

LA ECUACIÓN DEL VIENTO: (1m/s = 37 x 10⁶ €)



Tirso Vázquez
Ingeniero Industrial
KinTech

Alrededor de 37 millones de euros es el valor incremental que para un parque eólico tipo, de 49,5 MW y, por tanto, acogido al régimen especial, dejara el viento en los contadores a lo largo de sus 25 años de vida útil si, en lugar de situar el parque en una ubicación con un promedio de 6,5 m/s, lo situáramos en otro con un promedio 1 m/s superior.

Como es bien sabido, el viento es un fluido que circula en la atmósfera libremente, esperando que un promotor eólico lo capture, y al contrario que el agua no está sujeto a restricciones ni a repartos ni a discusiones por su uso.

La cifra económica expuesta indica por sí misma que la elección del emplazamiento tiene una importancia capital en la rentabilidad de la inversión. Es más importante que el precio de los equipos, que se desembolsa por una sola vez en el año 0 del proyecto o que los tipos de interés, puesto que los intereses sólo se abonon mientras se amortiza el crédito. Efectivamente, el viento entra en el flujo de caja durante todos y cada uno de los años de duración del proyecto.

Algunos de los mejores emplazamientos eólicos de la península eran conocidos desde hace mucho tiempo. Llegados a este punto nos preguntaremos: ¿Cómo podemos conocer cuál es el producible energético de una zona? Y, todavía más lejos, ¿podemos conocerlo con exactitud?

La respuesta a esta última pregunta es, desde mi punto de vista, mucho más simple que la respuesta a la anterior. Realmente ni existen métodos definitivos para el cálculo del potencial eólico ni en la mayoría de los casos se actúa con la diligencia debida para poder establecer el producible energético con una aproximación mejor que un 15%. El lector se preguntará si esta aseveración no es compatible con el enorme auge que la promoción eólica está teniendo últimamente.

En realidad lo que ocurre es que, como cabía esperar, los primeros parques eólicos se están situando en las mejores zonas de viento por lo que, en la mayoría de los casos, la recuperación de la inversión esta asegurada y el estudio pormenorizado del recurso eólico sólo aporta datos sobre la rentabilidad pero no sobre la viabilidad de la inversión en sí misma. Pero también hay contraejemplos y se pueden citar en España o en Alemania parques que, por no superar el umbral de rentabilidad, probablemente serán desmontados. Este tipo de malas experiencias aumentará durante los próximos años a medida que los emplazamientos elegidos dispongan de un recurso más justo y a buen seguro que los agentes involucrados en la promoción eólica tomarán buena nota de ello y, antes de acometer una inversión, destinarán más fondos al estudio del recurso eólico. De hecho, ya se percibe una tendencia en este sentido.

Habría que añadir que los promotores hasta ahora han dedicado la mayoría de sus esfuerzos a una frenética carrera por asentar nuevos emplazamientos. Verdaderamente es titánica la labor de convencer a los Ayuntamientos y a los propietarios de los terrenos, superar las barreras administrativas y medioambientales, encontrar zonas con una evacuación viable y negociar la conexión a la red con las Compañías eléctricas.

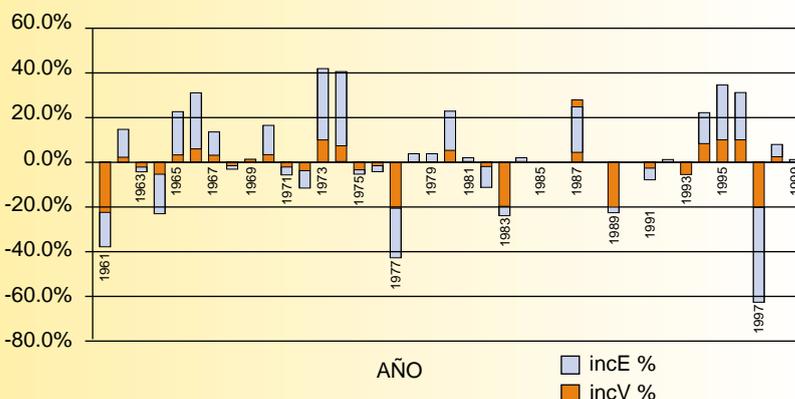
Con este panorama, al final, el objetivo es siempre llegar antes que la competencia y superar estas barreras para que algún día los proyectos puedan hacerse realidad. Baste citar que sólo en Castilla y León hay más de 18.000 MW involucrados en proyectos eólicos. Si a esto añadimos la aparición de especuladores que obviamente están más interesados en multiplicar el viento que en estudiarlo a fondo, obtenemos un cóctel que, como decíamos anteriormente, va a provocar alguna sorpresa desagradable.

Para poder comprender el alcance de esta reflexión, digamos que la mitad de 1m/s puede ser el valor del *offset* del anemómetro utilizado para medir la velocidad del viento. Su contenido energético es: $E = 1/2 \rho A V^3$ por lo que, cuando aumentamos la velocidad del viento, el incremento marginal de su energía específica es el triple. (En realidad para la energía captada por el aerogenerador el incremento será de alrededor del doble). En términos económicos, un incremento de 1/2 m/s sobre un promedio de 7 m/s provocará un incremento en el TIR sobre fondos propios a 20 años (80% de apalancamiento) de un 6%, aproximadamente. (Promedio de velocidad a la altura del buje de la máquina).

VARIABILIDAD INTERANUAL

Si se observa el gráfico con los promedios anuales de viento en una ubicación, lo primero que puede llamar la

VELOCIDAD Y ENERGÍA ESPECÍFICA DEL VIENTO RELATIVAS AL PROMEDIO HISTÓRICO. AEROPUERTO DE ZARAGOZA



atención es la escasa variabilidad interanual. En realidad, esto demuestra el alto coste energético que tiene la aceleración de las masas de aire en la atmósfera, su elevada inercia. Si, en lugar de las velocidades promedio anuales, estudiamos los promedios de velocidad cúbica, es decir la energía específica del viento, es entonces cuando observaremos mayores diferencias. Al igual que en Hidrología, la precipitación anual es un índice directo de la energía hidroeléctrica que podemos aprovechar gracias a la atmósfera, su equivalente en el viento es el contenido energético promedio.

Del mismo modo que en la península ibérica existen grandes diferencias de precipitación acumulada entre unos años y otros, lo mismo podremos hablar de "sequías eólicas". Obsérvese en el gráfico adjunto la del año 1997. (Fuente: registros del INM en el Aeropuerto de Zaragoza.) Puede observarse también cómo se cumplen ciertos ciclos quinquenales de "humedad-sequía".

PERSPECTIVA HISTÓRICA

Hasta hace sólo unos años, los únicos registros de viento disponibles con alguna fiabilidad y perspectiva histórica eran los recogidos en los aeropuertos. Utilizando esta información se elaboró la pasada década, el Atlas Eólico Europeo. Si el mapa de recursos eólicos correspondiente a España plasmara de forma fidedigna los recursos existentes, en España sólo habría parques eólicos en unas pocas zonas. Afortunadamente la realidad es muy distinta, lo cual demuestra de forma clara la dificultad inherente a este tipo de cálculos. Algunas Comunidades Autónomas se han preocupado de elaborar sus propios atlas eólicos y los por desgracia resultados obtenidos tampoco son excesivamente fiables.

La mayor parte de la Ingeniería que ha hecho posible el desarrollo actual de la energía eólica se debe al esfuerzo realizado por Dinamarca. En cuanto al desarrollo eólico, España ocupa en la actualidad un lugar de privilegio junto con Alemania y EEUU. La principal carencia en el desarrollo eólico en nuestro País, como tantas otras veces ha ocurrido en otros sectores, es la falta de inversión en I + D que permita la creación y asentamiento de tecnología propia. No obstante, se da alguna excepción que nos permite albergar esperanzas en el peso que en el futuro pueda tener la Ingeniería española en este sector.

El hecho de que Dinamarca haya sido el país que ha marcado la pauta en la Ingeniería eólica, tiene a gran repercusión en todos los ámbitos. En el caso del estudio del recurso eólico, Dinamarca es un país muy diferente a España. Pongamos como ejemplo que su relieve es simple, y esto hace que los métodos daneses puedan fracasar al aplicarse en algunas zonas españolas. Pongamos como ejemplo que la norma EIC 61.400 para la prueba de cumplimiento de la curva de potencia. Habitualmente, en los contratos entre promotor eólico y fabricante de los aerogeneradores se hace referencia a esta prueba para corroborar la calidad del producto, sin ser conscientes de que la misma norma exige que las pendientes circundantes a la máquina sean inferiores al 3% lo cual es imposible en muchas ocasiones, por lo que la prueba es nula a efectos contractuales.

A todo ello habría que añadir la carencia de bibliografía y referencias especializadas que aporten experiencia y conocimiento al sector. En nuestro país disponemos de un manual bastante completo que publico en 1997 el prestigioso Instituto CIEMAT: "*Principios de conversión de la energía eólica*".

El enorme auge del sector eólico durante los últimos cinco años ha multiplicado los esfuerzos de los promotores privados por conocer el potencial eólico. Generalmente cada empresa desarrolla sus propios métodos. Gracias a la experiencia acumulada y al lógico trasvase de especialistas entre empresas del sector, aun a pesar de todas las carencias comentadas, se ha conseguido mejorar bastante los métodos de estimación en estos últimos años. Baste citar como ejemplo que, hace cinco años, muchas torres de medición tenían sólo 10 m de altura, que corresponde con el estándar meteorológico. Todavía pueden verse torres situadas en el punto más alto, en el lugar más expuesto al viento, junto a un vértice geodésico, en donde el incauto promotor había colocado su "bandera" de colonización del territorio, esperando obtener unos registros increíbles. Hoy en día, nadie con un mínimo de conocimiento haría esto. Dado que la velocidad del viento puede variar notablemente con la altura y que las máquinas actuales se colocan a 55 m (o incluso más) sobre el terreno, nadie colocaría una torre de 10 m. Y por descontado nadie colocaría tampoco una torre de medición en el lugar más expuesto sino en el lugar más represen-

tativo o promedio de las ubicaciones del futuro parque eólico.

LA CAMPAÑA DE MEDICIÓN

Dada la escasa cantidad y calidad de la información pública de los registros de viento y el hecho de que el viento a menudo sea en nuestro país un fenómeno local, la única manera de poder conocer el potencial eólico de una zona es acometer una campaña de medición.

La dificultad para evaluar el potencial eólico de una zona estriba en el hecho de que se trata de reproducir, a partir de una información mínima disponible de una torre meteorológica, todo un campo vectorial que depende además de la variable temporal, de las variables escalares que caracterizan a la atmósfera y esta sometido a unas condiciones de contorno que determina el terreno. El primer paso será elegir una buena ubicación para la torre de medición.

1) Instalación de la torre meteorológica

Será necesario definir la altura y tipo de mástil, el número de sensores, anemómetros y veletas, sonda de temperatura, presión, etc. También el sistema de adquisición de datos a la hora de efectuar la instalación, hay que ser muy cuidadoso puesto que hay innumerables detalles que pueden falsear los datos. Afortunadamente el error en velocidad suele ser a la baja. Un anemómetro en mal estado o apantallado por la misma torre de medición en la dirección del viento dominante ofrecerá un registro inferior. Quienes se han preocupado en duplicar el sistema de medición o en experimentar el efecto de pequeñas modificaciones, conocen que los grados de incertidumbre superan a menudo lo que a primera vista cabría esperarse. Atención también a la orientación de las veletas durante la instalación.

Obsérvese en la fotografía la instalación de una torre de medición de 55 m, equivalente a un edificio de 19 pisos.

2) Tratamiento estadístico de los datos

Los datos que se extraen con periodicidad, por ejemplo, mensual, deben ser tratados estadísticamente para detectar posibles anomalías. Posteriormente se unirán al fichero de almacenamiento histórico de ese emplazamiento. La instrumentación meteorológica deberá tener alimentación autónoma y soportar las condiciones de intemperie, a menudo extremas. Por su ubicación, suelen ser cebo de numerosas descar-

gas eléctricas y, al estar aisladas, pueden ser víctimas de actos de vandalismo. La inaccesibilidad invernal o la propia impericia del operador que mensualmente se acerca a efectuar el volcado de datos, en condiciones muchas veces adversas, también pueden ocasionar problemas. Por todo ello su conservación es costosa y la disponibilidad total de datos no suele superar en la práctica el 90%. Esta cifra puede mejorar si la estación está preparada para funcionar de forma remota, ya que en este caso conoceremos en tiempo real cuál es el estado del sistema de medición. Si disponemos de datos en una estación cercana con una correlación adecuada, podremos rellenar estos huecos con falta de datos, para así no falsar el registro histórico.

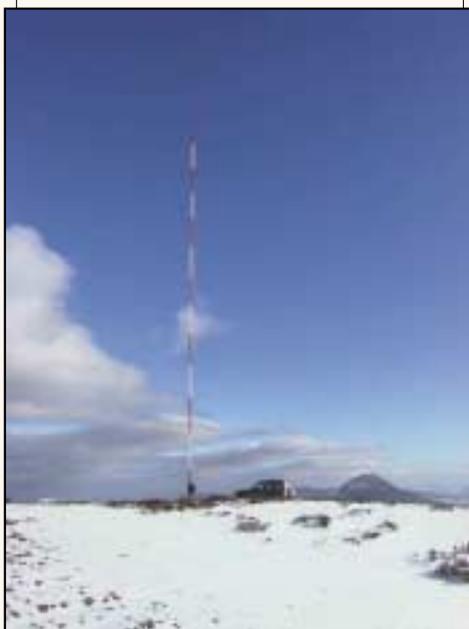
El siguiente paso será hacer una estimación del perfil del viento con la altura. Para una zona llana y alejada de obstáculos, dentro de la capa límite se cumple bastante bien la ecuación de un perfil logarítmico: $(V/v) = (H/h)^{\text{rugosidad}}$, de aquí que para dos anemómetros situados a diferente altura la relación entre sus velocidades sea bastante lineal. La extrapolación del perfil será necesaria para evaluar la velocidad del viento a mayores alturas que la de la torre de medición. Cuando la torre está situada cerca de una cresta o cortado, esta ecuación no se cumple y en la práctica la realidad impone que la altura de la torre de medición debería ser lo más cercana posible a la del aerogenerador. Los datos recogidos por la estación se graban cada 10 minutos. El dato más valioso es el promedio de velocidad, pero el conocimiento de las rachas y de la desviación típica nos ayudará a la hora de seleccionar la clase de máquina y la fatiga a la que estará sometida. La desviación es un indicativo del índice de turbulencia y, a igualdad de velocidad, tendrá más producción una máquina situada en un emplazamiento menos turbulento.

3) Estimación del potencial eólico en la torre de medición

Suponiendo que hemos conseguido un registro completo y no sesgado de datos a la altura del futuro aerogenerador, con los sensores perfectamente colocados en la torre y bien calibrados, estaremos en condiciones de determinar la producción energética durante el intervalo de medición. Para ello basta con interpolar la curva de potencia del

aerogenerador para cada registro. (Al tratarse de una velocidad promediada en 10 minutos se incurre en un pequeño error cuando el aerogenerador se mueve en un tramo no lineal de su curva de potencia).

Podremos comparar así las máquinas que mejor se ajustan a nuestro proyecto, simulando su producción en ese punto. Cada fabricante normalmente proporciona tablas con la potencia activa en BT en bornas del aerogenerador para cada velocidad incidente perpendicularmente al rotor a la altura del buje de la máquina. El intervalo de funcionamiento suele estar entre 4 y 25 m/s, y la tabla se proporciona cada m/s. La producción será proporcional al flujo mási-



co y éste, a la densidad del aire. Por tanto, la energía será proporcional a la presión atmosférica e inversamente proporcional a la temperatura absoluta, según la conocida ley de Gay-Lussac: $\tau = k \times P/T$ Mientras que en Alemania, Holanda o Dinamarca los parques se suelen situar al nivel del mar, en España es frecuente que se sitúen a elevada altitud. En teoría, un parque situado a 1.000 m producirá, a igualdad de registros de viento, un 10% menos ya que la presión atmosférica media se ha reducido en ese porcentaje.

Para la simulación suele ser suficiente contar con la presión atmosférica media anual. En cambio, para la temperatura no siempre es así. A menudo se trabaja con una densidad promedio anual. Sin embargo, en muchos puntos de la península con predominio de componente norte o noroeste la tempe-

ratura suele descender cuando sopla este viento, por lo que estaremos siendo conservadores si utilizamos en nuestros cálculos el registro térmico promedio anual. Cabe citar que la influencia de la temperatura es mayor que lo que cabe esperar por la densidad del aire. Esto se debe probablemente al hecho de que el aumento en la viscosidad del aire provoca un régimen más laminar y por ello más eficiente desde el punto de vista aerodinámico, cuando disminuye la temperatura. Debido a ello, es frecuente que la producción mejore en invierno y empeore en verano.

Conviene resaltar que los fabricantes suelen ser conservadores en su información comercial. Las máquinas de paso fijo suelen producir más de lo esperado para velocidades medias y menos para velocidades altas.

Como decíamos, con la interpolación de los datos estaremos en condiciones de evaluar las "horas equivalentes" del proyecto. Parece obvio que con cada aerogenerador simulado obtendremos una cifra diferente, lo cual implica que las horas equivalentes sirven para determinar la rentabilidad del proyecto pero no para caracterizar el régimen de viento en el emplazamiento, como habitualmente se utiliza. Para esto último es más correcto hablar de promedios de velocidad a 40 m sobre el terreno. (En realidad para un mismo promedio la producción variará también en función de su distribución estadística).

Estimación histórica

Con todas las consideraciones anteriores habremos seleccionado un aerogenerador y tendremos la información de cuánto habría producido durante el periodo de medición. Pero como para rentabilizarlo tendrá que estar 25 años funcionando (siendo algo pesimistas), en realidad lo que nos interesa es conocer cuál será su producción a largo plazo. Se suele decir que la campaña de medición deberá tener una duración mínima de uno a dos años.

Esto lo podemos ilustrar con un ejemplo. Supongamos un promotor que comenzó su campaña de medición en una zona del Valle del Ebro, el 1 de enero de 1997 y la finalizó después de un año. Otro promotor comenzó el 1 de marzo de 1999 y desarrolló su campaña durante sólo un trimestre. Los resultados aproximados pueden deducirse de la gráfica anterior. El que midió un trimestre pudo caracterizar con precisión

el recurso eólico a largo plazo, mientras que quien lo hizo durante todo un año obtuvo unos resultados sesgados más de un 30% a la baja. Aunque es evidente que el ejemplo está seleccionado y que cuanto más larga sea la campaña de medición más seguros serán sus resultados, no es menos cierto que para tener seguridad en la estimación del recurso a largo plazo es imprescindible correlacionar los datos con una estación que disponga de datos fiables durante un periodo superior a los 10 años. Esta es una cuestión a veces olvidada pero importantísima. En este sentido, el retraso acumulado en la mayoría de los proyectos eólicos tiene como beneficio colateral el hecho de que las campañas cada vez se alarguen más.

Correlación entre estaciones

Dos estaciones cercanas puede que tengan datos que no se puedan correlacionar. En cambio dos estaciones aparentemente lejanas puede que sí. Para salir de dudas, podemos utilizar un procedimiento simple pero efectivo. La correlación lineal de los promedios horarios o incluso diarios deberá ser aceptable (Estadístico $R^2 > 0,8$). Si la rosa de los vientos es bidireccional, se pueden mejorar los resultados segregando los datos en dos correlaciones dividiendo la circunferencia en dos sectores según la dirección del viento.

Después de esto, sólo nos quedará recalcular el análisis utilizando el histórico de la estación de referencia. La forma de efectuar este cálculo sería motivo de otro estudio, pero desde luego siempre será mejor utilizar un método sencillo que no utilizar ninguno.

4) Extrapolación espacial de los datos

Nuestro futuro parque eólico estará constituido por muchas turbinas. Después de haber medido durante varios años, cumpliendo las indicaciones comentadas anteriormente, si el futuro parque se extiende sobre un terreno perfectamente llano y homogéneo, nuestro trabajo habrá acabado ya que es previsible que todas las turbinas estén sometidas al mismo régimen de viento.

Si, por el contrario, como sucede habitualmente, el terreno es variado y ortográficamente complejo, probablemente nuestro trabajo no haya hecho más que empezar y será el momento de decidir cuántas turbinas pueden ocupar el terreno y en qué posición. (En inglés, "micrositing").

Si sólo disponemos de los datos de una torre de medición, tendremos que estimar cuál será el régimen de viento en otras ubicaciones. En este momento cobrarán importancia los datos de dirección procedentes de las veletas.

El programa WASP

Una conocida herramienta para estos cálculos es el *software* creado a tal efecto por el Instituto danés RISO: el programa WASP. El algoritmo de este programa se basa en la existencia del llamado viento geostrófico, que, fuera de la capa límite, a una determinada altura ya no depende de los accidentes del terreno y por tanto es constante a lo largo y ancho del futuro parque eólico.

Introduciendo dos series de datos de velocidad y dirección en una torre meteorológica previamente, el WASP calcula por sectores los factores de forma y de escala de la distribución estadística de Weibull. Esta distribución se suele ajustar muy bien al histograma de la colección y su cálculo previo es imprescindible para poder ejecutar los algoritmos matemáticos del programa. (Está demostrado no obstante que algunos emplazamientos de la península no pueden ser representados por esta distribución).

Introduciendo en el programa el mapa digitalizado del terreno y su rugosidad, se efectúa el cálculo del viento geostrófico. Conocido este, WASP es capaz de reproducir la distribución estadística del viento en cualquier ubicación ejecutando el cálculo inverso, considerando la rugosidad del terreno indicada por el usuario en cada punto del mapa. Después, se calcula la producción energética de un aerogenerador allí situado, utilizando su curva de potencia para la densidad media del aire en el parque.

Los algoritmos del modelo WASP se basan en la ecuación semiempírica de Rossby y Montgomery conocida como "Ley de arrastre geostrófico" (1935), que supone un perfil logarítmico.

Este programa ha sido utilizado profusamente a pesar de que, en muchos casos, sus resultados tienen poco que ver con la realidad. Afortunadamente, hoy en día la mayoría de los técnicos son conscientes de las limitaciones del modelo, puesto que es fácil para el usuario poder contrastar su coherencia en cada caso. Si el modelo se muestra incoherente, se debe descartar su utilización como en lugares de orografía complicada donde los resultados son muy inciertos. Sin embargo, en lugares llanos co-

mo Dinamarca puede ser una herramienta de apoyo muy valiosa.

Dadas las limitaciones de este modelo, se echa en falta alguna iniciativa nacional para diseñar métodos computacionales que ayudaran a superarlas. Quizás se podrían introducir algoritmos que aceptaran como condiciones de contorno no sólo los datos de una sola torre sino de varias estaciones circundantes y aprovechar la potencia de los actuales ordenadores para la resolución por elementos finitos de las ecuaciones diferenciales fundamentales de la Mecánica de fluidos.

CONCLUSIONES

La determinación del potencial eólico de un futuro parque es una cuestión compleja. Se pueden arrastrar errores en cualquiera de las fases del estudio y es necesario que todo el personal involucrado en la tarea esté perfectamente coordinado y cuente con la suficiente experiencia.

Dado el gran auge de la energía eólica, cada vez se va conociendo mejor la realidad del potencial eólico español, especialmente en las zonas que ya cuentan con aerogeneradores instalados desde hace varios años.

Es necesario que, por iniciativa pública o privada, se desarrollen nuevos programas que faciliten el ingente trabajo estadístico de recopilación y cálculo de datos meteorológicos así como de nuevos algoritmos que permitan la simulación del campo fluido con modelos avanzados.

Los promotores deberán destinar más fondos para la evaluación del recurso eólico. Hasta la fecha se han realizado muchas estimaciones conservadoras, que pretendían cubrir la incertidumbre en los cálculos. Dada su enorme trascendencia económica, se deberán desarrollar sistemas que permitan mejorar y abaratar los estudios de viento. En esta línea, la aparición de la tecnología GSM para la transmisión remota de datos, sin duda se generalizará en los próximos años.

Mientras no se disponga de medios más sofisticados, la mejor manera de hacer una estimación rigurosa y segura del potencial eólico será mediante la colocación previa de un número suficiente de mástiles meteorológicos en la zona a estudiar. Un último consejo es el de diversificar en cierta medida, tanto el modelo de instrumentación meteorológica como los métodos de análisis para poder contrastar los resultados. ■