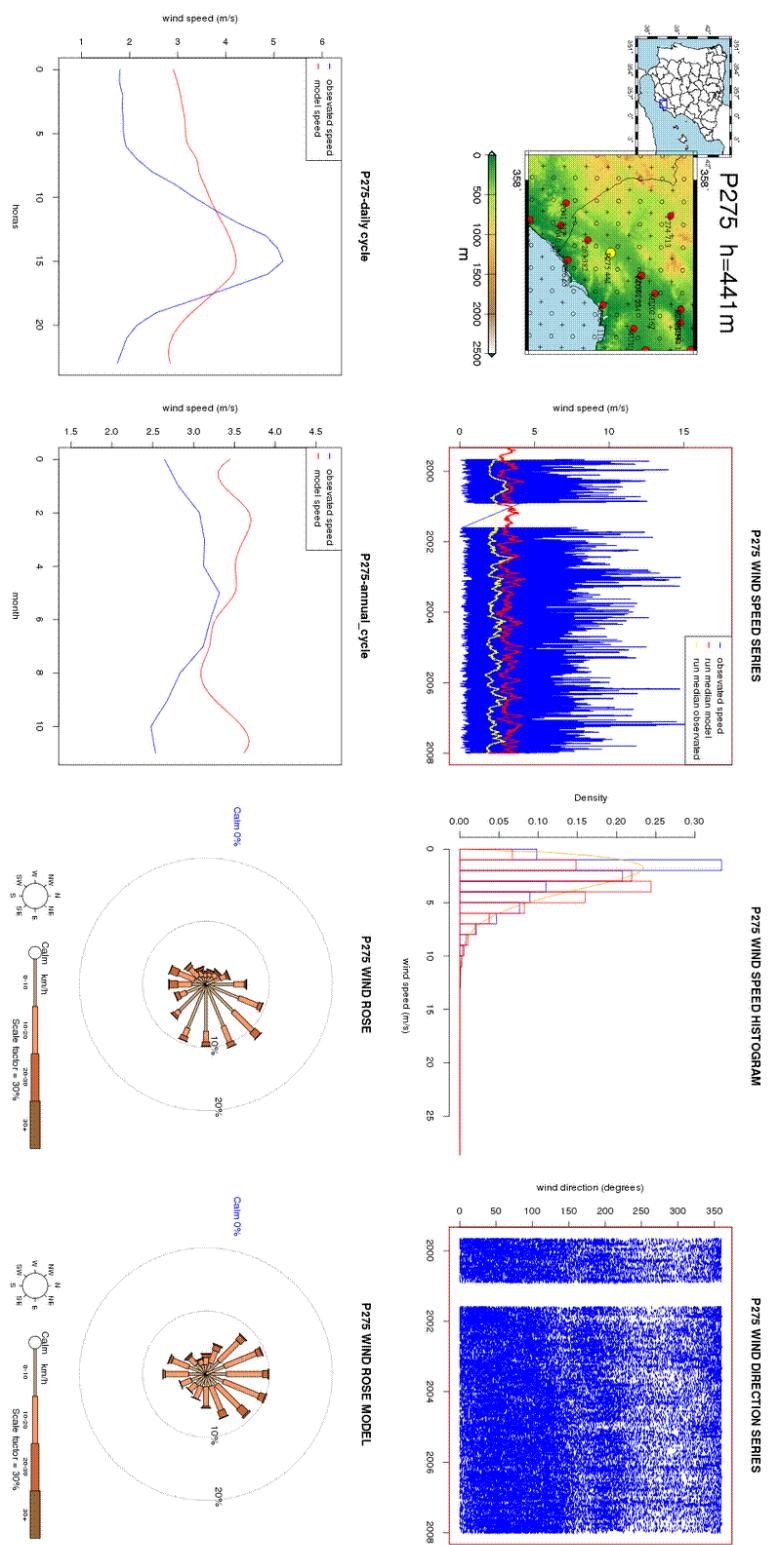


Figura 3.8: Ídem a la Figura 3.1 para la estación meteorológica de Purias (Lorca), Murcia.

en cuanto a la frecuencia de cada dirección bastante bien. Las direcciones se reproducen desplazadas hacia el E. Las velocidades se sobreestiman en general.

Tras realizar este análisis comparativo entre los datos observacionales y los procedentes del modelo, se concluye de forma general que:

- En general el modelo tiende a subestimar o subestimar la velocidad del viento, según el caso, pero en general la dinámica general del ciclo diario y anual se reproduce bastante bien.
- Los histogramas en la mayoría de los casos reflejan gran coincidencia.
- Las direcciones simuladas por el modelo no se encuentran del todo bien representadas en la mayoría de los casos. Esto no tiene por qué ser en todos los casos un error del modelo. Puede ocurrir que el viento observado esté mal registrado. Los datos de las estaciones meteorológicas no siempre representan la realidad del viento perfectamente, ya que éstas en muchas ocasiones se encuentran mal situadas. Además la toma de datos es una tarea manual que puede llevar a errores importantes y difíciles de detectar.

3.2. Series horarias frente a series mensuales

Un factor muy importante a la hora de estudiar el viento de una zona es conocer su distribución de velocidades a lo largo del tiempo, es decir, cuáles son las velocidades que con mayor o menor frecuencia se dan en ese lugar. De este modo, para comprobar qué tipo de distribución sigue el viento se ha seleccionado un punto arbitrario del dominio¹ y se ha estudiado su distribución, tanto de la serie horaria como de la serie de medias mensuales, según los datos proporcionados por la simulación. Resultados totalmente análogos se dan para todos los puntos. El resultado se muestra en la Figura 3.9. En ella se muestra cómo la distribución de las velocidades del viento según la serie horaria se ajusta muy bien a una distribución de Weibull, mientras que la serie mensual se puede aproximar a una distribución normal.

El hecho de que las series horarias se distribuyan como una Weibull es algo ya demostrado y comprobado en la mayoría los estudios sobre viento, y que el modelo reproduzca este comportamiento da idea de su consistencia física. Sin embargo, el que las series mensuales se ajusten a una normal no es algo tan obvio. Este comportamiento puede ser justificado mediante la aplicación del Teorema Central del Límite, ya que la serie mensual no es más que una media móvil de la serie horaria².

La distinción más importante entre ambas gráficas es el diferente rango de distribución que abarcan. El rango de velocidades de la serie horaria es bastante más amplio que el de la serie mensual, lo que implica mayor variabilidad de velocidades en la serie horaria. Esto es lógico si pensamos en la cantidad de valores que cada distribución maneja. Si trabajamos con la serie mensual se manejan del orden de 30 veces menos datos que con la horaria. Pero lo más

¹En particular se escogió el punto 150, que se encuentra aproximadamente en el centro del dominio.

²Estrictamente hablando no se cumplen todas las condiciones del Teorema, ya que la serie horaria no es un conjunto de variables independientes.

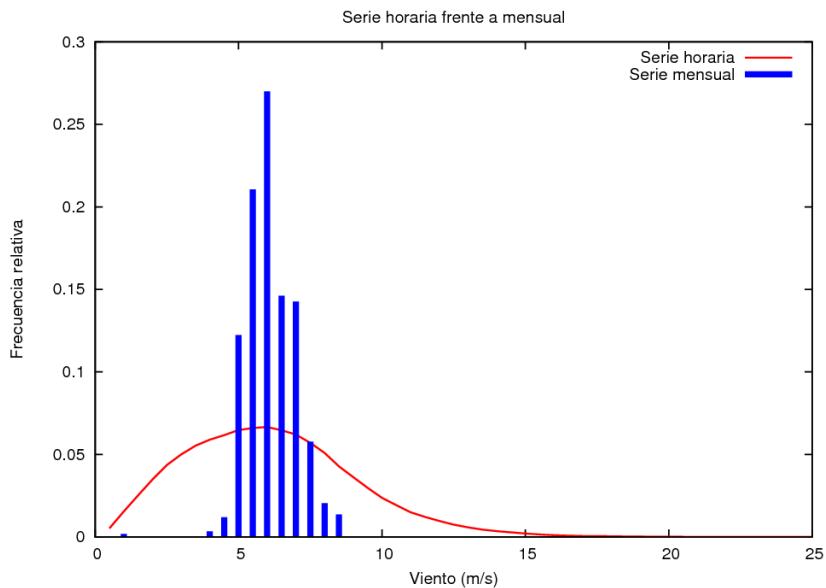


Figura 3.9: Histogramas del viento según la serie horaria en línea roja continua, y según la serie mensual en barras azules, para un punto arbitrario del dominio.

influente sobre esta diferenciación de rangos es que los datos mensuales son el promedio de los datos horarios, luego los valores extremos no se ven reflejados en el valor medio mensual. Por el contrario, en la serie horaria sí se reflejan valores extremos puntuales, y la varianza de los datos es mucho mayor.

Los estudios de viabilidad eólica se basan en la actualidad en el estudio de las series horarias, por reflejar éstas en mayor medida la realidad. A pesar de ello, en este trabajo se ha estudiado también la variabilidad mensual para evaluar si con ello se obtiene algún tipo de información útil, o por el contrario es más interesante analizar la variabilidad horaria, pese al mayor coste que conlleva su estudio y el hecho de que en muy pocas ocasiones existan datos horarios del viento de un emplazamiento.

3.3. Caracterización de las series mensuales

A continuación se evalúa el recurso eólico en la Región de Murcia desde el punto de vista del modelo según datos de medias mensuales.

En base a la simulación descrita en el Capítulo 2 a partir del modelo MM5, se han elaborado un total de 12 mapas en los que se refleja el módulo y dirección del viento medio para cada estación de año. Todo ello para los tres primeros niveles verticales del modelo a 15, 50 y 90 m de altura respectivamente. Es decir, a partir de series horarias del viento se han calculado las medias mensuales del módulo y dirección³ del viento de cada mes de los últimos 50 años (el periodo completo va de 1958 a 2008). Estas medias mensuales se han agrupado por estaciones y se ha calculado de nuevo la media. De igual modo se representa la desviación estándar de las medias mensuales del módulo de viento para el estudio de su variabilidad.

Se han calculado la media y la desviación estándar porque, como se explicó en el apartado 2.2.3, la serie mensual se ajusta bien a una normal, y éos son los dos parámetros que la definen.

3.3.1. Valores medios y ciclo anual

El recurso eólico es muy variable y depende de muchos factores. Éstos pueden ser tanto locales y regionales, como atmosféricos o espaciales.

Se va a evaluar el viento únicamente en los tres primeros niveles sigma, ya que los vientos de niveles más altos no son aprovechables, ni influenciables sobre el recurso eólico que somos capaces de utilizar con fines energéticos en la actualidad.

En estos niveles la orografía juega un papel fundamental en la dinámica eólica. Se debe tener muy presente que el viento es reproducido conforme a la base del terreno de la Figura 2.1. En ella se observa que es a partir de la comarca de Mula y parte de la comarca del Lorca, hacia el interior, junto con el Altiplano de Jumilla-Yecla y la mitad Norte de la Cuenca de Abanilla, donde se encuentran los principales relieves de la Región de Murcia. Es en la parte central de la Región y la costa donde se encuentran los grandes valles (Campo de Cartagena-Mar Menor, Mazarrón, el Bajo Guadalentín, el área Metropolitana de Murcia y la Vega del Segura), con relieves apenas apreciables. Esta topografía es principalmente, junto con otros factores, la que determina tanto la velocidad como la dirección del viento.

Como se puede apreciar en las figuras 3.10, 3.11 y 3.12, en invierno se dan las velocidades más altas, disminuyendo éstas en primavera y haciéndose aún mas bajas en verano, para volver a aumentar algo en otoño, siguiendo un claro ciclo anual. En general las medias mensuales no superan los 12 m/s. Observando las diferencias entre niveles se aprecia que conforme aumenta la altura del nivel aumenta la velocidad media. La causa de ésto es la menor influencia de la fricción del viento con el suelo conforme aumenta la altura.

En cuanto a la dirección, en invierno predominan los vientos del O-NO, en primavera la procedencia es principalmente del N-NO, en verano la situación

³Para estimar la dirección promedio del viento en un nivel y una estación del año dada, se han calculado por separado las medias de las componentes zonal y meridional a partir de datos horarios. A continuación se han representado estas medias como un vector, cuya dirección está indicada por flechas en las Figuras 3.10, 3.11 y 3.12.

cambia por completo y las direcciones van de la costa hacia el interior por efecto de las brisas, y en otoño los vientos se hacen muy similares a los de primavera.

Una característica común a todos los casos es la influencia de las cadenas montañosas Béticas del interior que canalizan los vientos del Atlántico cambiando su dirección. Se trata de vientos frescos y húmedos por su altitud que van adquiriendo características Foehn conforme se desplazan hacia el interior [10].

A continuación se analiza con mayor detalle qué ocurre en cada estación del año y en cada nivel.

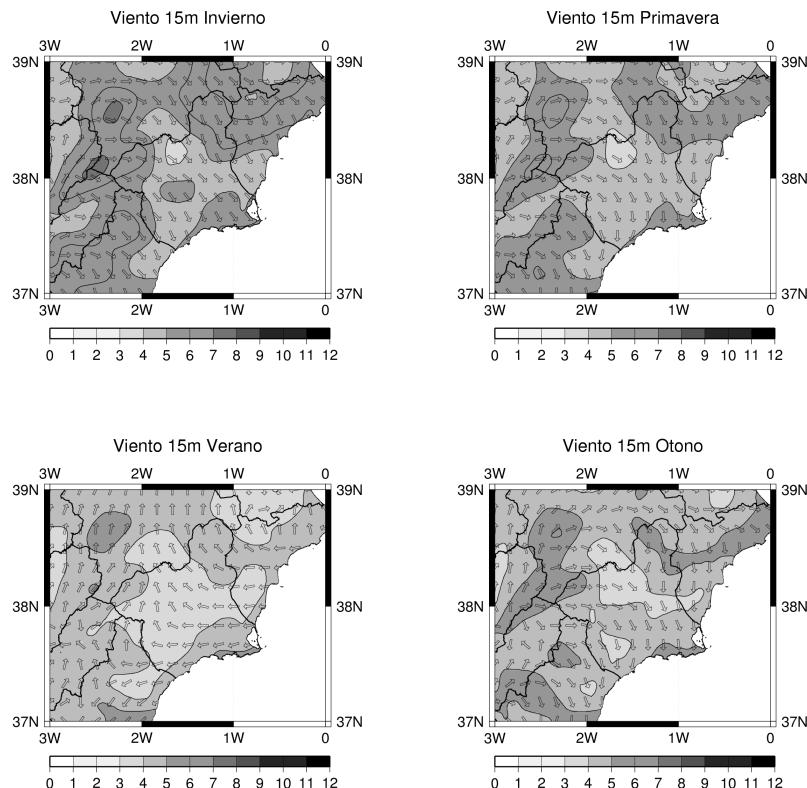


Figura 3.10: Módulo y dirección promedio del viento en el primer nivel vertical del modelo, que corresponde aproximadamente a 15 m de altura.

En la Figura 3.10 se representan los mapas del módulo y dirección del viento medio estacional en el primer nivel vertical del modelo, que se encuentra aproximadamente a 15 m de altura. A esta altura tienen bastante influencia sobre el viento los factores locales y regionales (circulaciones termales, forzadas y otras específicas de la Región) ya que es el nivel más bajo, y las irregularidades del terreno pueden variar la dirección y velocidad del viento. Como ya hemos dicho, en este nivel las velocidades son más bajas que a niveles superiores porque las pérdidas por rozamiento son muy importantes.

Es en otoño y en invierno cuando la variabilidad espacial de velocidades es mayor. En invierno las velocidades varían entre 3 y 8 m/s, en primavera oscilan

entre 3 y 6 m/s, en verano el rango es bastante bajo, entre 3 y 5 m/s, llegando a los 6 m/s únicamente en una pequeña zona de la costa, y en otoño de nuevo los valores varían bastante, entre 3 y 7 m/s.

Las zonas de montaña del interior de la Región, junto con el Norte y la costa, es donde se dan las velocidades más altas, debido a la influencia de los accidentes topográficos y la mayor altitud respecto al nivel del mar. Los vientos de montaña y valle son muy comunes en estas zonas. Éstos se originan por las irregularidades topográficas y la alta variabilidad espacial en la radiación ligada a ellas. Las zonas interiores y centrales de llanuras y la región central de la Comarca de Lorca es donde se alcanzan las velocidades mínimas. Son zonas por donde el viento pasa sin apenas obstáculos y de baja altitud, siendo por tanto su velocidad bastante moderada. Las velocidades son especialmente bajas en la zona de la Vega Baja del Segura, donde en todas las estaciones y niveles se observan las mínimas de toda la Región. Ésta es una zona rodeada de montañas por donde el viento es canalizado a través de los valles haciéndose más lento.

En invierno se dan las velocidades más altas en toda la Región, alcanzándose los valores máximos en las zonas montañosas mencionadas, y en la costa de Cartagena y el Mar Menor, más expuestas a los vientos de Levante. Esta influencia llega hasta gran parte del interior del Campo de Cartagena. Los valores llegan a ser cercanos a los 8 m/s. Únicamente en la región central del área y gran parte de la comarca de Lorca, exceptuando la zona de influencia de la Sierra de Espuña, se dan velocidades bastante bajas, llegando en la zona de la Vega Baja a medias de entre 2 y 4 m/s. En esta estación los vientos proceden predominantemente del NO, son secos y fríos debido a su largo recorrido por la Península. Llegan desde el O hasta las montañas del interior del Noroeste y ahí cambian su recorrido haciéndose también del NO.

En primavera las velocidades siguen siendo altas, aunque han retrocedido en cierto grado desde la región central hacia el interior y la costa. Únicamente persisten velocidades altas en la zona costera e interior pero en menor rango, donde se alcanzan los 7 m/s. Se observa que la dirección del viento ha cambiado. Siguen predominando los vientos del NO en las zonas más interiores. Cambian su dirección conforme se dirigen hacia la costa, cambiando gradualmente hasta hacerse totalmente del N en las zonas más cercanas a la costa.

Durante el verano se reducen drásticamente las velocidades del viento alcanzándose las mínimas anuales. Aumenta la homogeneidad de velocidades en todo el territorio, y las velocidades son bajas incluso en los relieves del interior. Las más altas se dan en la franja litoral, pero también se encuentran disminuidas. La orientación de los vientos cambia por completo y predominan los vientos de Levante (del E, húmedo y persistente) y Leveche (del E-SE, húmedo y con sensación de bochorno). Esto puede ser debido en gran parte al incremento de las temperaturas, que propicia la presencia de borrascas en el Mediterráneo asociadas a fenómenos de convección, además de al efecto de las brisas costeras. La persistencia durante varios días de condiciones que favorecen la presencia de vientos de mar a tierra (fuerte insolación), ha sido reconocida como un factor decisivo en la aparición de tormentas de verano acompañadas de precipitaciones intensas [10].

En otoño aún se extiende la influencia de las borrascas del Mediterráneo en verano, pero el descenso de las temperaturas hace que la dinámica de los vientos cambie por completo. Las diferencias de temperaturas entre el mar y el aire aumenta de nuevo las velocidades del viento en gran parte de la Región,

y especialmente en las zonas donde típicamente se dan las velocidades altas ya mencionadas. Como se puede ver, la dirección dominante ha cambiado de nuevo y la situación se hace muy parecida a la de primavera, pero en la comarca del Noroeste los vientos que antes llegaban del NO ahora son principalmente del O, y cambian hacia el N canalizados por la topografía. En el Altiplano la variabilidad de direcciones es considerable, pero se puede considerar del N con tendencias tanto del E como del O.

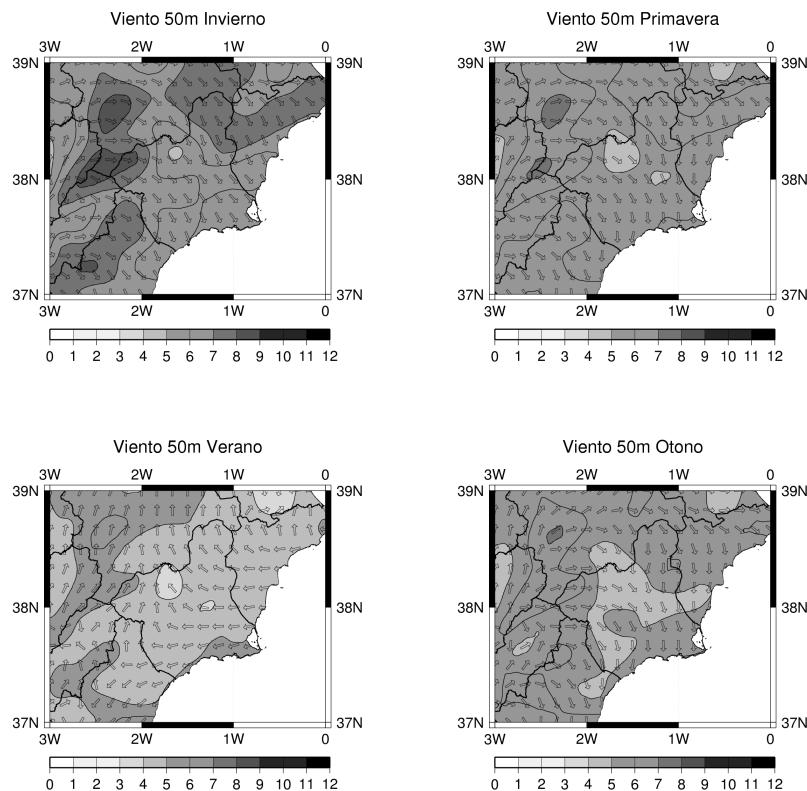


Figura 3.11: Módulo y dirección promedio del viento en el segundo nivel vertical del modelo, que corresponde aproximadamente a 50 m de altura.

En la Figura 3.11 se reflejan los mapas de viento en el segundo nivel del modelo, que corresponde con aproximadamente los 50 m de altura. A esta altura los factores locales y regionales siguen influyendo en la dinámica general de los vientos, y principalmente en su dirección. Las velocidades se ven aumentadas de forma generalizada, ya que existen menores pérdidas por rozamiento. Los lugares donde al nivel anterior se daban los máximos, ahora también se dan. Es decir a este nivel la distribución de velocidades es prácticamente igual a la anterior pero con velocidades mayores generalizadas. Las direcciones prácticamente no varían.

Es en invierno donde se siguen alcanzando los máximos, en este caso de hasta 10 m/s. En primavera las velocidades no se superan los 8 m/s. En verano

aumentan hasta los 4 m/s en casi toda la Región respecto al nivel anterior y se alcanzan los 6 m/s en gran parte de la costa. Las mínimas siguen siendo muy bajas, de alrededor de entre 2 y 3 m/s y también se dan en la Vega Baja. Durante el otoño se alcanzan los 6 y 7 m/s en el Altiplano y el Oeste. Los 6 m/s alcanzados ya a 15 m de altura se extienden bastante más y no disminuyen hasta bien entrados en las llanuras regionales.

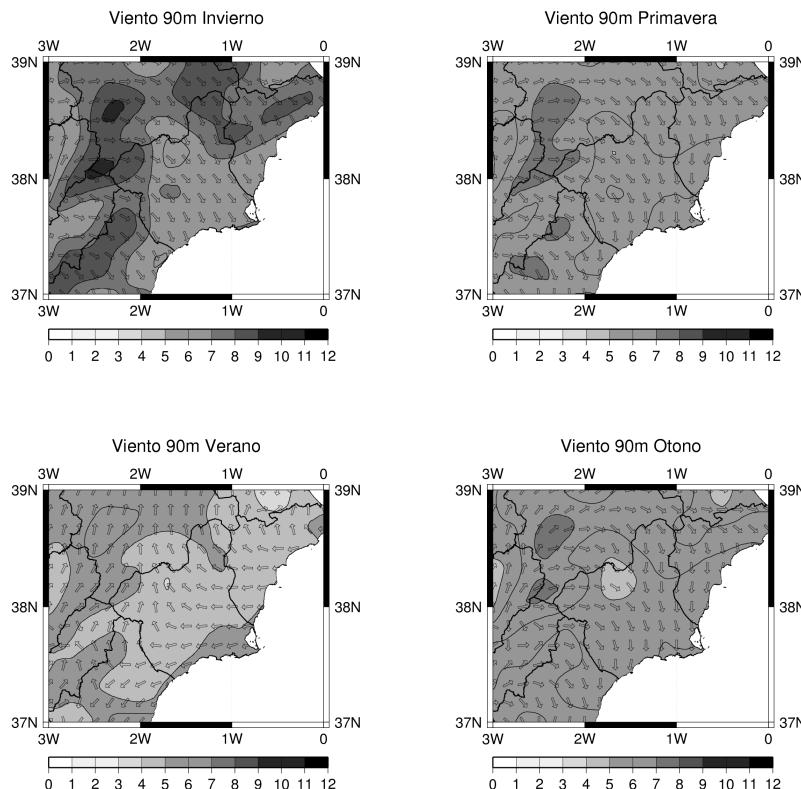


Figura 3.12: Módulo y dirección promedio del viento en el tercer nivel vertical del modelo, que corresponde aproximadamente a 90 m de altura.

En la Figura 3.12 se representan los mapas de viento medio estacional a 90 m de altura. A esta altura las pérdidas por rozamiento son aún menores, y por tanto las velocidades siguen creciendo en todas las estaciones del año, alcanzándose hasta los 11 m/s. La influencia del terreno se hace de notar en las direcciones predominantes del viento, que siguen la misma dinámica con pocas variaciones.

Se siguen dando las máximas y mínimas velocidades en los mismos lugares. En invierno aumentan en el centro y se homogenizan con las zonas costeras a velocidades de entre 6 y 7 m/s. En primavera aumentan en toda el área, al igual que en verano, donde incluso en la zona de La Vega Baja se alcanza los 5 m/s. Estas velocidades persisten únicamente en esta zona y durante el otoño, cuando en el resto de la Región se incrementan hasta los 7 m/s.

3.3.2. Desviación estándar

El estudio de la desviación estándar de los datos proporcionados por el modelo ayuda a conocer el grado de dispersión de los mismos con respecto al valor promedio de cada distribución. Se expresa en las mismas unidades que la variable, m/s, y se suele representar por la letra griega sigma σ .

Se ha estimado esta variable para cada una de las series de las medias mensuales del módulo del viento durante el periodo simulado en cada punto de la malla del dominio, en cada nivel sigma y por estaciones del año. Los resultados obtenidos se representan en los mapas de las Figuras 3.13, 3.14 y 3.15 que corresponden al valor de sigma en el primer, segundo y tercer nivel vertical del modelo respectivamente por estaciones.

Esta representación se ha hecho con el objeto de tener una visión de la dispersión de los datos, algo muy importante en la toma de decisiones de los estudios eólicos. Una desviación estándar menor supone una menor variabilidad de los datos, es decir que los valores de esa distribución están mucho más cerca de la media. Del mismo modo, a mayor variabilidad mayor desviación estándar. Por otro lado, los datos cuya velocidad media sea elevada, tendrán también una desviación estándar elevada⁴. Para nuestro estudio es más adecuado tener una desviación estándar pequeña porque eso supone una menor variabilidad, y por tanto una producción de energía más uniforme.

En el primer nivel vertical, correspondiente a la Figura 3.13, se dan las desviaciones estándar de menor magnitud de todos los niveles. Los mínimos obtenidos son de sólo 0,3 m/s, y se dan en verano, cuando las velocidades del viento son las más bajas. Las dispersiones más altas se dan en invierno, pero no se superan los 1,8 m/s de media.

Las zonas de mayor variabilidad del viento son el Noroeste, el Altiplano y la costa. Los periodos de máxima velocidad se dan en rachas cortas pero muy intensas, de ahí la gran dispersión entre los datos.

En primavera es cuando la correspondencia entre velocidades reducidas allí donde la desviación también lo es se observa con mayor facilidad. Las dispersiones más bajas son de entre 0,3 y 0,6 m/s, y las más altas de 0,9 a 1,2 m/s.

En verano la mayor desviación estándar obtenida es de tan solo 0,6 m/s, con lo que se puede decir que la velocidad es más uniforme en ésta época del año que en el resto. Por lo tanto, a pesar de darse las velocidades más bajas también se da la menor variabilidad, lo que implica que se produciría energía de forma continua durante toda la estación, aunque no en mucha cantidad.

En otoño vuelve a incrementarse la variabilidad entre velocidades.

En la Figura 3.14, correspondiente al segundo nivel, se observa que al aumentar la altura aumenta la variabilidad debido a que existen velocidades medias más altas. Se alcanzan hasta los 2,1 m/s en algunos puntos del interior y en invierno, cuando se dan las velocidades más altas. Las desviaciones mínimas no superan los 0,3 m/s y se dan también durante el verano, cuando además siguen sin superarse los 0,6 m/s en ningún punto, aunque el rango de puntos en los que no se supera es mucho menor.

⁴Ésto es así por ser la velocidad una variable continua positiva. Puede comprobarse comparando los mapas de desviación estándar con los de módulo del viento. Algo similar ocurre con otras variables meteorológicas, como la precipitación. Esto no ocurre por ejemplo con la temperatura.

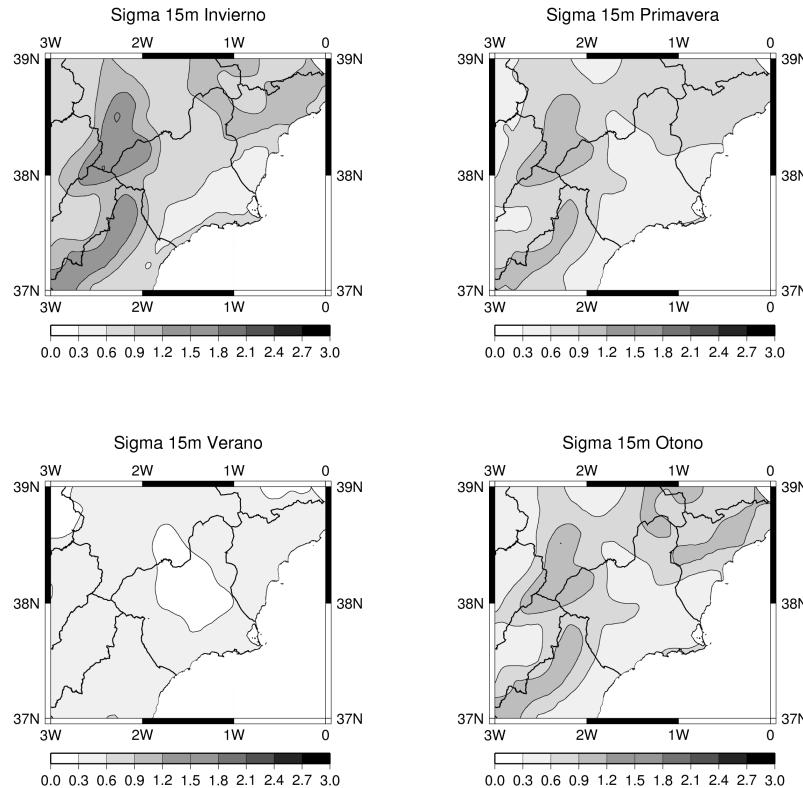


Figura 3.13: Desviación estándar del módulo del viento en el primer nivel vertical del modelo, que corresponde aproximadamente a 15 m de altura.

En el resto de estaciones del año la dispersión aumenta en todos los puntos un grado en la escala de valores.

Y por último, en la Figura 3.15, la situación se repite. En invierno la variabilidad de velocidades en todos los puntos es la más grande. Durante el resto de estaciones la distribución de las dispersiones es similar, pero incrementada. Las regiones de desviaciones bajas se han reducido en todos los casos. En verano la variabilidad se ha homogeneizado en todo el territorio y no se encuentran zonas fuera del rango de dispersión de 0,3 a 0,6 m/s. Es muy importante tener muy en cuenta la variabilidad a este nivel a la hora de evaluar las distribuciones del viento de una zona, ya que la altura de un aerogenerador está entre los 60 y 90 m.

Como conclusión, es el verano la época del año con las variaciones más bajas del viento en toda la Región y el invierno la época con mayor variación. Las zonas donde se da mayor variabilidad es en el Noroeste y el Altiplano, por darse las medias más altas. Así mismo, se considera que conforme aumenta la altura, al ser las medias de las velocidades superiores, las dispersiones de los datos se ven incrementadas. De este modo, se puede considerar que un buen lugar para una instalación no es aquel donde haya velocidad, sino aquel donde la

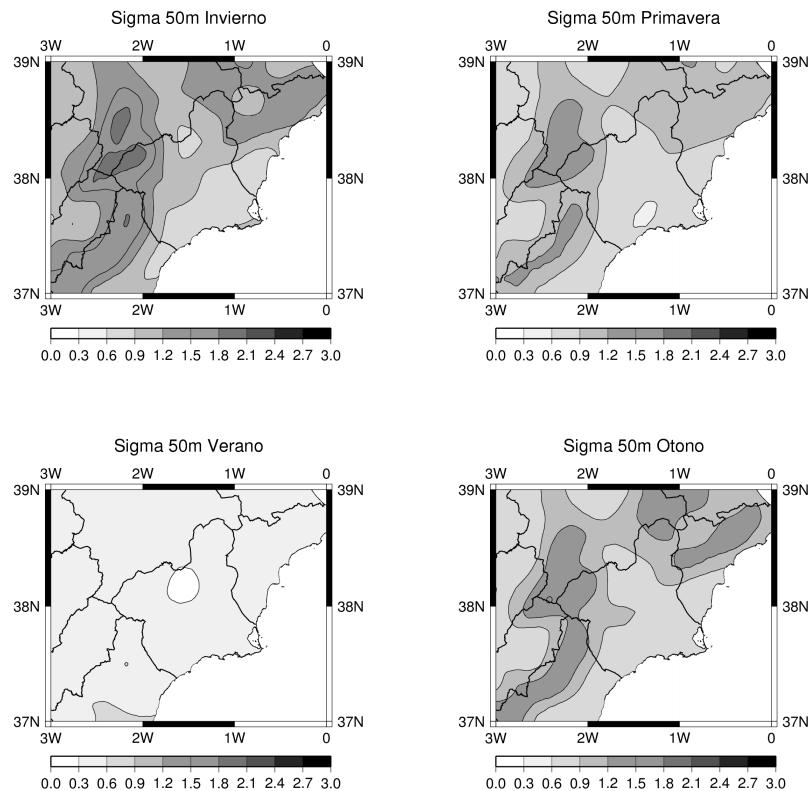


Figura 3.14: Desviación estándar del módulo del viento en el segundo nivel vertical del modelo, que corresponde aproximadamente a 50 m de altura.

relación entre velocidades altas y baja variabilidad sea mayor. Por ejemplo una buena zona sería la costa, donde la variabilidad es considerable pero no muy alta, y las velocidades son bastante altas.

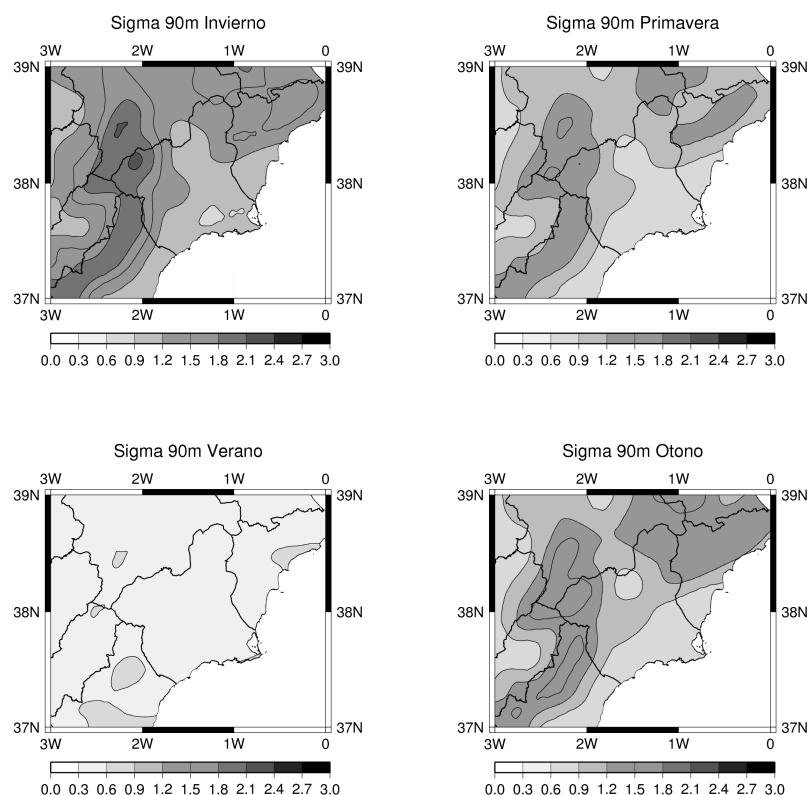


Figura 3.15: Desviación estándar del módulo del viento en el tercer nivel vertical del modelo, que corresponde aproximadamente a 90 m de altura.

3.4. Caracterización de las series horarias

Así como se ha evaluado el módulo y dirección del viento según las medias mensuales de acuerdo a los resultados de la simulación en toda la Región, se evalúa a continuación, bajo los mismos supuestos, la variabilidad del viento según las series horarias.

Para la caracterización de las series horarias del viento se debe tener en cuenta que éstas siguen una distribución de Weibull, cuyos parámetros son κ y λ . Por lo tanto, se debe recordar que una distribución de valor κ mayor que el de otra refleja una variabilidad de los datos menor, y que un valor λ elevado refleja que la probabilidad de que se den velocidades más altas es mayor y viceversa, como se discutió a la luz de las Figuras 2.3 y 2.4 del Capítulo 2.

En los mapas de viento que se presentan a continuación, se representan los valores de κ y λ obtenidos en cada nivel y por estaciones del año. Es decir, en cada punto se ha calculado el valor de κ y λ que mejor ajusta un distribución de Weibull a los datos del modelo. Estos valores han sido estimados mediante un ajuste por métodos numéricos basados en la búsqueda del menor error cuadrático medio.

En las Figuras 3.16, 3.17 y 3.18 se refleja el resultado de representar en un mapa los valores de λ en los tres niveles estudiados. Al comparar estos mapas con los mapas de medias mensuales, se aprecia que existe una correspondencia espacial aproximada entre las medias mensuales y las horarias. Es decir, que en los lugares donde las medias mensuales son altas, también se dan los valores de λ más altos y viceversa. Esto ocurre en todos los niveles y estaciones.

Si nos fijamos en cada uno de los niveles individualmente y observamos las diferencias entre las estaciones del año, se deduce que en todos ellos las velocidades más altas se dan en invierno, disminuyendo en primavera, otoño y verano progresivamente, como ocurría con las medias mensuales. Así mismo, en todas las estaciones y a cualquier nivel, a mayor altura mayor es el valor de λ .

Las Figuras 3.19, 3.20 y 3.21 se representan los valores de κ obtenidos en cada nivel estacionalmente. Al analizarlos, se aprecia que en este caso no existe una relación tan sencilla entre los valores de κ y σ como en el caso anterior. La relación en este caso es inversa.

Al comparar las estaciones del año de un mismo nivel entre sí, se observa que la estación donde se dan los mayores valores de κ es el verano, seguida del otoño y la primavera (con diferencias casi inapreciables), y donde se dan los valores más bajos es el invierno. Éstas, a su vez son las estaciones de menor y mayor viento respectivamente. Así mismo, si nos fijamos en lo que ocurre al variar el nivel en una misma estación del año se deduce que en un nivel mayor (donde las velocidades son más altas) los valores de κ son más bajos. Se puede concluir por tanto que conforme aumenta la velocidad, el valor de κ disminuye. Esto es debido a que al aumentar la velocidad la variabilidad entre los datos es mayor, y como se ha comentado anteriormente una variabilidad alta refleja un valor κ bajo.

Como conclusión al análisis de las series horarias y las series mensuales, se deduce que al aumentar la velocidad media en un emplazamiento determinado aumenta el valor de σ , así como el parámetro de escala λ . Es decir, a mayor velocidad media, mayor es la variabilidad de velocidades, lo cual implica que el valor del parámetro κ se reduce.

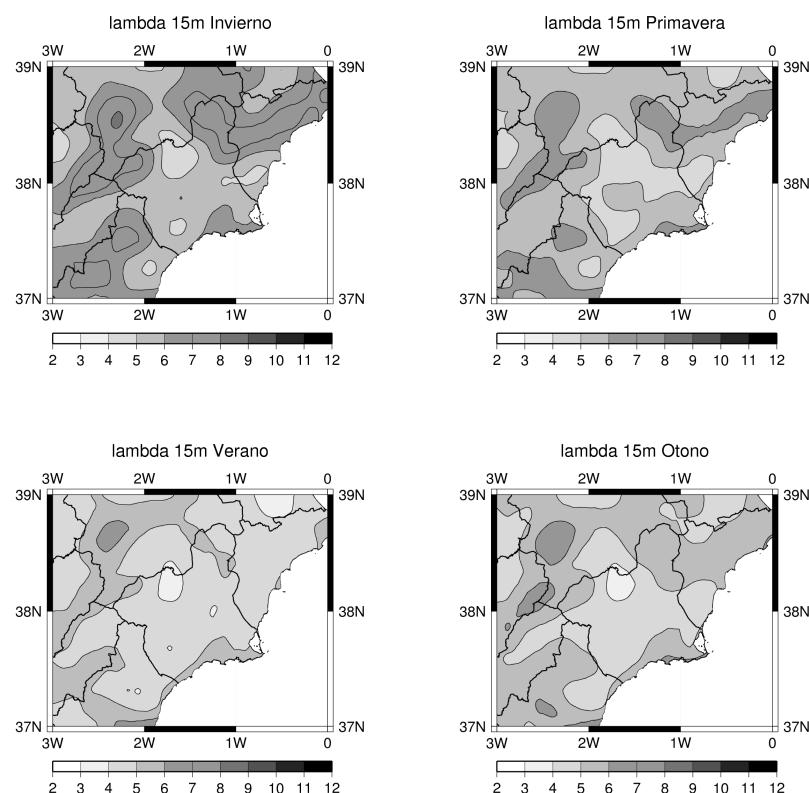


Figura 3.16: Valores de λ en el primer nivel vertical del modelo, que corresponde aproximadamente a 15 m de altura.

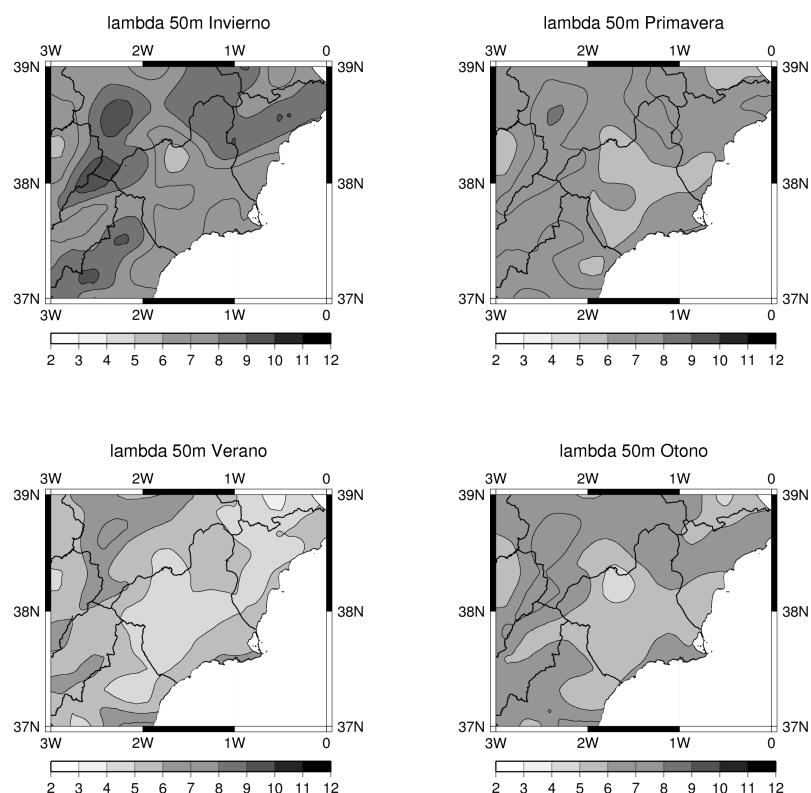


Figura 3.17: Valores de λ en el segundo nivel vertical del modelo, que corresponde aproximadamente a 50 m de altura.

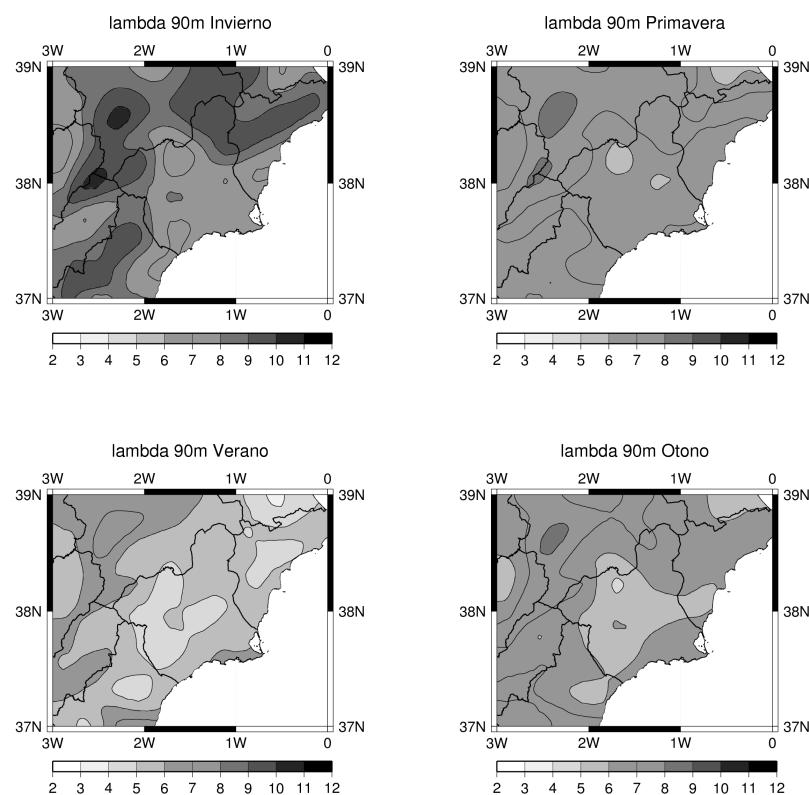


Figura 3.18: Valores de λ en el tercer nivel vertical del modelo, que corresponde aproximadamente a 90 m de altura.

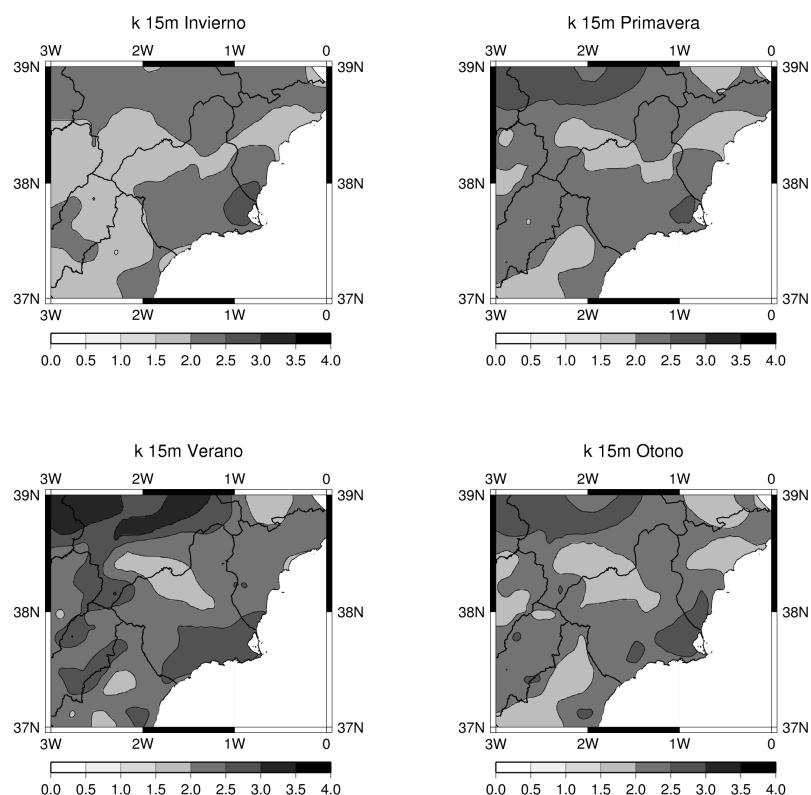


Figura 3.19: Valores de κ en el primer nivel vertical del modelo, que corresponde aproximadamente a 15 m de altura.

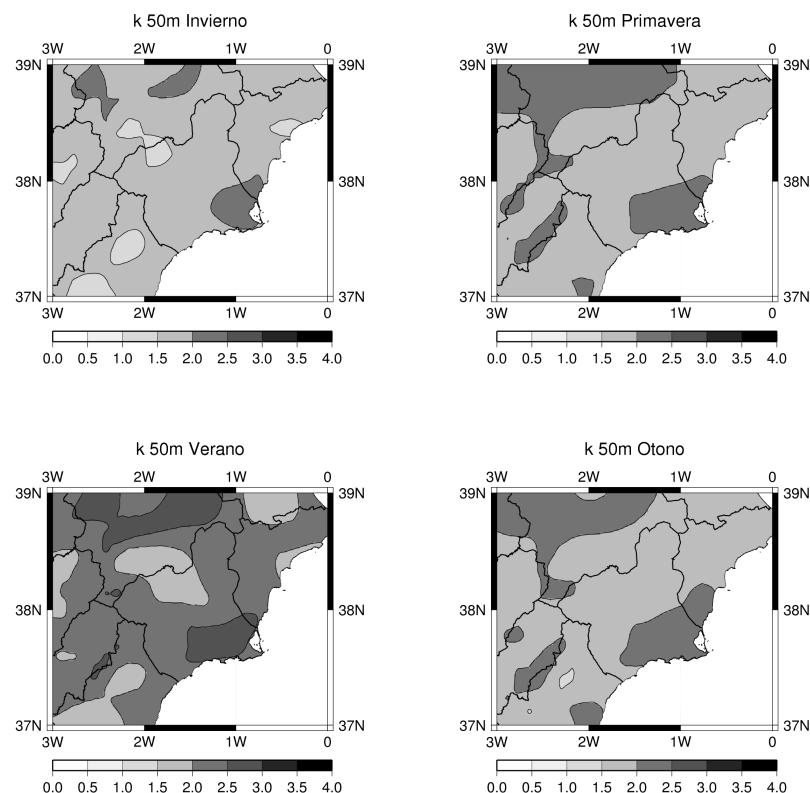


Figura 3.20: Valores de κ en el segundo nivel vertical del modelo, que corresponde aproximadamente a 50 m de altura.

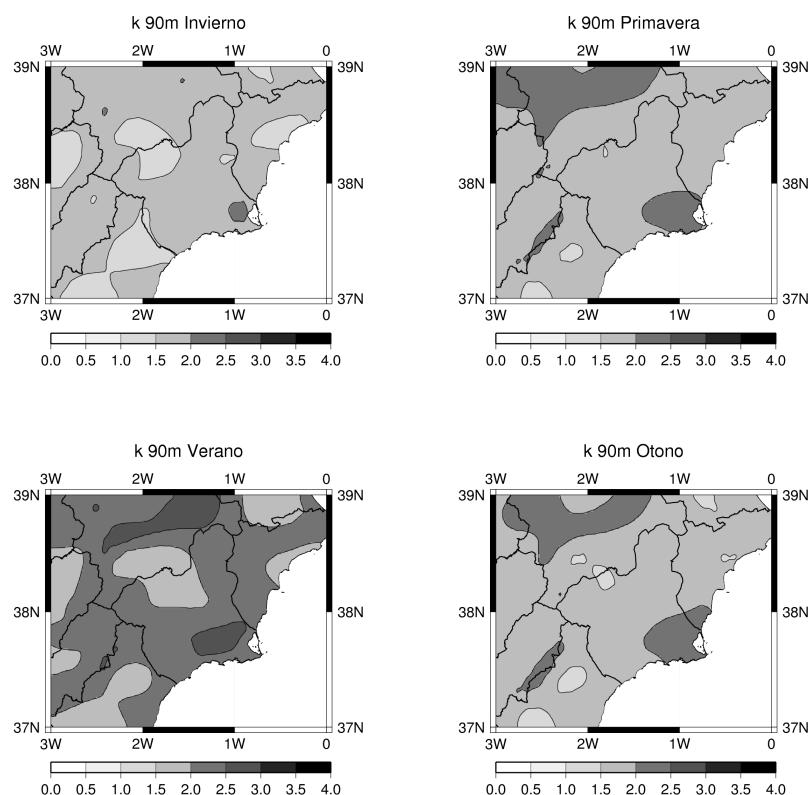


Figura 3.21: Valores de κ en el tercer nivel vertical modelo, que corresponde aproximadamente a 90 m de altura.

3.5. Distribución de la energía eólica

En este apartado se ha estimado la energía eólica que se produciría en la Región a partir de los valores de la distribución de viento horaria.

A partir de los histogramas de viento del modelo y la curva de potencia de un aerogenerador tipo de 850 kW, cuya gráfica se puede ver en la Figura 2.5 del Capítulo 2, se puede estimar la energía que produciría dicho aerogenerador en todos los puntos del área de interés, tal y como se explica en el Capítulo 2.

Esta energía se ha representado en los mapas de las Figuras 3.22, 3.23 y 3.24, que muestran la distribución espacial de la energía anual que se podría obtener a partir del viento simulado en todos los puntos del dominio de estudio en los tres primeros niveles del modelo y como en los casos anteriores, por estaciones del año.

En estos mapas se observa cómo en los lugares donde anteriormente se ha visto que se dan las velocidades del viento más altas es donde se obtiene más cantidad de energía, ya que la energía que transporta el viento, y por tanto la que pueden extraer los aerogeneradores, depende de la velocidad del viento al cubo. Se observa además que la estación del año donde mayor energía se obtiene es el invierno, seguido de la primavera, el otoño y el verano. Igualmente a mayor altura desde el suelo, mayor cantidad de energía se genera. De ahí la gran altura a la que se encuentran las turbinas de los aerogeneradores.

Normalmente, para estudiar las velocidades del viento de un lugar determinado se estudia su distribución horaria, es decir, se suelen calcular los parámetros κ y λ de la serie horaria de velocidades de dicho emplazamiento. Pero al analizar estos mapas de energía se ha comprobado que las series mensuales están íntimamente relacionadas con las series horarias, por lo que a su vez las series mensuales de velocidad están también relacionadas con la energía. Comparando los mapas de velocidades medias mensuales y los de energía se puede comprobar que efectivamente existe una correspondencia entre ellos.

Para ilustrar esta correspondencia se han realizado las gráficas de las Figuras 3.25 y 3.26. En ellas se enfrentan gráficamente la velocidad media mensual del viento y la energía anual generada, para cada distribución de energía obtenida anteriormente, comprobándose que esta relación existe y es casi lineal.

En principio esta relación no tiene por qué ser lineal puesto que estos valores de energía han sido obtenidos a partir de una función no lineal como es la curva de potencia. A pesar de ello, tanto en los mapas de forma visual, como en las gráficas de forma analítica, se puede comprobar esta correspondencia.

Tal observación es de gran importancia, pues supone un menor coste computacional a la hora de evaluar el recurso eólico. Aplicando esta afirmación, es posible conocer la energía que se puede producir en un lugar determinado únicamente a partir de los datos de las medias mensuales dadas en ese lugar, sin necesidad de utilizar una relación entre ambas no lineal. Obtener datos horarios es mucho más costoso que obtener datos mensuales, pues éstos se pueden obtener a partir de datos semihorarios o incluso diarios, que son lo que normalmente se toman en las estaciones meteorológicas. De esta forma, con un simple análisis del viento medio mensual podemos estimar la energía que se podría generar en cada punto de la Región multiplicando los valores del viento medio por el valor de la pendiente de la recta obtenida.

En las gráficas se observa cómo la relación lineal se cumple mejor cuando las velocidades son altas. Es decir, en invierno la relación es más lineal que en

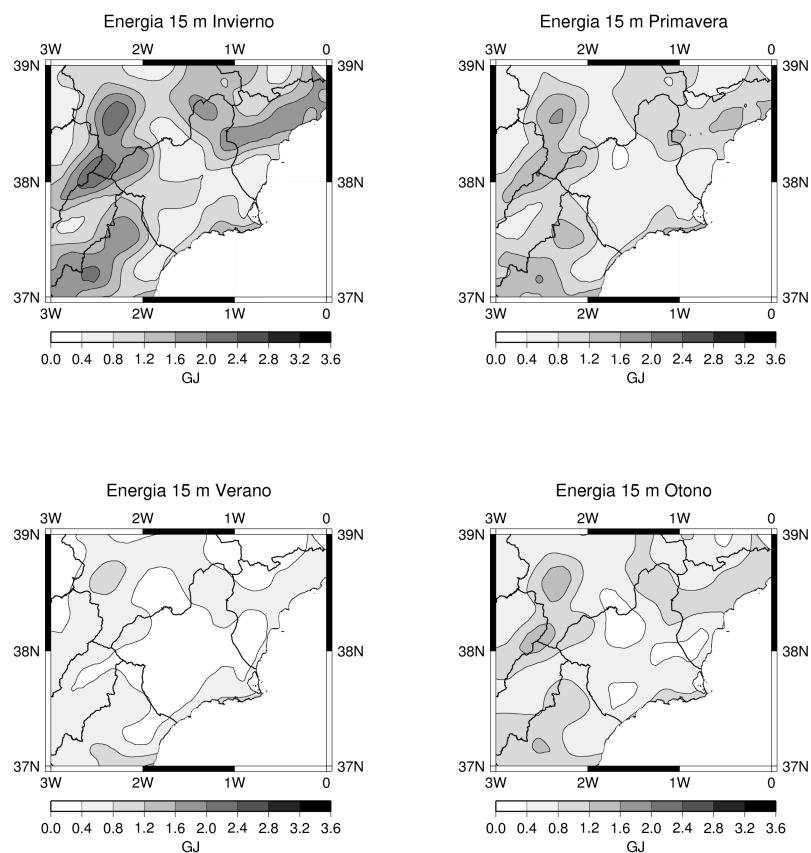


Figura 3.22: Energía generada anualmente por un aerogenerador tipo en cada punto del área de estudio a partir de las series horarias del viento estimado por el modelo en el primer nivel vertical, que corresponde aproximadamente a 15 m de altura.

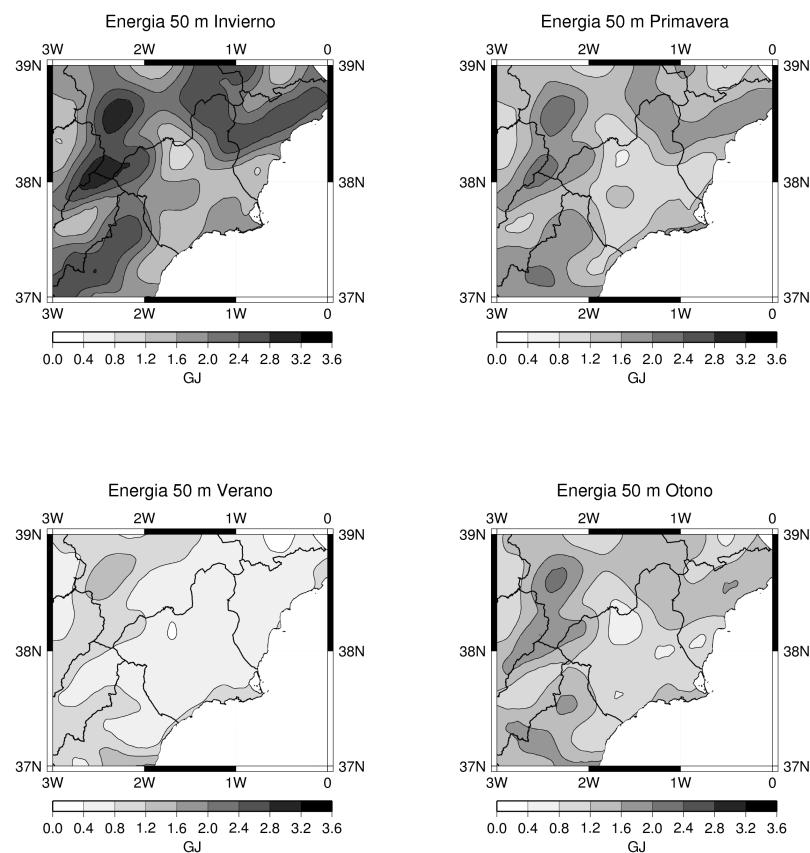


Figura 3.23: Ídem a la Figura 3.22 para el segundo nivel vertical, que corresponde aproximadamente a 50 m de altura.

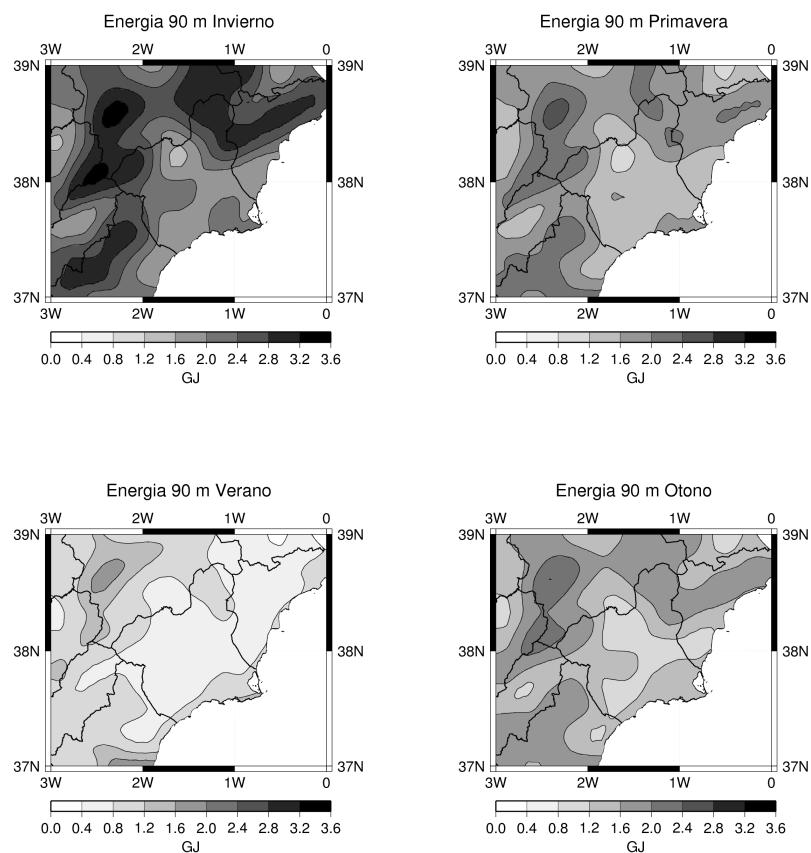


Figura 3.24: Ídem a la Figura 3.22 para el tercer nivel vertical, que corresponde aproximadamente a 90 m de altura.

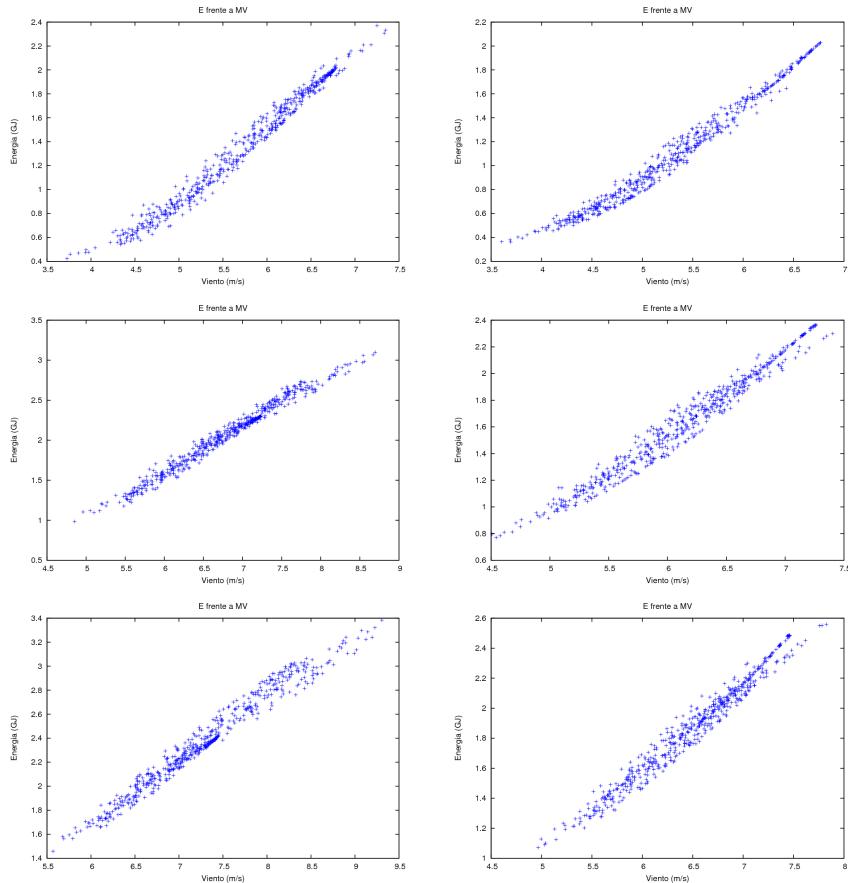


Figura 3.25: Las tres gráficas de la izquierda representan la energía anual generada frente a velocidad media mensual para cada punto de la malla del dominio en invierno para los tres niveles (de abajo a arriba). A la derecha se observan mismas gráficas pero para la primavera. Obsérvese que la escala no es la misma en todas las figuras.

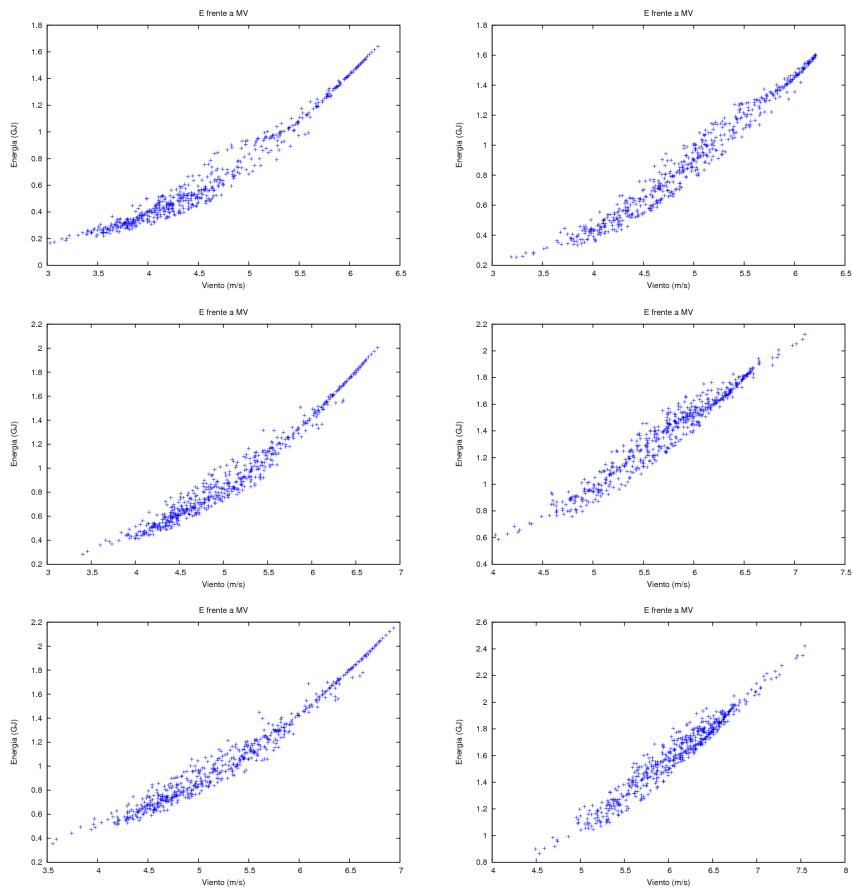


Figura 3.26: Ídem a la Figura 3.25 para verano (izquierda) y otoño (derecha).

verano y en el tercer nivel más lineal que en el primero. Lo mismo ocurre al observar una misma gráfica, donde a velocidades bajas la linealidad disminuye. Por tanto, a mayor velocidad mayor linealidad. Esta circunstancia no quita valor al hecho de que se puedan relacionar las velocidades medias de un lugar con la producción energética, simplemente se puede afirmar que esta relación no es del todo lineal y se debe tener en cuenta en el momento de su aplicación. Además, lo que interesa en energía eólica son los lugares donde más viento hace, que son los lugares donde mejor se cumple esta relación. Se ha estimado que es a partir de entre los 4-5 m/s aproximadamente cuando la relación empieza a ser válida.

Capítulo 4

Conclusiones

El objetivo principal de este proyecto es evaluar los resultados de una modelización del potencial en energía eólica de la Región de Murcia. Para ello, tras una introducción a las energías renovables, y en particular a la eólica, se ha caracterizado el viento a partir de los datos generados por un modelo meteorológico. Éste a su vez ha sido comparado con datos observacionales para observar su capacidad para reproducir el viento. Tras la consecución de los objetivos planteados y el desarrollo de las pautas necesarias para ello, las conclusiones de mayor relevancia extraídas son las que se discuten a continuación.

El campo de las energías renovables se encuentra en la actualidad en pleno desarrollo y los esfuerzos para su implementación a mayor escala debenemerger principalmente de iniciativas y planificaciones gubernamentales vinculantes. La Región de Murcia cuenta con unas condiciones magníficas para el aprovechamiento de la mayor parte de las energías renovables, como la solar, pero también en gran medida para la energía eólica, tal y como se ratifica en el estudio del potencia eólico realizado en este trabajo.

Tras la comparación de los datos de la simulación elaborada con datos observacionales de diferentes estaciones meteorológicas, se ha estimado que el modelo obtiene unos resultados bastante similares al viento observado en la Región, teniendo en cuenta las dificultades de la comparación. Se ha visto que el modelo tiende a subestimar o sobreestimar el módulo del viento, según el caso. A pesar de ello, la dinámica de los ciclos anual y diario se reproducen de forma bastante similar en ambos casos. Así mismo, se han observado algunas limitaciones, principalmente a la hora de estimar las direcciones predominantes. Otro hecho importante a favor del modelo, y que da idea de su consistencia física, es el que los datos horarios generados se distribuyan según una distribución de Weibull, tal y como se sabe que se comporta el viento real.

Por otro lado, se ha observado que las series mensuales se ajustan bastante bien a una distribución normal.

Respecto a la caracterización eólica de la Región (horaria y mensual), la conclusión más importante es que el viento sigue un ciclo estacional en el que las estaciones del año de mayor a menor viento son respectivamente: invierno, primavera, otoño y verano. Del mismo modo se ha observado que a mayor altura más viento se reproduce. Además se ha visto que las zonas de la Región donde el viento medio es mayor según el modelo son el Noroeste, el Altiplano y la zona

costera.

La estimación de los valores de variabilidad del viento con el estudio de σ , para las series mensuales y de κ para las series horarias, ha sido muy satisfactoria, pues se ha comprobado que a mayor valor del módulo del viento medio, mayor es su variabilidad eólica. Además se ha comprobado que los parámetros σ y κ se relacionan de forma inversa. La poca continuidad del recurso eólico y su baja predecibilidad a largo plazo son factores muy importantes a tener en cuenta en energía eólica. Una producción energética continua es tanto o más importante si cabe que la propia velocidad del viento. Además los rendimientos de los aerogeneradores nos son tan altos como cabría esperarse, debido tanto a las propias limitaciones físicas y mecánicas como a la baja uniformidad del recurso. Por estas razones, a la hora de seleccionar el emplazamiento más adecuado para una instalación eólica no sólo debe tenerse en cuenta que sea un lugar de mucho viento, sino también que éste sea poco variable para poder asegurar un rendimiento uniforme. Por ejemplo, una buena localización sería la zona costera.

Finalmente, tras la modelización del viento en el área de estudio, se ha calculado la energía eólica que se podría obtener a partir de los datos horarios, comprobándose que existe una relación directa entre velocidad del viento y energía producida. Además se ha estudiado si la energía se puede relacionar con las series de viento medio mensual. En este sentido se ha mostrado que existe una relación casi lineal. Por lo tanto, a pesar de que la energía depende del viento a través de una relación no lineal, como es la curva de potencia, se ha comprobado la existencia de una relación lineal entre viento medio mensual y energía generada, tal y como se ha comprobado en diferentes trabajos previos como [40] y [41]. No obstante, se debe tener en cuenta que esta afirmación se cumple solamente a velocidades altas. Esta conclusión es de gran relevancia, por suponer un menor coste computacional a la hora de estudiar el viento de un emplazamiento con fines energéticos.

Como trabajos futuros, sería recomendable el aumento de la resolución del modelo para que la orografía pueda ser mejor representada. En ese sentido, sería interesante la utilización de otros modelos para rebajar la escala de los modelos mesoescalares, como por ejemplo el modelo WASP (Water Quality Analysis Simulation Program), u otros modelos capaces de adaptar el viento obtenido con el modelo mesoescalar a la realidad local (orografía, usos del suelo, rugosidad, etc.). Además sería una buena actuación su complementación con un mayor número de datos observacionales.

Bibliografía

- [1] A. Creus Solé. *Energías renovables*. Ediciones Ceysa, Barcelona, 2004.
- [2] J.A. Domínguez Gómez. *Energías alternativas* (2^a Edición). Equipo Sirius, S.A., Madrid (2004).
- [3] Comisión Nacional de Energía. *Energía: del monopolio al mercado* (edición digital). Aranzadi S.A, Navarra, 2006.
- [4] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. *Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012*. Madrid, 2007.
- [5] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. *La energía en España 2008* (edición digital). Madrid, 2009.
- [6] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. *Memoria anual 2007* (edición digital). Madrid, 2008.
- [7] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. *Plan de acción 2008-20012* (edición digital). Madrid, 2007.
- [8] C. Conesa García. *El medio físico de la región de Murcia*. Edit.um. Murcia, 2006.
- [9] Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnologicas. *Evaluación de los Recursos de Energías Renovables en la Región de Murcia*. Madrid, 1999.
- [10] A. Gómez Fairén A. Romero Díaz F. Alonso Sarría (coordinadores). *Atlas global de la Región de Murcia*. La Verdad-CMM, D.L. Murcia, 2007.
- [11] J.P. Delgado Marín. *Energía eólica en la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia*. ARGEM, 2004.
- [12] J.P. Montávez. *Meteorología*. Departamento de Física de la Universidad de Murcia, 2006.
- [13] Comisión Nacional de Energía. *Informe mensual de ventas de energía del régimen especial (Noviembre de 2009)*. 2009.
- [14] Red Electrica de Españá. *Informe del sistema eléctrico español 2008*. 2008.

- [15] Consejo Económico y Social de la Región de Murcia (CES). Las energías renovables en la Región de Murcia, en: *Memoria sobre la situación económica y laboral de la Región de Murcia*, 2008.
- [16] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. *Energía solar en España 2007. Estado actual y perspectivas*.
- [17] F. Vera García, J.R. García Cascales, Z Hernández Guillén. Coordinado por JP Delgado Marín - ARGEM. *Atlas de Irradiación Solar y Temperatura Ambiente de la Comunidad Autónoma de la Región de Murcia*. Universidad Politécnica de Cartagena, 2007.
- [18] IDAE. *Atlas eólico de España*. <http://atlaseolico.idae.es/>
- [19] . *Estudio Estratégico Ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos*. MITYC, 2009.
- [20] P. Gipe. *Wind power: renewable energy for home, farm, and business*. Edit. Chelsea Green, 2004.
- [21] G.A. Grell, J. Dudhia, and D.R. Stauffer. A description of the fifth-generation Penn State/NCAR Nesoscale Model (MM5). Technical Report NCAR/TN-398+STR, National Center for Atmospheric Research, 1994.
- [22] Kyung-On Boo, Won-Tae Kwon, Jai-Ho Oh, and Hee-Jeong Beak. Response of global warming on regional climate change over korea: An experiment with the mm5 model. *Geophysical Research Letters*, 31:L21206, 2004.
- [23] J. Dudhia. A multi-layer soil-temperature model for MM5. In *Preprint, sixth PSU/NCAR Nesoscale Model Users Workshop*, pages 49-50, Boulder, CO, 1996.
- [24] J.J. Gómez-Navarro, J.P. Montávez, S. Jerez. J.A. García-Valero, S.B. Navarro, and J.F. González-Rouco. Regional climate change over the Iberian Peninsula: warming patterns and spatial and seasonal asymmetries. In *EGU General Assembly 2008 abstracts book*, volumen 10, Vienna, 2008.
- [25] D.J. Stensrud. *Parametrization schemes*. Cambridge University Press, UK, 1st edition, 2007.
- [26] G.A. Grell. Prognostic evaluation of assumptions used by cumulus parameterizations. 121:764-787, 1993.
- [27] J. Dudhia. Numerical study of convection observed during the winter monsoon experiment using a mesoscale two-dimensional model. 46:3077-3017, 1989.
- [28] S.Y. Hong and H.L. Pan. Nonlocal boundary layer vertical diffusion in a medium-range forecast model. 124:2322-2339, 1996.
- [29] J. Fernández, J.P. Montávez, J.Sáenz, J.F. González Rouco, and E. Zorita. Sensitivity of MM5 mesoscale model to physical parameterizations for regional climate studies: Annual cycle. *JGR*, 112:D04101. 2007.

- [30] S. Jerez, J.P. Montávez, J.J. Gómez-Navarro, S.B. Navarro, J.A. García-Valero, and J.F. González-Rouco. The role of land-surface interactions in simulating the climate of the Iberian Peninsula. In *EGu General Assambly 2008 abstracts book*, Vienna, 2008.
- [31] F. Chen and J. Dudhia. Coupling an advanced land surface-hidrology model with the penn state-ncar mm5 modeling system. part i: Model implementation and sensitivity. *Monthly Weather*, 2001.
- [32] F. Chen and J. Dudhia. Coupling an advanced land surface-hidrology model with the penn state-ncar mm5 modeling system. part i: Preliminary model validation. *Monthly Weather*, 2001.
- [33] S.M. Uppla, P.W. Kallberg, A.J. Simmons, U. Andrae, V. da Costa Bechtold, M. Fiorino, J.K. Gibson, J. Haseler, A. Hernández, G.A Kelly, X. Li, K. Onogi, S. Saarinen, N. Sokka, R.P. Allam, E. Andersson, K. Arpe, M.A. Balmaseda, A.C.K. Beljaars, J. Bidlot, N. Bormann, S. Caires, F. Chavallier, A. Dethof, M. Dragosavac, M. Fisher, M. Fuentes, S. Hagemann, E. Holm, B.J. Hoskins, L. Isadsen, P.A.E.M. Janssen, R. Jenne, A.P. McNally, J-F. Mahfouf, J-J. Morcrette, N.A. Rayner, R.W. Saunders, P. Simon, A. Sterl, K.E. Trenberth, A. Untch, D. Vasiljevic, P. Viterbo, and J. Woollen. The era-40 re-analysis. 131:2961-3012, 2005.
- [34] C. Penche Felgueroso. *Panorama energético nacional. Reflexiones sobre la contribución de las energías renovables*. Ingeniería y territorio, N°. 82, pp. 94-103, 1695-9647, 2008.
- [35] J.L. García Ortega. *100 % con energías renovables*. Temas para el debate, No. 169, pp. 34-36, 1134-6574, 2008.
- [36] P. Gómez Vidal. *Energías renovables: La necesidad de un cambio energético*. Sumuntan, No. 23, pp. 9-18 ,2006.
- [37] M. Garí Ramos. *Crisis, empleo y energías renovables*. Ambienta: La revista del Ministerio de Medioambiente, No. 84, pp. 30-35, 1577-9491, 2009.
- [38] Argem informa, Boletín N°6. ARGEM, 2003.
- [39] Bolentín mensual de coyuntura energética de octubre de 2009. IDAE, 2009.
- [40] E. Garcia-Bustamante, J.F. Gonzalez-Rouco, P.A. Jimenez, J. Navarro, J.P. Montavez. *A comparison of methodologies for monthly wind energy estimation* . Wind Energy, volume 12, number 12, pages 640-659, 1099-1824, 2009.
- [41] E. Garcia-Bustamante, J.F. Gonzalez-Rouco, P.A. Jimenez, J. Navarro, J.P. Montavez. *The influence of the Weibull assumption in monthly wind energy estimation*. Wind Energy, volume 1, number 5, pages 483-502, 1099-1824, 2008.
- [42] Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. <http://www.mityc.es>.
- [43] Agencia Estatal de Meteorología. <http://www.aemet.es>.

- [44] Agencia de Gestión de la Energía de la Región de Murcia.
<http://www.argem.es>.
- [45] Danish Wind Industry Association. <http://www.windpower.org>.
- [46] Wep meteorológica de Murcia. <http://www.meteomurcia.com>, 2009.
- [47] Centro Regional de Estadística de Murcia. <http://www.carm.es/econet>.
- [48] Gamesa. <http://www.gamesacorp.com/es>.
- [49] Dialnet. <http://dialnet.unirioja.es>.
- [50] <http://www.energias-renovables.com>.
- [51] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.
<http://www.idae.es>.
- [52] Atlas eólico de España. <http://atlaseolico.idae.es/>.
- [53] Comisión Nacional de Energía. <http://www.cne.es>.
- [54] Centro Regional de Energías Renovables. <http://www.cener.com>.
- [55] Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas.
<http://www.ciemat.es>.

Apéndice A

Tipos de energías renovables

Se conocen como energías renovables a aquel tipo de energía cuya regeneración natural las hace inagotables a escala humana. Todos los tipos de energías renovables tienen su origen en el sol. La energía del sol repercute el movimiento del viento, la evaporación de agua y posterior formación de lluvia, el crecimiento de plantas, junto a la luna origina las mareas, con la ayuda del viento origina las olas y al calentar las masas oceánicas superficialmente origina las corrientes marinas [1].

Dependiendo de la fuente energética natural que extraigamos, existen diferentes tipos de energías renovables:

- Energía solar: la energía solar aprovecha la energía proveniente directamente del Sol. La Tierra recibe de forma continua un flujo promedio de 170 W/m^2 . Existen dos grandes tipos de energía solar: la térmica y la fotovoltaica. En energía térmica, la radiación solar es captada en un medio captador y transferida a un medio portador de calor, generalmente un fluido (agua o aire) para producir energía. Los sistemas térmicos se clasifican en base a la temperatura a la que se realiza la transformación de energía. Así, se diferencian dos tipos de sistemas, los sistemas de baja temperatura, que no superan los 100°C y se utilizan principalmente para calentar agua, y los de media y alta temperatura, que pueden alcanzar hasta los 2000°C y se utilizan para generación eléctrica. En los sistemas fotovoltaicos la energía solar se transforma directamente en energía eléctrica de corriente continua al incidir la luz solar (fotones) sobre celdas de silicio, creándose una diferencia de potencial entre los dos polos de la celda [1].
- Biomasa: se trata el conjunto de materia biológicamente renovable cuya energía puede obtenerse en estado sólido por combustión, en estado líquido mediante la fermentación de azúcares, o bien en estado gaseoso, por descomposición anaeróbica [1]. Sus fuentes en general son cultivos energéticos y residuos agrícolas, forestales, industriales y urbanos. Los biocarburantes son combustibles para automoción producidos a partir de biomasa. En la actualidad se producen tres tipos: biodiésel, biotanol y biogás.
- Hidroeléctrica: la energía hidráulica es la energía contenida en los cursos de agua (cinética y potencial), la cual se transforma en las centrales hidroeléctricas.

tricas en energía eléctrica haciendo pasar una corriente de agua, recogida en presas y pantanos, a través de una turbina que activa generadores y produce electricidad.

- Geotérmica: es la energía derivada del calor almacenado en el interior de la Tierra. Este calor es producido por la desintegración espontánea natural y continua de los isótopos radiactivos existentes, en pequeña proporción, en todas las rocas naturales (principalmente en uranio, potasio y torio). Ésta es la única energía renovable que no proviene del sol.
- Marina: se trata de aquella que aprovecha la energía contenida en los océanos, es decir, la de las olas, mareas, corrientes marinas y los gradientes de temperatura o los de concentración de sal. Este tipo de energía, actualmente no está lo suficientemente desarrollada, pero su potencial es bastante alto debido a la enorme cantidad de energía que se encuentra contenida en el mar.
- Energía eólica: Ver apartado 1.2 del trabajo.

Caracterización climática y física de la Región de Murcia

Como paso previo al estudio de las características específicas de los recursos energéticos renovables de la Región de Murcia, es necesario el estudio de las características climáticas y físicas del territorio.

Se trata de un territorio repleto de contrastes y singularidades, muy heterogéneo y complejo [8]. Sus características especiales la convierten en un territorio muy vulnerable a las acciones del hombre. Por ello, el estudio de sus características intrínsecas es importante antes de la ejecución sobre su territorio de cualquier tipo de actividad que interfiera en su dinámica natural. Las actuaciones realizadas para la construcción de las infraestructuras relacionadas con las energías renovables, pueden causar sobre el entorno diferentes impactos de tipo medioambiental, los cuales debemos prevenir previamente e intentar minimizar en la medida de lo posible, si queremos conseguir que éstas resulten la opción energética más beneficiosa para todos en el futuro.

B.1. Marco climático

Su climatología característica se encuentra dentro del ámbito de la zona del sureste peninsular. Como el resto de la vertiente mediterránea española participa en un régimen de estaciones contrastadas: inviernos rigurosos en la franja norte y dulcificados en la costa, veranos cálidos y secos, y máximos pluviométricos equinocciales, especialmente intensos en otoño [8]. Con un valor medio de precipitaciones de 350 mm, constituye una de las zonas áridas más extremas de Europa [9].

Posee unos factores climáticos especiales que diferencian, y a su vez controlan, la variedad climática de este territorio:

- Su latitud subtropical, localización peninsular y orientación del litoral hacia el este y el sur hacen que sea afectada por situaciones atmosféricas diversas, recibiendo influencias de diversas masas de aire, siendo las masas de aire cálido tropical modificadas en su recorrido por el Mediterráneo las que dominan más ampliamente [8]. Además esta posición la hace sensible

a las influencias del clima desértico norteafricano, lo cual se traducen en temperaturas altas y escasas precipitaciones, algo que está a su vez influenciado por su proximidad al anticiclón de las Azores durante largos períodos.

- Por otro lado, su disposición topográfica, formada por diversas sierras predominantemente en dirección SO-NE, significa una canalización de las masas de aire que limita la influencia marina hacia el interior y eleva la inestabilidad. Esta influencia va decreciendo conforme aumentan las barreras orográficas y aumentando a su vez la continentalidad hace el interior. Además impide las influencias marítimas atlánticas, quedando al abrigo de la influencia oceánica, y favoreciendo a los vientos mediterráneos de Levante [9], lo cual asegura la suavidad de las temperaturas y que en la vertiente Mediterránea las borrascas se reciban del mar interior (Mediterráneo) con un máximo otoñal, y no invernal como el resto de climas mediterráneos.

En líneas generales la dinámica atmosférica se ve influenciada por el frente polar, que en ocasiones bordea la península y entra en el Mediterráneo por el estrecho de Gibraltar aportando precipitaciones. Pero la gran parte de la capacidad ciclogenética del Mediterráneo se relaciona con el gran desfase térmico que se produce a final del verano y comienzos de otoño, cuando la temperatura del agua alcanza los valores máximos, mientras que en la atmósfera, en altura, comienza la llegada de aire frío procedente del Norte vinculado a las oscilaciones estacionales del frente polar [10].

Debido a la combinación de todos estos factores, se distinguen tres tipos de clima:

- Clima árido: abarca el 34.8 % del territorio, situándose preferentemente en la zona sur y esporádicamente en puntos del interior.
- Clima semiárido: abarca la mayor parte del territorio. Supone aproximadamente el 59,5 %.
- Clima subhúmedo: se extiende por las zonas montañosas del sector noroeste y por las demás sierras representando el 5.7 % del territorio [9].

A continuación se realiza una descripción más detallada de los elementos del clima murciano.

Insolación y radiación

Por su la latitud, la insolación anual de Murcia es elevada. En 2008 el número de horas de sol anual medio fue de 2.874,7 y los valores mensuales oscilaron entre 355,8 y 120,5 (estación de Murcia-Guadalupe), como valores máximos y mínimos respectivamente para los meses de agosto y diciembre. Existen fuertes contrastes solana-umbría, sobretodo en invierno, y variaciones locales notables debido a la gran influencia del relieve. Estimaciones basadas en modelos teóricos de terreno de Alonso Sarría y Conesa García (2006) han dado valores medios de 5.023 kWh por metro cuadrado y día, valores que superan los 5.500 kWh e incluso los 6.000 kWh en solana y descienden en la umbría, especialmente en el Noroeste. En la Figura B.1 se muestra la radiación UV-B incidente sobre la región de Murcia a lo largo de 2008 y la media de 1997 a 2007.

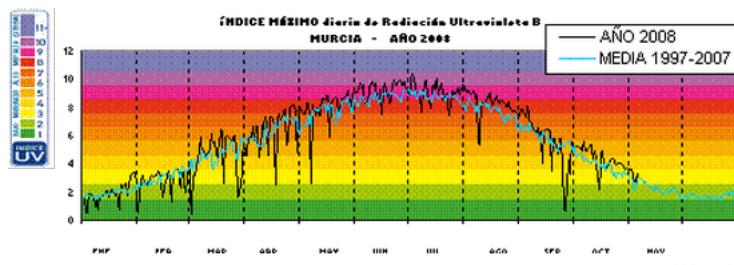


Figura B.1: Índice máximo diario de radiación UV. Fuente: [43].

Temperatura

La temperatura media anual de la Región es de unos 17 °C. Esta temperatura es muy variante tanto a lo largo del año, como dentro de su área, existiendo un gradiente de temperaturas medias ascendente desde el interior hacia la costa durante todo el año. Así las temperaturas medias más elevadas se registran en torno a la zona de Águilas, seguidas de las cuencas de Mula y Abanilla-Fortuna, el bajo Guadalentín y el sector septentrional del campo de Cartagena, alcanzándose valores de hasta 20 °C. Las temperaturas medias mínimas se dan en el Altiplano y en el Noroeste, con valores inferiores a 15 °C. Las temperaturas máximas también varían desde los sectores meridionales hacia el interior, en los que se alcanzan más de 40 °C. Las máximas más bajas aparecen en las zonas más elevadas del Noroeste y son de 33 °C. Las amplitudes térmicas anuales son de 12-13 °C en el litoral, 14-16 °C en depresiones y valles interiores para ascender a 17 °C en el Altiplano [8]. En la Figura B.2, se puede observar el mapa de temperaturas medias para la Región de Murcia.

Precipitación

El régimen pluviométrico se caracteriza por su irregularidad y variabilidad, con contrastes muy acusados. La precipitación media anual es de 293 mm (desde 1944 a 2008). El máximo anual de las precipitaciones se encuentra en 650 mm y corresponde a las sierras interiores de la Región y las sierras más elevadas del Noroeste. Por el contrario, la comarca del Noroeste en general es más seca, ya que se encuentra resguardada de los vientos de levante y de poniente por las sierras de Alicante. Las precipitaciones máximas se dan en los equinoccios [8]. En la Figura B.3 se muestra el ciclo anual de precipitaciones para el 2008 en la Región de Murcia (Elaboración propia a partir de datos del CREM).

Presión atmosférica y vientos

La presión atmosférica de la Región tiene en promedio su máximo y mínimo en invierno y primavera respectivamente. El relieve regional y su situación geográfica tienen gran influencia sobre su sistema de vientos. Dominan los vientos del primer cuadrante en la mayor parte de la Región, pero sobretodo en la zona costera oriental, donde son más persistentes especialmente en verano. En cambio, en invierno son más persistentes los del Norte. En el interior dominan los vientos del Norte (35 y 45 % respecto al total anual). En general la velocidad de los vientos es moderada, exceptuando el litoral expuesto a los vientos de

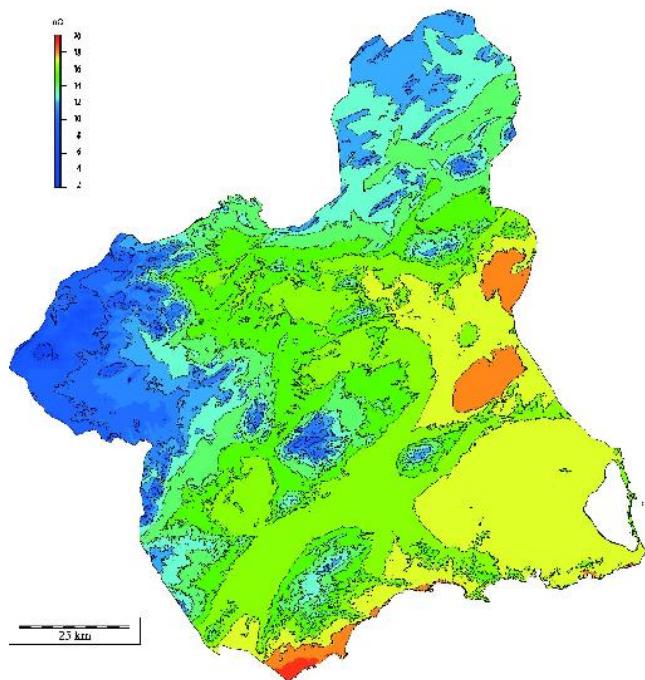


Figura B.2: Mapa de temperaturas medias de la Región de Murcia. Fuente: [10].

Levante, donde se alcanzan los 30 km/h [8].

B.2. Caracterización de medio físico

La Región de Murcia se sitúa dentro de uno de los sistemas morfoestructurales más complejos de la P.I.: las Cordilleras Béticas. Entre ellas encontramos un gran número de unidades, como son las sierras litorales y prelitorales, alineaciones montañosas interiores, altiplanicies y sierras septentrionales, depresiones interiores y litorales, grandes valles y llanuras litorales. El resultado de ello es también una gran variedad de altitudes: casi el 22 % de área se halla por debajo de los 200 m de altitud, el 32 % (3.610 km^2) está comprendido entre los 200 y 500 m, y el 37 % (4.192 km^2) entre los 500 y 1.000 m. El 9 % restante se sitúa por encima de los 1.000 m. En la Figura B.4 se muestra el mapa de relieves de la Región de Murcia [8].

La franja litoral del área murciana comprende 290 km (marítimos e insulares), con altitudes en general inferiores a 600 m, aunque podemos encontrar picos cerca de los 800 m.

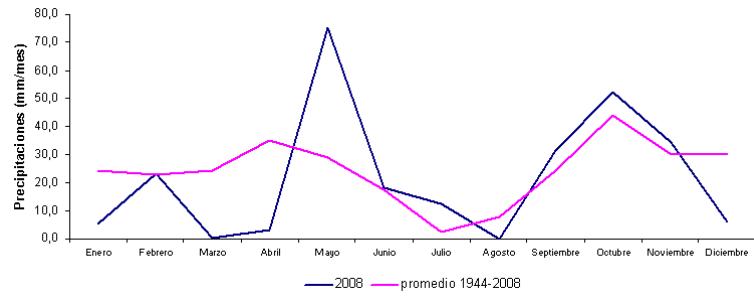


Figura B.3: Ciclo anual de precipitaciones.

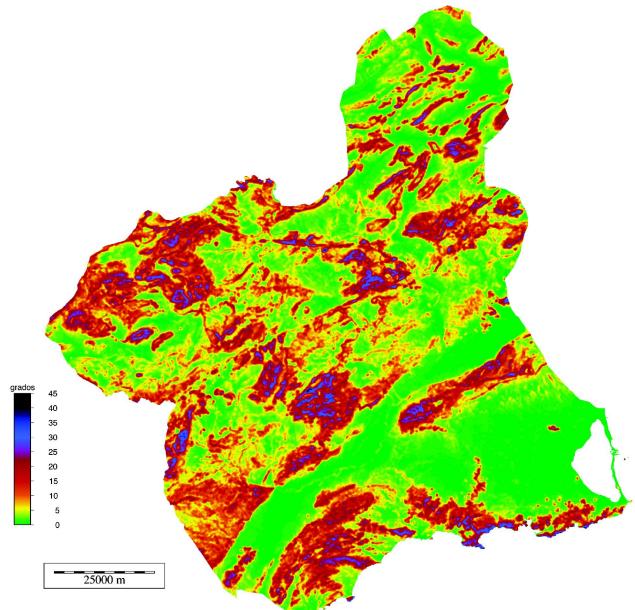


Figura B.4: Mapa de relieves de la Región de Murcia. Fuente: [10].

Estado actual de las energías renovables en Murcia

La posición geográfica y latitudinal de la Región de Murcia la dota de unas condiciones excelentes en cuanto a radiación solar y bastantes buenas en cuanto a energía eólica. En escalas más modestas se sitúan la energía hidráulica, y la biomasa. Además, en su extensa frontera marítima hay un gran potencial en energía oceánica (corrientes y olas), y un gran contenido geotérmico en su interior, pero ninguna de estas dos se encuentran aprovechadas con fines de generación eléctrica actualmente. Solamente la geotérmica se aprovecha para fines terapéuticos en centros termales o para la generación de energía térmica, representando un 4 % de dicha producción.

Los datos que se darán en este análisis energético de la Región sólo reflejan la generación eléctrica a partir de fuentes renovables, diferenciando en todo momento dos términos: el régimen especial que es un tratamiento que se otorga a la producción de energía eléctrica procedente de instalaciones cuya potencia instalada no supera los 50 MW, que utilizan fuentes de energía renovables (solar, eólica, biomasa e hidráulica) residuos¹ y cogeneración²; y la energía eléctrica de régimen ordinario (nuclear, carbón, fuel, gas y gran hidráulica), de potencia superior a los 50 MW y de hay la existencia de un tratamiento diferenciado [13]. Únicamente se reflejarán la contribución de las energías renovables en cada uno de los regímenes y especialmente en el régimen especial.

En la actualidad, la Región cuenta con un total de potencia instalada³ en energías renovables en régimen especial de 545 MW [13], que queda repartida según el tipo, del modo en que se muestra en la Figura C.1. En régimen ordinario hay un total de 28 MW, producidos en su totalidad por energía hidráulica [14] (dato del 2008).

Es importante señalar que potencia instalada no es lo mismo que energía vendida ya que no todo el tiempo las centrales se encuentran produciendo energía. Esto es debido a uno de los condicionantes más influyentes en la mayoría de renovables, la variabilidad del recurso natural, que no permite generar energía de manera continua. Por ejemplo la energía solar, que depende de las horas

¹Valoración energética de residuos.

²Generación simultánea de electricidad y calor.

³Potencia bruta instalada, no se incluyen los sistemas autónomos de energía.

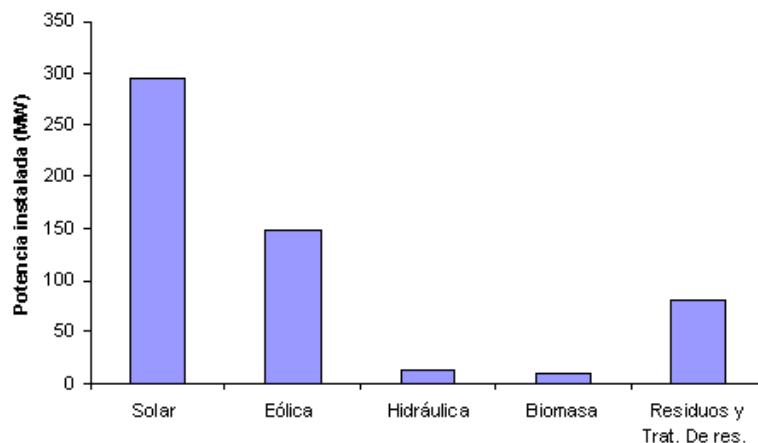


Figura C.1: Potencia instalada en energías renovables en la Región de Murcia.
Fuente: [13].

de insolación, las cuales a su vez dependen de la cantidad y espesor de nubes; o la energía eólica, que depende de la dirección y velocidad del viento en cada momento. Por eso la gráfica anterior solamente expresa el máximo rendimiento que se podría conseguir con las instalaciones funcionando todo el día.

En la Región de Murcia existen algunas iniciativas para la promoción y desarrollo de las energías renovables que podemos aprovechar en nuestro territorio mediante un marco normativo específico en el que se regulan las medidas necesarias para su implantación y desarrollo. La normativa de la región en materia de energías renovables se manifiesta en la Ley 10/2006, de 21 de diciembre, de Energías Renovables y Ahorro y Eficiencia Energética de la Región de Murcia y la Ley 13/2007, de modificación de la Ley 1/1995, de 8 de marzo, de Protección del Medio Ambiente en la Región de Murcia, además del RD 436/2004, en el que se prima la generación de energía a partir de fuentes renovables. Éste supuso un gran incentivo para el impulso de estas energías en la Región. Por otro lado, el Plan Energético de la Región de Murcia de 2003 completa las iniciativas regionales en esta materia. En él se plantean los objetivos que se reflejan en la Figura C.2. Así mismo, se prevé un aumento en general del las energías renovables de un 7% [38], repartido tal y como se muestra en la Figura C.3.

En la Figura C.4 se muestra cuál ha sido la evolución de las renovables en los últimos años junto con los objetivos marcados por el PER 2005-2010 para cada una ellas en la Región. Se puede observar un notable aumento en el uso de las renovables a partir de los años 2003 y 2004 debido principalmente a la aprobación del Plan Energético de la Región y el RD 436/2004. Se observa además un destacable desarrollo de la energía solar en generación eléctrica, la cual ya se encuentra muy por encima de los objetivos marcados por el PER para el 2010.

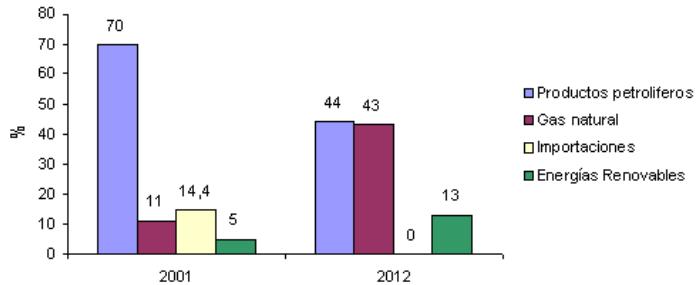


Figura C.2: Estructura energética de la Región de Murcia en 2003 y objetivos para el 2012 según su Plan Energético. Fuente: [38].

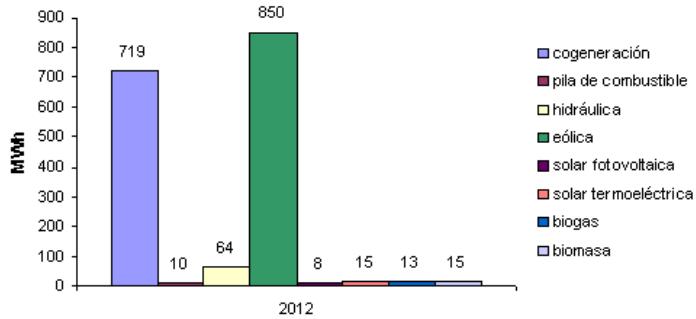


Figura C.3: Generación eléctrica en régimen especial prevista para la Región de Murcia en 2012 según su Plan Energético. Fuente: [38].

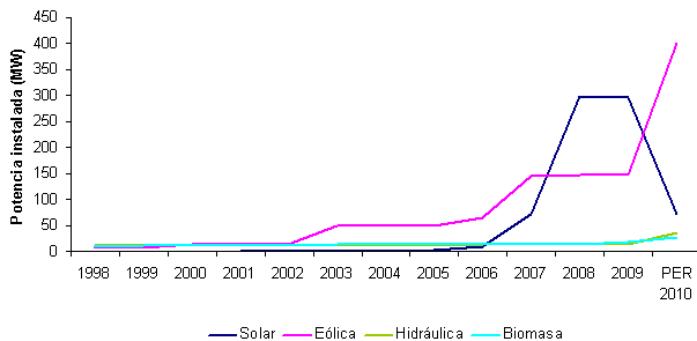


Figura C.4: Evolución de las Energías Renovables en régimen especial de la Región de Murcia desde 1998 hasta octubre de 2009 y objetivos para cada una de ellas en el PER 2010. Fuentes: [13] y [7].

C.1. Energía eólica en la Región de Murcia

Como se puede observar en el Atlas eólico de España del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, la Región cuenta con velocidades del viento superiores a los 5 m/s en la mayor parte de la Región, llegando a superar los 6 m/s en toda la costa y diferentes puntos del interior sobretodo de zonas montañosas, tal y como se observa en la Figura C.5.

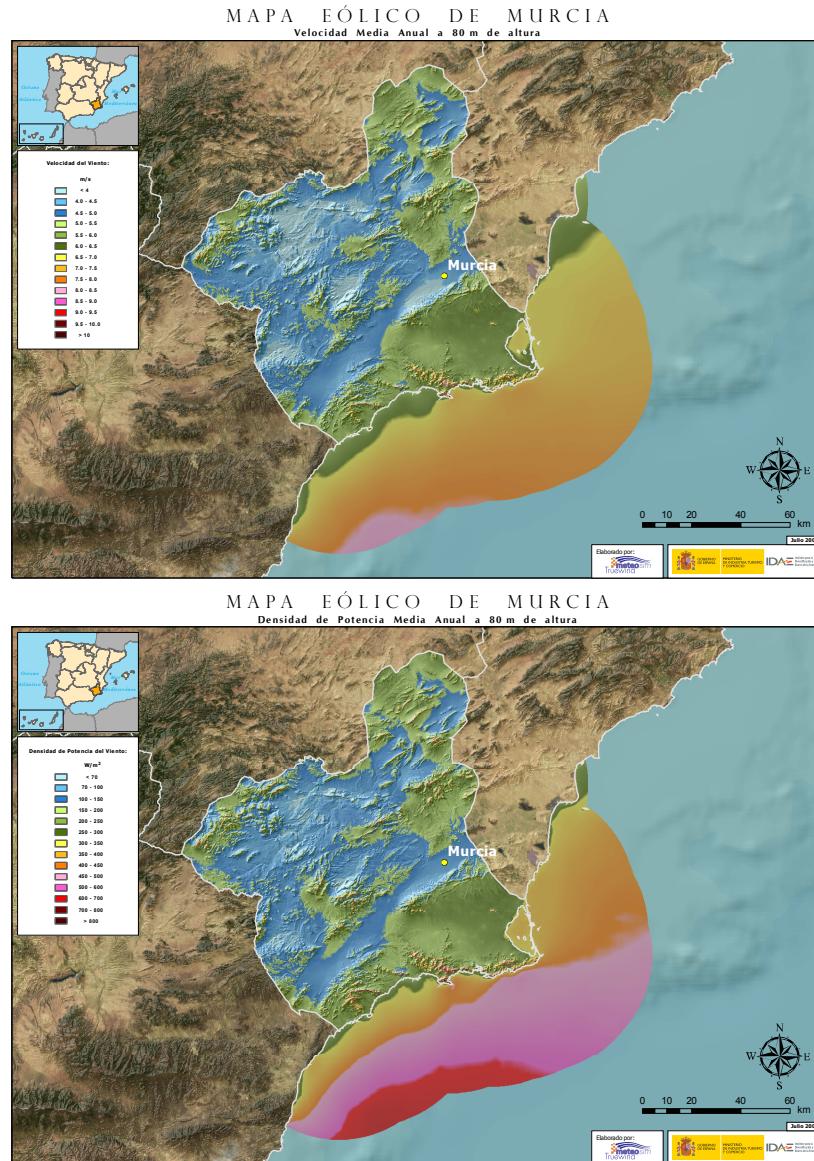


Figura C.5: Mapas de viento de la Región de Murcia. Arriba mapa de velocidad y abajo mapa de densidad de potencia del viento. Fuente: [52].

En la Figura C.5, también se observa la densidad de potencia eólica en W/m^2

a 80 m de altura y se aprecia claramente que las zonas costeras y marinas son las que más energía eólica nos proporcionarían para su aprovechamiento en aerogeneradores. No obstante, esta potencia eólica no es aprovechada en la actualidad, debido a la limitación de espacio que supone el alto nivel de ocupación urbanística y residencial de estas zonas [15].

La implantación de plantas eólicas marinas en nuestro patrimonio marítimo es inexistente. Una de las razones por las que este tipo de iniciativas no se llevan a cabo en la Región es por la importante incompatibilidad de la actividad con el territorio, como muestra el Estudio Estratégico Ambiental del litoral español para la instalación de parques eólicos marinos, elaborado por el Ministerio de Industria en 2009. En él se otorga a la mayor parte del litoral regional zona de exclusión para la implantación de eólica marina, bien por haber sido identificados potenciales efectos ambientales como incompatibles, o bien por conflictividad con otros usos del medio marino considerados prioritarios. Por ello las zonas montañosas del interior de la Región son las que en la actualidad están siendo explotadas en este sentido para la generación de electricidad a partir de la energía del viento.

La energía generada en los parques de la Región registrados, vierten la electricidad generada a la red en régimen especial y cuentan con una potencia total instalada a Noviembre de 2009 de 148 MW, cuya producción es de 173 GWh, y un total de 10 parques eólicos en régimen especial.

En diciembre de 1998 se inauguró el primer parque eólico de la Región de Murcia, en la Sierra de Ascoy (Cieza), y desde entonces ha existido una gran expansión de la energía eólica en la Región, gracias en gran medida a los esfuerzos llevados a cabo para conseguir los objetivos normativos planteados. En el PER se plantea para Murcia en energía eólica un objetivo de 400 MW de potencia para el 2010, y en el Plan Energético de la Región de Murcia, la eólica supone más del 35 % de los objetivos en energías renovables, y más del 50 % del crecimiento en generación eléctrica en régimen especial. Pero a pesar del impulso que se ha llevado a cabo en lo que a eólica se refiere, los objetivos aún no se han alcanzado.

C.2. Comparación con el resto de Comunidades Autónomas

La contribución de las energías renovables de la Región al consumo energético total de España, está aún muy por debajo de sus posibilidades y la energía producida aún se encuentra en un escalón muy bajo comparando con el resto de Comunidades Autónomas. Su producción con renovables sólo supone el 2,4 % del total, tal y como se muestra en la Figura C.6.

Es difícil discernir las razones por las que el grado de implantación de las tecnologías renovables es diferente en diferentes CCAA. Es destacable cómo, por ejemplo, comunidades autónomas como Navarra y Castilla y León, con unos potenciales medios de radiación solar menores que los de Murcia, tienen potencias instaladas superiores a las de la Región en energía fotovoltaica. Ésto refleja el hecho de que el desarrollo industrial en estas tecnologías es un factor muy influyente en su potenciación, y no sólo la disponibilidad de recurso.

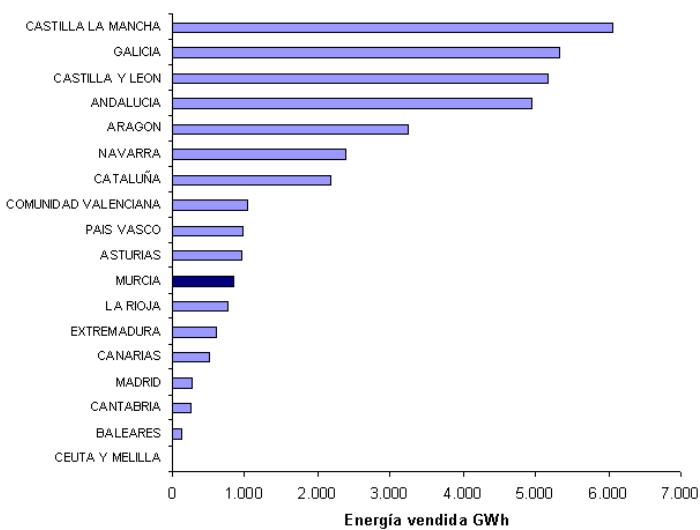


Figura C.6: Energía renovable vendida a Noviembre de 2009 por CCAA. Fuente: [13].