

Máster en Energías y Combustibles para el Futuro

Viento a 100 metros: variabilidad e impacto en el sector de la energía eólica

Guillermo López Basurco



FACULTAD DE
CIENCIAS

Director: Jaume Ramon Gamon

Tutor: Jorge Sánchez Marcos

Lugar de realización: Barcelona Supercomputing Center

VIENTO A 100 METROS: VARIABILIDAD E IMPACTO EN EL SECTOR DE LA ENERGÍA EÓLICA

Autor: Guillermo López Basurco * 1 2

Director: Jaume Ramon Gamon **2

¹ Universidad Autónoma de Madrid, Madrid, España

² Barcelona Supercomputing Center, Barcelona, España

Abstract

Este estudio investiga la variabilidad del viento medio a una altitud alrededor de 100 m sobre la superficie en el período 1991-2021, utilizando los datos observacionales de torres altas meteorológicas de la base de datos de *The Tall Tower Dataset*. En primer lugar, se ha hecho una actualización de la misma extendiendo las series temporales de 62 torres y añadiendo 26 localizaciones nuevas. Después, se ha analizado la evolución del viento medio a escala global donde se ha observado una disminución del recurso eólico hasta 1998, seguida de una estabilización hasta 2005 y después un aumento hasta la actualidad. En la región de centro-norte de Europa, también se ha observado una tendencia de disminución de la velocidad del viento hasta 1999, seguida de un crecimiento hasta 2006, para volver a reducirse ligeramente hasta 2021. Por otra parte, la evolución de la frecuencia de días con vientos extremos revela oscilaciones de 5-10 años en los que predominan vientos fuertes frente a flojos, y viceversa. Esta variabilidad decadal del recurso eólico tiene implicaciones en algunos parámetros, como el *Levelized Cost of Electricity*, el cual se ve incrementado cuando disminuye el viento medio, especialmente cuando las turbinas no son las óptimas para unas condiciones de viento dadas.

INTRODUCCIÓN

La energía eólica es una de las fuentes de energía renovables con mayor crecimiento en la última década [1]. Se basa en convertir la energía cinética del viento en la energía de rotación de un rotor y, por medio de un generador, se transforma en energía eléctrica. La potencia extraída por un aerogenerador aumenta con el cubo de la velocidad del viento, v , entre otros parámetros, de acuerdo con la siguiente fórmula:

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

Donde ρ es la densidad del aire, A es el área barrida por las palas del aerogenerador y C_p el coeficiente de potencia del aerogenerador. Es deseable maximizar esta potencia, siempre y cuando se mantengan unas condiciones seguras de operación. Es por ello que la altura del buje de los aerogeneradores más modernos supera ya los 100 m de altura donde, generalmente, las velocidades medias son mayores que aquellas observadas en superficie. Dentro de la capa límite atmosférica, existen leyes empíricas que relacionan las velocidades de viento a diferentes niveles. Es común asumir un perfil logarítmico de viento, mediante el cual el viento aumenta con la altura exponencialmente:

$$\frac{v}{v_{ref}} = \left(\frac{z}{z_{ref}} \right)^\alpha \quad (2)$$

Donde v es la velocidad del viento a una altura determinada z , que puede ser la altura del buje, y v_{ref} es la velocidad de viento

a una altura de referencia, z_{ref} , de donde disponemos medidas de viento. Esta altura de referencia se suele fijar en la superficie, a 10 m, que es la altura estándar de medida del viento. El parámetro α es el exponente de cortadura, que depende de aspectos como la rugosidad del terreno o la estabilidad atmosférica. En una atmósfera con estabilidad neutra se puede asumir un valor estándar de 1/7 [2,3].

No obstante, la inferencia del flujo eólico a la altura del buje requiere de mayor precisión que la ofrecida por la Ecuación 2. Además, es necesario caracterizar parámetros como la variación vertical de la velocidad del viento (cizalladura) y la turbulencia, que afectan tanto a la producción renovable como a la seguridad de la propia máquina. Es por ello que en los estudios de prospección eólica se realizan medidas de viento en las potenciales localizaciones de los parques eólicos. La medida del viento a alturas del orden de los 100 m sobre la superficie se puede realizar de diferentes formas. La primera es con el uso de LiDARs (*Light Detection and Ranging*) y SoDARs (*Sonic Detection and Ranging*). Son instrumentos basados en la emisión de impulsos lumínicos y acústicos cuya interacción con las partículas de aire permiten tomar medidas de la velocidad y dirección de viento a distintas alturas. Otra posibilidad es mediante satélites. El satélite *Aeolus*, lanzado en 2018, es capaz de medir la velocidad del viento en superficie desde su órbita a 320 km de la superficie terrestre. El error de su medida es todavía considerable, siendo este del orden de 1 m/s [4]. La tercera forma de medir se realiza a partir de las llamadas torres altas meteorológicas o *met masts* en inglés. Se trata de estructuras verticales del orden de los 100 m, llegando incluso a 300-400 m, en las que se distribuyen plataformas a lo largo de la vertical con instrumentación meteorológica con el fin de obtener la variación vertical de las variables climáticas. Dado sus elevados costes de instalación y mantenimiento, estas estructuras miden por tiempo limitado, típicamente dos años. Después se desinstalan y los datos medidos se usan para reconstruir la serie climática de 30 años, con la que se evaluará la disponibilidad del recurso eólico en el sitio en prospección [5].

La mayoría de estos datos pertenecen a entidades privadas cuya información no es compartida. Afortunadamente, existen torres altas meteorológicas destinadas a la investigación cuyos datos son públicos. Estas torres generalmente miden por períodos mayores de tiempo, llegando incluso a cubrir períodos climáticos de 30 años. La utilidad de estas series de viento a 100 m es múltiple: desde su uso en la verificación de datos de modelos atmosféricos, a la evaluación de la variabilidad local del viento. La parte negativa es que estos datos no son fáciles de encontrar y acceder. Además, los formatos en los que las instituciones proporcionan estos datos pueden ser muy distintos. Esta situación motivó a la creación de una base de datos pública llamada *The Tall Tower Dataset* (TTD) [6, 7]. Desde el Barcelona Supercomputing Center, dentro del proyecto INDECIS [8], se hizo el esfuerzo de recopilar datos meteorológicos de torres altas meteorológicas de todo el mundo, y compilarlos en una misma base bajo un formato común. El TTD incluye datos

* guillermo.lopez1@bsc.es

**jaume.ramon@bsc.es

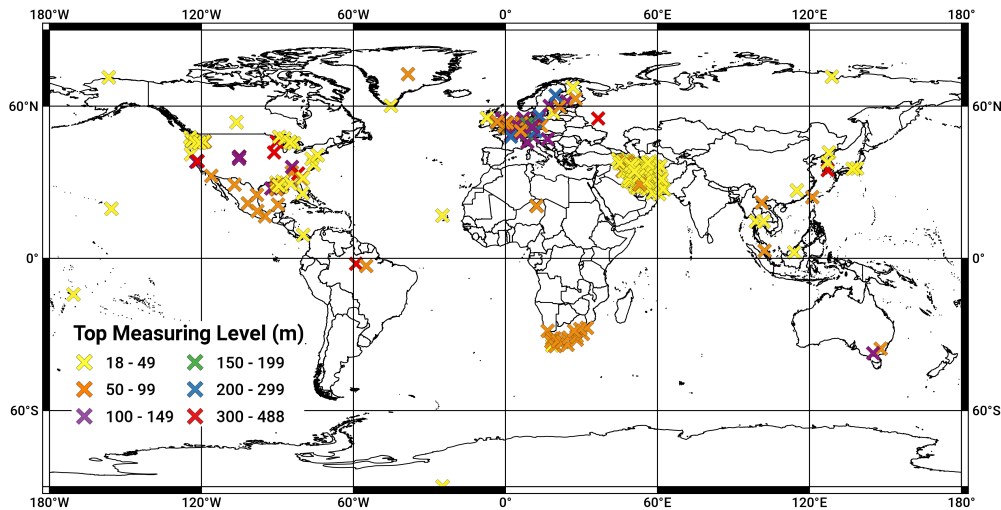


Figura 1: Distribución global de las 249 torres en la versión actualizada del TTD. Los colores indican la altura del sensor de viento situado a mayor altitud de cada torre. 49 torres se encuentran en Europa, 51 en Norteamérica, 2 en Sudamérica, 116 en Asia, 3 en Oceanía y 1 en la Antártida.

de hasta cinco variables meteorológicas (velocidad y dirección del viento, temperatura, humedad relativa y presión atmosférica) para cada torre, y sometidos, en el caso del viento, a controles de calidad para eliminar los datos incorrectos. El conjunto de datos meteorológicos del TTD abarca un rango de frecuencias temporales que va desde datos 10 minutales hasta horarios, cubriendo períodos de hasta 34 años, lo que permite el estudio de la evolución del viento a largo plazo.

En los últimos años se han realizado estudios de la variabilidad del viento con datos observacionales a 10 m para largos períodos climáticos [2, 9]. En ellos se ha observado una tendencia de reducción de la velocidad del viento a nivel global en el período comprendido entre 1980 y 2010. Sin embargo, a partir de 2010, esa tendencia negativa se ha revertido, de forma que el viento medio a nivel global ha tenido hasta 2017 una tendencia creciente. Aunque estos cambios en el viento medio pueden tener cierta repercusión en la generación eólica, así como un impacto económico, la industria eólica típicamente le ha prestado poca atención. ¿Son estos cambios en el viento a 10 m representativos de la evolución decadal del viento a 100 m? ¿Qué diferencias se encuentran entre ellos? ¿Qué repercusión económica se estima puede tener un decrecimiento en el viento medio global? Este estudio usa datos de viento a 100 m para inferir las tendencias observadas en la velocidad del viento, tanto a nivel global como regional durante los últimos 30 años, y realiza un pequeño estudio de impacto económico estimativo de los posibles efectos que pueden tener en la industria eólica.

METODOLOGÍA

Datos Observacionales

El TTD es una colección de datos climáticos medidos en torres altas o *met masts* a alturas comprendidas entre 18 y 488 m sobre la superficie terrestre [6]. En la actual versión pública del TTD [7] se disponen de datos meteorológicos de 181 torres. Además, a nivel interno, se disponían de datos de otras 41 ubicaciones de los cuales no se tenían permiso para publicar los datos. Todos estos cubren un rango temporal que va desde 1983 a 2017. Dada la motivación de análisis climático de este trabajo, la primera parte del mismo ha consistido en una actualización de la base de datos con el objetivo de

expandirla tanto temporalmente como en el número de ubicaciones. Se han extendido las series temporales de 62 *met masts* ya existentes en la primera versión del TTD y que han seguido midiendo después de 2017. Gran parte de estas nuevas series cubren hasta los años 2021 o 2022. Por otro lado, se han añadido 26 ubicaciones nuevas, que no fueron incluidas en la primera versión porque o bien no estaban instaladas, o bien porque sus datos no pudieron ser obtenidos entonces. El acceso a los datos se ha realizado a través de distintos portales públicos y a partir de la cesión de los mismos por parte de los propietarios de las torres. El número total de localizaciones asciende ahora a 249, y se distribuyen espacialmente tal y como se muestra en la Figura 1. Europa y Norteamérica son los continentes con la mayor cantidad de torres que presentan series temporales más largas. A pesar de que Asia aglutina la mayor parte de las localizaciones, la mayoría de éstas se encuentran en Irán y sus series temporales no superan los 2 años.

Una vez se han recopilado los nuevos conjuntos de datos meteorológicos, se ha realizado un procesado de los mismos para que todos ellos tengan el mismo formato, basado en estándares de la Organización Meteorológica Mundial [10]. Las unidades de las respectivas magnitudes se han estandarizado a las del Sistema Internacional y la franja horaria con respecto a la cual se han dado los datos es el Tiempo Universal Coordinado (UTC). Las variables de velocidad y dirección de viento han sido sometidas a 18 tests de control de calidad (QC) [6] con la intención de asegurar que cualquier resultado derivado de estos sea robusto. A partir de este control de calidad se ha hecho un filtrado en el que se eliminan aquellos datos de viento que hayan fallado al menos uno de los tests. El número de datos que se han eliminado es de aproximadamente un 5%.

Análisis de tendencias de viento

Las series de velocidad de viento del TTD se han usado, en primer lugar, para el cálculo de las tendencias decadales del viento a alturas cercanas a los 100m. El análisis cubre el período climático (30 años) más reciente, aquel entre 1991 y 2021. Con objeto de facilitar la comparación, se ha partido de un análisis similar al descrito en [2] para el cálculo de las tendencias decadales de viento a 10 m. En este trabajo se comparan los resultados entre las dos altitudes.

Los datos de velocidad de viento con resolución temporal original, esto es de 10 minutos a horarios, se han promediado diariamente. El cálculo de las medias diarias se ha hecho bajo la condición de que para dicho día existan como mínimo el 50 % de los datos en la resolución original. En caso contrario, la media de ese día ha sido desechada y no se ha tenido en cuenta en los futuros análisis. Para calcular el viento medio anual de cada torre se ha seguido un criterio similar al anterior. Se han desechado las medias anuales de aquellos años en los que se disponía de menos de un 50 % de los datos diarios.

Las medias anuales para cada torre se han promediado para obtener valores anuales del viento medio global. A nivel regional, el análisis se ha hecho para el centro y norte de Europa donde existe una densidad de torres más alta en comparación a otros lugares del mundo. En la Figura 2 se muestra la ubicación de las *met masts* dentro de esta región. A pesar de que no cubre todo el continente, por simplicidad, en adelante esta región también será llamada Europa.

En cuanto al análisis de las tendencias, es importante hacer notar que el número de torres con las que se infiere el viento medio varía en función del año, ya que las series de viento tienen diferente período de medida y longitud. Es por ello que se ha forzado que para el cálculo de la media global haya un mínimo de 10 localizaciones. En el caso del estudio de Europa, no se ha tenido en cuenta esta condición, para que el período temporal a escala global y regional sean coincidentes. En cambio, para asegurar la robustez de las medias anuales en ambas escalas, se han excluido aquellas torres cuya serie temporal no supera los 5 años.

Además de las medias anuales de velocidad de viento, se han calculado las medias móviles con rangos temporales de 5 años con el objetivo de suavizar las curvas. Por último, se han calculado las tendencias lineales para cada tramo de crecimiento/decrecimiento. La identificación de los puntos de ruptura de los diferentes tramos se ha realizado a partir del modelo de regresión lineal segmentada [11].

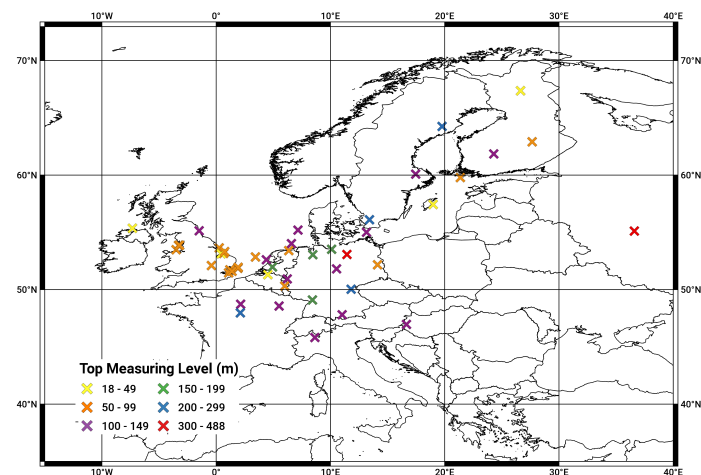


Figura 2: Igual que en la Figura 1 pero para el centro-norte de Europa.

Evolución temporal de días con vientos extremos

Conocer la cantidad de días en los que la velocidad de viento es alta o extremadamente alta en cierto emplazamiento es un parámetro importante en la industria eólica. Generalmente, en los días de viento fuerte se observa una mayor generación de electricidad, pero velocidades de viento extremadamente altas pueden comprometer el correcto funcionamiento de la turbina y dañarla. Es por ello que

es común apagarlas cuando la velocidad del viento supera cierto umbral. Por el contrario, vientos flojos se asocian con una menor producción, y una situación prolongada de estos (sequía eólica) puede comprometer la estabilidad del suministro renovable [12].

El propósito de esta sección es examinar las tendencias en la frecuencia de días con vientos fuertes y flojos entre 2001 y 2021 en el centro-norte de Europa, una región que ha visto incrementar notablemente su potencia instalada durante ese período de tiempo. Para una estación del año (invierno o DJF, primavera o MAM, verano o JJA y otoño o SON) y ubicación específicas, se han calculado los percentiles 25, 50 y 75 de la distribución climatológica generada por los vientos medios diarios, calculados como se especifica en la subsección anterior. Así, cada día se ha clasificado dentro de una de las cuatro categorías equiprobables definidas por estos tres percentiles. La primera categoría o primer cuartil (Q1) incluye los días de vientos más flojos, mientras que el segundo y tercer cuartil (Q2 y Q3, respectivamente) incluyen los días de viento alrededor de la media climatológica, y el cuartil superior (Q4) incluye los días de viento fuerte. Una vez clasificados, se ha calculado para cada año qué tanto por ciento de días caen en cada categoría, pudiéndose así estudiar su evolución.

Impacto de la variabilidad decadal del viento en la industria eólica

Hasta este punto los análisis planteados son únicamente de la variabilidad decadal recurso eólico, sin evaluar apenas los efectos que puede producir en la generación de electricidad. Siendo diferentes las formas en que este impacto se puede cuantificar, en este punto del trabajo se ha decidido evaluar el impacto de la variabilidad decadal del viento en el coste de producción por unidad de energía. El estudio se ha realizado para la región de centro-norte de Europa.

Primeramente, se ha convertido la velocidad del viento a potencia eléctrica. Los fabricantes de aerogeneradores proporcionan las llamadas curvas de potencia, que son funciones que permiten hacer esta conversión de forma directa. Una vez obtenida la potencia generada para cada momento, se puede calcular el Factor de Planta o *Capacity Factor* (CF) [13], que se define como:

$$CF = \frac{\text{Energía producida en un período de tiempo (kWh)}}{\text{Potencia Nominal (kW)} \cdot \text{Período de tiempo (h)}} \quad (3)$$

El cálculo del CF requiere datos de velocidad de viento de alta resolución temporal, por lo que se han usado las frecuencias originales en el TTD, que van de 10 minutos a horarios. Una vez obtenido el CF en estas resoluciones temporales, se han promediado anualmente y para todas las localizaciones en la región centro-norte europea. Además, y con objeto de visualizar mejor las tendencias, se ha calculado la media móvil con una ventana de 5 años. Finalmente, se ha calculado la tendencia lineal para cada tramo de crecimiento/decrecimiento de acuerdo con la identificación de los diferentes puntos de ruptura dados por el cálculo de las regresiones lineales segmentadas.

Existen distintos tipos de turbinas en el mercado que están preparadas para tener un funcionamiento ideal en lugares con vientos de determinadas características. La normativa internacional *IEC 61400-1* [14] separa los aerogeneradores en tres clases de acuerdo a sus características de funcionamiento. Las clases I, II y III se resumen en la Tabla 1. Para este trabajo se ha escogido un modelo representativo de cada clase (Tabla 2), con su correspondiente curva

de potencia [15]. Así, se han obtenido tres diferentes factores de planta, uno para cada clase, CF1, CF2 y CF3 respectivamente.

Tabla 1: Clases de aerogeneradores según la norma IEC 61400-1 [14]

Clase de aerogenerador	Viento de referencia (m/s)	Viento medio anual (m/s)
I (vientos altos)	50	10
II (vientos medios)	42.5	8.5
III (vientos flojos)	37.5	7.5

Tabla 2: Modelos de aerogeneradores utilizados en el estudio de impacto, de acuerdo con las clases definidas en la Tabla 1.

Clase de aerogenerador	Modelo de aerogenerador	Potencia nominal (MW)
I	Enercon E70	2.3
II	Gamesa G87	2.0
III	Vestas 110	2.0

Una vez calculadas las series temporales del CF anual en toda la región para cada turbina, ya es posible conocer el coste de producción de electricidad a lo largo del tiempo para un parque eólico moderno. La magnitud estudiada es el Coste Nivelado de la Energía, o *Levelized Cost of Electricity* (LCOE) en inglés. El LCOE se define como el precio que debe tener una unidad de energía eléctrica generada, en un proyecto determinado, para que los ingresos sean iguales a los costes [16]. Un precio de venta superior a este produciría mayor rendimiento y beneficio al proyecto, mientras que si es menor, se producirían pérdidas. El LCOE se utiliza para comparar distintos proyectos de generación de electricidad y se calcula a partir de la siguiente fórmula [17]:

$$LCOE = \frac{CCI \cdot \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} + O\&M_{fijo}}{CF \cdot 8760h} + O\&M_{var} \quad (4)$$

Donde el CCI son los costes de capital inicial, en los que se incluyen costes de energía, procuración y construcción, medido en € kW^{-1} . $O\&M_{fijo}$ son los costes de operación y mantenimiento fijos, medidos en € kW^{-1} . CF es el factor de planta, i es la tasa de descuento o interés, n es el tiempo de amortización total de la planta, medido en años, y $O\&M_{var}$ los costes operación y mantenimiento variables, éstos últimos medidos en € kWh^{-1} . La fórmula del LCOE incluye también el precio medio anual del combustible, pero en el caso de una planta de energía eólica su valor es cero ya que se trata del viento.

En esta parte del trabajo se pretende estudiar la evolución del LCOE de un parque eólico moderno. Para ello, se han asumido unos valores generales, fijos en el tiempo, para todos los parámetros excepto los CF. Estos parámetros son estimaciones medias obtenidas de un proyecto de energía eólica *onshore* en Alemania en el año 2021 (ver Tabla 3) [18]. Dado que el número de localizaciones del TTD que caen dentro de Alemania es demasiado bajo para producir resultados robustos a escala nacional, se ha asumido que los parámetros dados por [18] son generalizables para parques eólicos de todo el centro-norte de Europa. Finalmente, también se han calculado las correspondientes tendencias lineales para cada tramo de crecimiento/decrecimiento.

Tabla 3: Estimaciones de los parámetros CCI , $O\&M_{fijo}$, $O\&M_{var}$, i y n para el cálculo del LCOE en este estudio (basado en [18]).

CCI	1700 € kW^{-1}
$O\&M_{fijo}$	20 € kW^{-1}
$O\&M_{var}$	0.008 € kWh^{-1}
Tasa de interés (i)	0.0296
Años de amortización (n)	25

RESULTADOS

Análisis de tendencias de viento

En la Figura 3 se muestran las series temporales de la velocidad de viento a alrededor de 100 m tanto a nivel global como a escala regional entre 1991 y 2021. La evolución del viento a escala global (Figura 3, izquierda) muestra tres regiones temporales con tres tendencias distintas. Hasta el año 1998, la tendencia de los vientos medios anuales es negativa con un ritmo de decrecimiento de $-0.127 \text{ m s}^{-1} \text{ año}^{-1}$. A partir de ese año, hasta 2005, se aprecia una región de estabilización en la que el ritmo de caída se reduce a $-0.006 \text{ m s}^{-1} \text{ año}^{-1}$. A partir de 2005, la tendencia pasa a ser positiva y se puede ver un aumento en la velocidad del viento medio anual con un ritmo de $0.019 \text{ m s}^{-1} \text{ año}^{-1}$. Se puede notar que este ritmo de crecimiento es menor que el de la caída de la velocidad del viento media en los años previos a 1998.

Estos resultados se pueden comparar con los publicados en la literatura para el viento a 10 m [2,9]. En las observaciones de viento a 10 m a nivel global se observó una tendencia de caída desde el año 1980 hasta 2010 y a partir de ese año se revirtió y comenzó una tendencia de crecimiento hasta el año 2017 (último año que fue analizado). Si se comparan las tendencias a ambas altitudes, en ambos casos se produce ese cambio de tendencia pasando de una caída del viento medio a un crecimiento. Sin embargo, a la altura de 100 m se observa un período de estabilización que los resultados a 10 m no muestran. Además existe una diferencia de 5 años (de 2005 a 2010, respectivamente) entre los años en los que comienzan las tendencias positivas de la velocidad media del viento, teniendo lugar antes para los vientos a 100 m.

En el caso de la región europea (Figura 3, derecha), las tendencias de la velocidad de viento medio anual son ligeramente distintas a las del caso global. La reducción del viento hasta 1999 también se observa para el centro-norte de Europa. A partir de este momento, la tendencia cambia y la velocidad media del viento empieza a crecer hasta el año 2006. De este año en adelante, cambia de nuevo la tendencia y se observa una leve reducción de la velocidad de viento medio con un ritmo de $-0.040 \text{ m s}^{-1} \text{ año}^{-1}$. Es importante destacar que las tendencias observadas en los primeros años de la serie temporal deben tomarse con precaución debido a la limitada cantidad de torres utilizadas durante ese período. Esta limitación resulta en una alta incertidumbre en el momento de extrapolar los resultados a toda la región. Esta falta de precisión se refleja claramente en las barras de error correspondientes a los años 1997-2000, donde el valor medio llega a alcanzar errores relativos de hasta el 30%.

Evolución temporal de días con vientos extremos

La Figura 4 muestra la evolución de los vientos pertenecientes a cada cuartil para las cuatro estaciones del año. Como cabe esperar, las series temporales de cada cuartil oscilan en torno al valor 25, dado que las cuatro categorías con las que se ha dividido

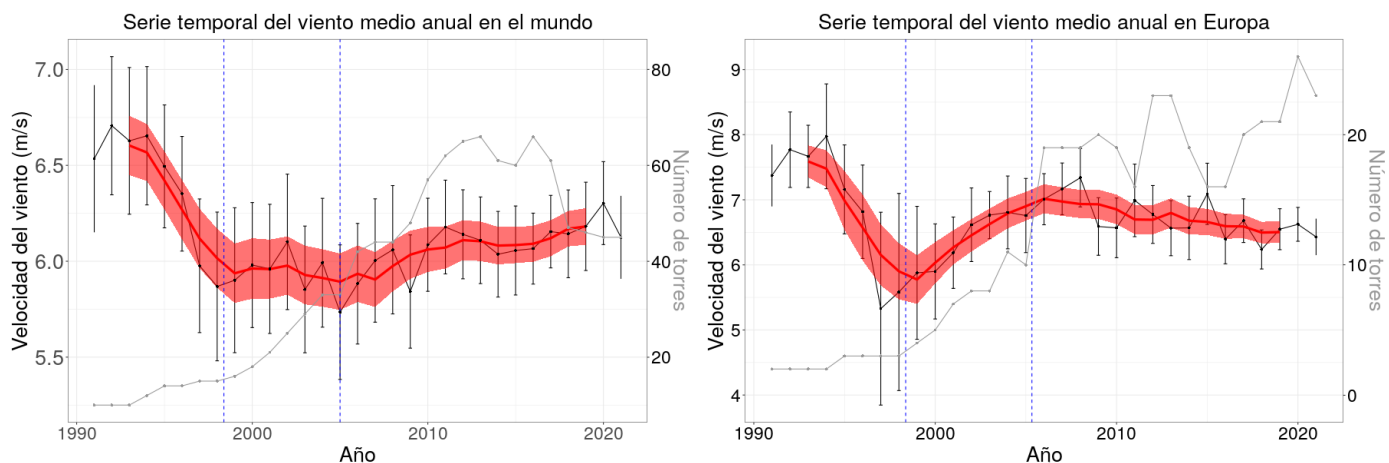


Figura 3: Izquierda: evolución del viento medio anual (línea y puntos negros) entre los años 1991 y 2021 a escala global (eje Y izquierdo). Las barras de error para cada año representan la incertidumbre del valor medio calculado como el error estándar de esa media (desviación estándar dividido por la raíz del número de medidas). La línea roja representa la media móvil de 5 años, junto con su incertidumbre representado con el sombreado rojo alrededor de ésta. Las líneas verticales discontinuas azules muestran los puntos de ruptura de las diferentes tendencias observadas, de acuerdo con el método de regresión lineal segmentada. La línea de color gris representa, para cada año, el número de localizaciones (eje Y derecho) cuyos datos han sido utilizados para calcular la velocidad del viento medio. Derecha: igual pero para el centro-norte de Europa.

la distribución climatológica de valores son equiprobables. Para todas las estaciones del año se puede ver que las tendencias de los cuartiles centrales (Q2 y Q3) son menos pronunciadas que aquellas observadas para las categorías extremas (esto es, Q1 y Q4).

Los meses de invierno en Europa son importantes para la industria eólica, ya que la generación de electricidad es generalmente mayor frente al resto de meses. La evolución de los porcentajes para invierno (Figura 4, panel superior) muestra un comportamiento anómalo para el período entre 2007 y 2012, donde predominaron los vientos flojos (porcentajes mayores de días con vientos en Q1 y Q2). Esto coincide con la reducción del viento medio (tendencia negativa) observada para el mismo período en la Figura 3, derecha. Alrededor de 2011, el porcentaje días con vientos fuertes no superó el 20%. En los años anteriores y siguientes, la diferencia entre los cuartiles se reduce, con valores cercanos a 25 para todos ellos, prácticamente desapareciendo el comportamiento anómalo observado para 2007-2012.

En términos generales, la evolución en el tiempo de los meses de invierno presenta características distintas a las del resto de las estaciones del año. En primavera, verano y otoño (paneles segundo, tercer y cuarto, respectivamente) se observan dos períodos temporales con comportamientos opuestos. El primero de ellos, entre 2005 y 2012 aproximadamente, se observa una caída de vientos flojos, a la vez que se nota un aumento de los vientos fuertes. El segundo período, que empieza a partir de 2012 hasta la actualidad la situación cambia pasando a predominar el número de días con vientos flojos, en decremento de los días que pertenecen a Q4. A pesar de que estas dos tendencias se dan en las tres estaciones, en algunos casos los porcentajes alcanzan valores más extremos, como en otoño (panel inferior), frente a otros, como primavera (segundo panel).

Impacto de la variabilidad decadal del viento en la industria eólica

Los resultados del análisis de impacto de la variabilidad del viento se presentan en la Figura 5 mediante las evoluciones temporales

de los CF y el LCOE, ambos calculados para cada uno de los tres modelos de turbinas, en centro-norte Europa. La evolución temporal de los CF (Figura 5, izquierda) muestra comportamientos análogos para las tres clases. En primer lugar se observa que, para la región estudiada aquí, los valores más bajos de CF se dan para la clase I, mientras que los más altos se obtienen para la clase III. Los valores mostrados representan una situación ideal en la que las turbinas están en funcionamiento a lo largo de un año completo generando la máxima electricidad posible a partir del viento. Sin embargo, en la realidad existen varios factores que reducen las horas de funcionamiento y el rendimiento de las turbinas. Por ejemplo, la planta puede estar detenida durante ciertos períodos de tiempo por mantenimiento o razones de seguridad. Otro factor a considerar puede ser el efecto que producen las estelas de viento producidas por un aerogenerador sobre otro, las cuales pueden disminuir la energía extraída.

Independientemente del valor absoluto, los resultados permiten ver como han sido las tendencias del CF en el centro-norte de Europa en los últimos 30 años. Tal y como se notaba en la Figura 3 (derecha) para el viento medio, se observa una reducción de los CF desde el inicio de los años 90 hasta 1999. Después, los tres CF se recuperan hasta el año 2006, cuando la tendencia se revierte y vuelve a ser negativa. La pendiente de caída a partir del 2006 es de -0.004 año^{-1} para las tres turbinas. En vistas de la proyección a partir de esta tendencia, la reducción del CF podría devolver en 2025 los valores mínimos ya observados en el año 1999.

A partir de las series temporales de los tres CF se han estimado los LCOE (Figura 5, derecha). Las series temporales muestran que el mínimo de LCOE se dio para la turbina de clase III alrededor de 1993 con un valor de $3.3 \pm 0.1 \text{ c€ kWh}^{-1}$, justo coincidiendo con el valor máximo de CF3. Por el contrario, el máximo de coste se produjo en 1999 para la turbina de clase I, con un valor de $7.7 \pm 0.9 \text{ c€ kWh}^{-1}$, coincidiendo en el tiempo con mínimo de CF1. Comparando los valores de LCOE obtenidos en este estudio con los estimados en [18], cuyos valores mínimo y máximo son 3.94 y 8.29 c€ kWh^{-1} , observamos que los resultados son consistentes.

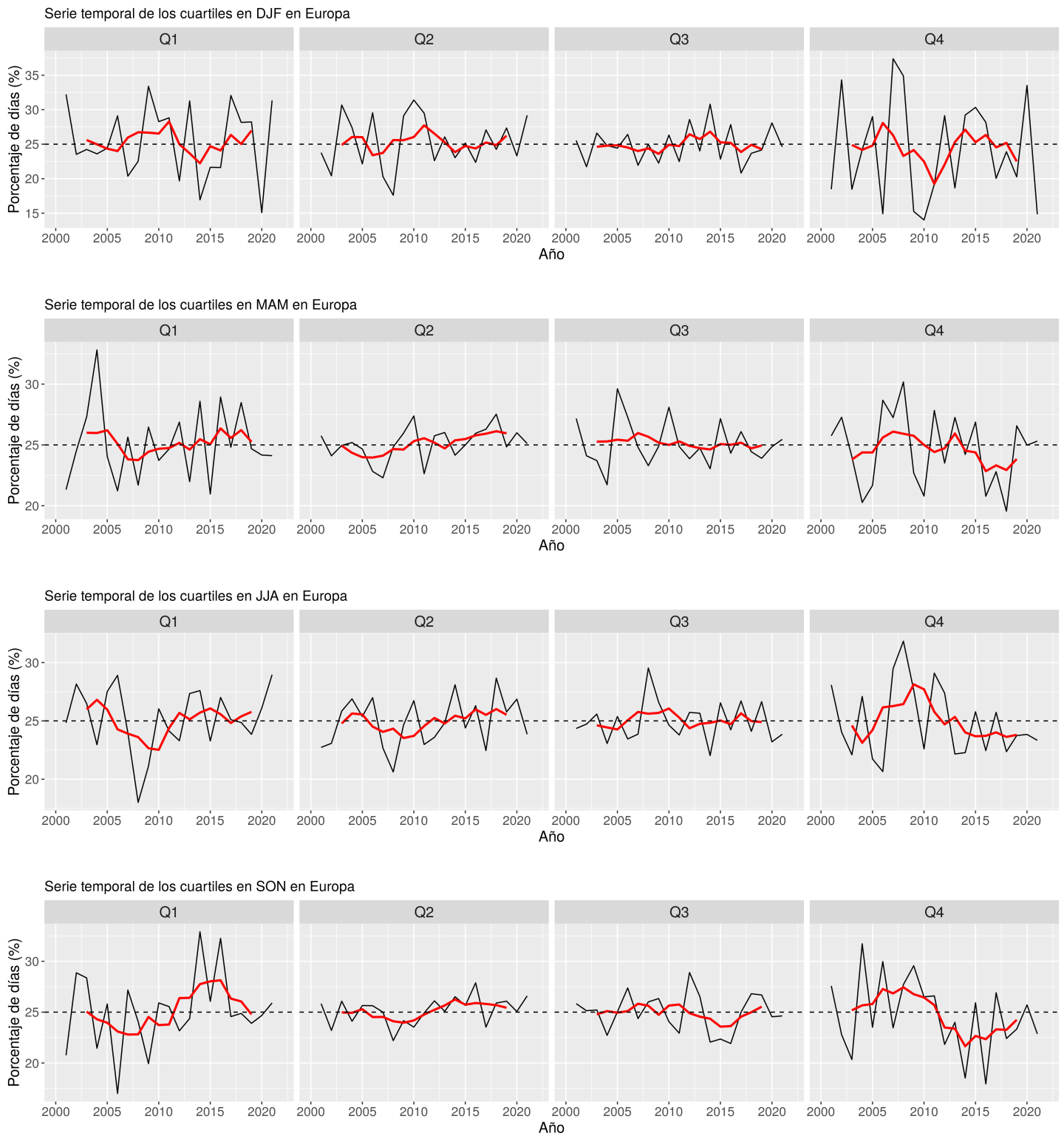


Figura 4: Evolución del porcentaje de días de vientos flojos (Q1), alrededor de la media (Q2, Q3) y fuertes (Q4) en el centro-norte de Europa entre los años 2001 y 2021 para cada una de las estaciones del año. En el panel superior se muestran los resultados para invierno (DJF), en el segundo panel, para primavera (MAM), y así hasta otoño (SON) en el panel inferior. La línea roja representa la media móvil de 5 años de los porcentajes para suavizar la evolución e identificar mejor las tendencias.

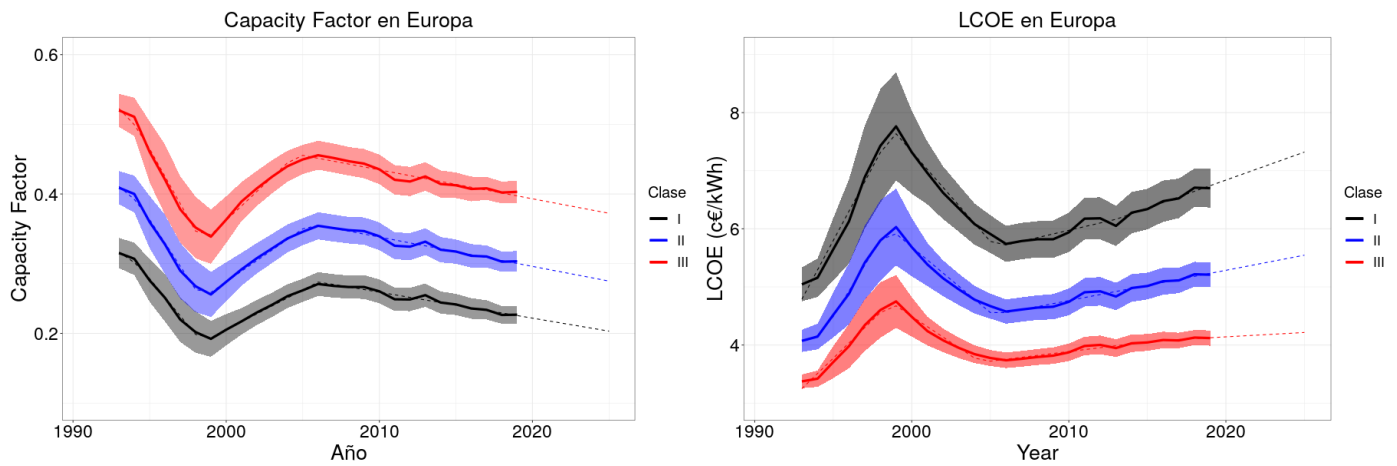


Figura 5: Izquierda: evolución del CF en la región del centro-norte de Europa para tres clases de turbinas (I, II y III). Se presenta directamente la media móvil con una ventana de 5 años, junto con su incertidumbre representada con el sombreado del mismo color. Las líneas discontinuas muestran las tendencias lineales, obtenidas por el método de regresión lineal segmentada para cada intervalo de crecimiento/decrecimiento. La tendencia lineal del último período se ha proyectado hasta 2025 a modo de presentar una posible predicción del CF a corto plazo. Derecha: igual para el LCOE, calculado para cada uno de los tres CF y presentado en céntimos de Euro por kilovatios hora ($c\text{€}kW^{-1}$).

Es importante, sin embargo, apuntar algunas diferencias entre la evolución temporal de los CF y los LCOE. La más notable, derivada de lo que ya se ha comentado, es el signo opuesto en las tendencias y tramos de crecimiento y decrecimiento de ambas magnitudes: cuando los CF crecen, los LCOE decrecen, y viceversa. Además, también hay que notar diferencias en la magnitud de la tendencia entre las diferentes clases de turbinas. Mientras que las tendencias para los tres CF de 2006 en adelante eran de magnitud idéntica (-0.004 año^{-1}), esto no ocurre para los LCOE. La tendencia de crecimiento para el LCOE de la turbina de clase I es $0.09 \text{ c€} kW h^{-1} \text{ año}^{-1}$, para la de clase II es $0.05 \text{ c€} kW h^{-1} \text{ año}^{-1}$ y la de clase III, $0.01 \text{ c€} kW h^{-1} \text{ año}^{-1}$. Con ello, el coste de producción para turbinas de clase I tiene un mayor crecimiento frente al de la clase III a pesar de que el ritmo de caída del CF es el mismo para ambos casos. Esto significa que, cuando la turbina escogida da como resultado un CF mayor en términos generales, el LCOE se ve menos afectado por la variación del recurso eólico.

El LCOE da una estimación del coste de producción por unidad de energía, que los propietarios de las plantas tratan de minimizar para conseguir el mayor beneficio posible. El análisis que se ha realizado muestra la importancia que tiene el recurso eólico en esta magnitud. Esta afirmación es respaldada con estudios económicos que afirman que es el componente más importante que afecta a la rentabilidad de un proyecto y que explica las diferencias en los costes de producción entre parques eólicos [19].

CONCLUSIONES

En un contexto en el que se persigue la descarbonización del sector energético, introduciendo masivamente energías renovables, la energía eólica está experimentando un aumento importante con el incremento de la potencia instalada. En este sentido, la evaluación de la disponibilidad y variabilidad del recurso eólico es crítica. Típicamente esta evaluación se realiza a escala muy local, a nivel de parque eólico o país. Sin embargo, la disponibilidad de datos climáticos a nivel global y con períodos largos de medidas permite tener una imagen amplia de cómo ha cambiado el recurso eólico en los últimos 20-30 años.

El TTD es una base de datos de viento a alturas próximas a 100 m única, de la que se tiene conocimiento de su uso por parte de distintos sectores. En este trabajo se ha llevado a cabo una actualización de dicha base de datos para hacer estudios de evolución de la velocidad de viento y su impacto en la industria eólica, que además puede resultar beneficioso y que amplía su potencial de uso de cara a futuros proyectos.

El análisis de la velocidad media anual del viento a nivel global a una altitud de 100 m ha revelado similitudes, en primera aproximación, con estudios previos similares realizados a 10 m de altura. En ambos casos, se ha observado una tendencia de reducción de vientos seguida de una posterior recuperación. Además, en el caso de 100 m entre estos cambios de tendencia se aprecia una estabilización de la velocidad del viento. Es importante recalcar que la robustez de estos resultados está supeditada a dos fuentes de incertidumbre principales. La primera de ellas, es la heterogeneidad en la distribución espacial de las ubicaciones de las torres, en especial a nivel global. Existen amplias regiones, como en Sudamérica o África, donde apenas se disponen de datos, frente a otras donde existe una mayor densidad de torres. El segundo factor a tener en cuenta ha sido la longitud de las series temporales de cada torre. A pesar de que para algunos *met masts* se han dispuesto de datos que cubren todo el período de tiempo analizado (1991-2021), una gran parte de ellos presentaban series temporales más cortas y en momentos temporales diferentes. Por ejemplo, el número de localizaciones es notablemente superior en los últimos 15 años, de 2006 a 2021, como se refleja en la línea de evolución del número de localizaciones en la Figura 3. Estos factores son los causantes de que, si se quiere realizar una comparación más robusta, sea necesario contar con una base de datos más amplia, similar a las disponibles para mediciones a nivel de superficie, la cual actualmente no existe.

El centro-norte de Europa es una región en donde el TTD dispone de una cobertura espacial más densa y con series temporales relativamente largas. El análisis ha revelado una importante variabilidad interanual en la frecuencia de días de vientos flojos y fuertes. Sin embargo, se han observado oscilaciones en las medias móviles que permiten identificar de períodos de 5-10 años en los que

la frecuencia de días con vientos extremos es anormalmente mayor y menor. Estos comportamientos anómalos muy probablemente estén derivados de causas climáticas como cambios decadales en la circulación general atmosférica [20]. Su caracterización es crítica porque pueden tener ciertas implicaciones en la producción renovable. La reducción del viento en el centro-norte de Europa y los correspondientes CF a partir de 2006 auguran que para 2025 se pueden dar los valores mínimos observados ya a finales de los años 90, en los que el LCOE alcanzó su máximo (todo ello sin contemplar un nuevo reverso inminente en las tendencias). En cualquier caso, esto no significa que la importancia de la eólica a dentro del *mix* de energías de los países de la región vaya a verse notablemente reducida, ya que las previsiones también indican que la potencia instalada va a seguir creciendo, sobretudo en las plataformas marinas [1].

DISPONIBILIDAD DE DATOS

El conjunto de datos con el que se ha trabajado en este proyecto se hará público próximamente en una nueva versión del TTD (<https://talltowers.bsc.es>).

AGRADECIMIENTOS

El autor quiere mostrar especial agradecimiento al director, Jaume Ramon, por su supervisión y sugerencias durante la actualización del TTD, los análisis y la escritura de este trabajo. Además, dar gracias a Albert Soret por supervisar y dar al autor la oportunidad de realizar este trabajo en el Barcelona Supercomputing Center. Por último, agradecer también a Sheetal Saklani e Ilaria Vigo sus consejos para el estudio de impacto en la industria eólica.

El autor muestra su agradecimiento a los principales investigadores e instituciones de las 88 torres meteorológicas que han contribuido con sus datos climáticos a la realización de este trabajo y la actualización del Tall Tower Dataset. En primer lugar, a las instituciones National Data Buoy Center (NDCB), National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), Earth System Research Laboratory (ESRL), Met Éireann, South Africa Weather Service (SAWS), CESAR observatory, Koninklijk Nederlands Meteorologisch Instituut (KNMI), proyecto FINO, Instituto Nacional de Electricidad y energías Limpias (INEEL), United Kingdom Met Office (UKMO), Brookhaven National Laboratory (BNL), NREL National Wind Technology Center (NWTC), Amazon Tall Tower Observatory (ATTO), Finnish Meteorological Institute (FMI), Helsinki University, Princeton Environmental Institute y CSIRO Marine and Atmospheric Research, así como las personas de contacto, por permitirme el acceso a los datos a través de sus respectivos portales. También, dar gracias a Laszlo Haszpra (Hungarian Met Service), Ingo Lange (Hamburg University), Franck Beyrich (Deutscher Wetterdienst) y Takashi Hirano (Hokkaido University) por compartir los datos de sus *met masts* de forma directa. Por último, el autor agradece a todos los colaboradores de las bases de datos AsiaFlux, AmeriFlux y del proyecto ICOS.

REFERENCIAS

[1] I. Komusanac, G. Brindley, D. Fraile *et al.*, "Wind energy in Europe: 2021 statistics and the outlook for 2022-2026," Wind Europe, Belgium, Report, 2022.

[2] Z. Zeng, A. D. Ziegler, T. Searchinger *et al.*, "A reversal in global terrestrial stilling and its implications for wind energy production," *Nature Climate Change*, vol. 9, no. 12, pp. 979–985, 2019.

[3] Q. Tian, G. Huang, K. Hu and D. Niyogi, "Observed and global climate model based changes in wind power potential over the northern hemisphere during 1979–2016," *Energy*, vol. 167, pp. 1224–1235, 2019.

[4] M. Ratynski, S. Khaykin, A. Hauchecorne *et al.*, "Validation of aeolus wind profiles using ground-based lidar and radiosonde observations at La Réunion Island and the Observatoire de Haute Provence," *EGUsphere*, pp. 1–33, 2022.

[5] M. Brower, *Wind resource assessment: a practical guide to developing a wind project*. Hoboken, NJ, USA: Wiley, 2012.

[6] J. Ramon, L. Lledó, N. Pérez-Zanón *et al.*, "The tall tower dataset: A unique initiative to boost wind energy research," *Earth System Science Data*, vol. 12, no. 1, pp. 429–439, 2020.

[7] J. Ramon. "Home | The Tall Tower Dataset." The Tall Tower Dataset. <https://talltowers.bsc.es> (acceso: 23 de junio de 2023).

[8] INDECIS: sectoral climate services. INDECIS. <http://indecis.eu> (acceso: 23 de junio de 2023).

[9] R. J. Dunn, C. Azorin-Molina, M. J. Menne *et al.*, "Reduction in reversal of global stilling arising from correction to encoding of calm periods," *Environmental Research Communications*, vol. 4, no. 6, p. 061003, 2022.

[10] *Guide to Instruments and Methods of Observation - volume I: Measurements of Meteorological Variables*, World Meteorological Organization, Geneva, Switzerland, 2021.

[11] V. M. RMuggeo, "Estimating regression models with unknown break-points," *Statistics in medicine*, vol. 22, no. 19, pp. 3055–3071, 2003.

[12] L. Lledó, O. Bellprat, F. J. Doblas-Reyes *et al.*, "Investigating the effects of pacific sea surface temperatures on the wind drought of 2015 over the united states," *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, vol. 123, no. 10, pp. 4837–4849, 2018.

[13] S. Krohn, P.-E. Morthorst, S. Awerbuch *et al.*, "The economics of wind energy," European Wind Energy Association, Belgium, Report, 2009.

[14] *Wind turbines - Part 1: Design requirements*, IEC 61400-1, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, 2005.

[15] L. Lledó, V. Torralba, A. Soret *et al.*, "Seasonal forecasts of wind power generation," *Renewable Energy*, vol. 143, pp. 91–100, 2019.

[16] S. Ghose and M. J. Franchetti, "Chapter 11 - Economic aspects of food waste-to-energy system deployment," en *Sustainable Food Waste-To-energy Systems*, T. A. Trabold and C. W. Babbitt, Ed., London, UK: Academic Press, 2018, ch. 11, pp. 203–229.

[17] "Simple Levelized Cost of Energy (LCOE) Calculator Documentation." NREL. <https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe-documentation.html> (acceso: 23 de junio de 2023).

[18] C. Kost, S. Shammugam, V. Fluri *et al.*, "Levelized cost of electricity renewable energy technologies," Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Germany, Study, 2021.

[19] M. I. Blanco, "The economics of wind energy," *Renewable and sustainable energy reviews*, vol. 13, no. 6-7, pp. 1372–1382, 2009.

[20] T. K. Laurila, V. A. Sinclair and H. Gregow, "Climatology, variability, and trends in near-surface wind speeds over the north atlantic and europe during 1979–2018 based on ERA5," *International Journal of Climatology*, vol. 41, no. 4, pp. 2253–2278, 2021.