

6. PROCESAMIENTO DE LA INFORMACION

Se describe en esta sección el procesamiento de la información una vez completado el proceso de recopilación de datos, su control de calidad y organización en archivos en medio magnético en la forma de promedios horarios de velocidad y dirección del viento.

La variedad en el tipo y en el volumen de información disponible en cada estación, impide la definición de un protocolo único de procesamiento. Dentro de lo posible, se determinaron para cada estación las características generales del ciclo anual y diario en el régimen de viento, la densidad de potencia eólica media, y las potencias generables medias para tres equipos eologeneradores específicos. Adicionalmente, se determinaron los parámetros de la función de densidad de probabilidad más representativa de la serie de datos de velocidad de viento.

Para la especificación de las características del ciclo anual en la velocidad del viento se calcularon estadísticas medias, agrupando los datos por meses comunes, en los casos cuando el periodo de recopilación excedía 2 años, o para cada uno de los meses del periodo, si este era inferior a 2 años.

Se describen a continuación los procedimientos específicos utilizados en el cálculo de cada parámetro. Los resultados para cada estación, ordenadas según latitud, se presentan en el Anexo V.

6.1 Procesamiento de la información disponible a nivel horario

6.1.1 Estadística básica

Con el fin de evaluar las características del ciclo diario y anual del régimen de viento en cada estación se calculó, a partir de la serie original de datos disponibles, la velocidad media para cada una de las horas y meses definidos en el proceso de

muestreo. Adicionalmente se calculó, mes a mes y para el total de los datos, la distribución de frecuencia de la velocidad en intervalos de 1 m/s y la correspondiente distribución de frecuencia acumulada.

En cada estación se extrapoló a un nivel común de 10 m sobre el suelo la velocidad media calculada a partir de los datos originales, de modo de hacerla comparable con las velocidades determinada para otros lugares. En las estaciones donde no fue posible conocer la altura de instalación del sensor de viento sobre el suelo se asumió un valor de 10 m, el cual constituye la norma recomendada por la Organización Meteorológica Mundial para la observación de viento.

Para la extrapolación de la velocidad (v) al nivel estándar de 10 m se adoptó el modelo de variación logarítmica de la velocidad con la altura (h),

$$v_{10} = v \frac{\text{Ln}(10) - \text{Ln}(z_0)}{\text{Ln}(h) - \text{Ln}(z_0)}$$

donde h es la altura del sensor sobre el nivel del suelo y z_0 un parámetro de rugosidad del terreno entorno al punto de medición (ref. pág. 8 anexo IV). En general, este modelo es adecuado para representar las condiciones medias del perfil vertical de velocidad del viento durante periodos mensuales y anuales. En la mayoría de las estaciones no se dispuso de suficiente información para estimar en forma confiable el valor de z_0 , asignándosele en esos casos un valor de 0.01 m. Se considera que esta estimación produce un valor conservativo de los factores de extrapolación vertical, tanto de la velocidad como de la densidad de potencia eólica. En la tablas del Anexo V se incluye el valor adoptado para z_0 cuando pudo determinarse un valor más preciso para este parámetro. La Fig. 6.1 muestra las curvas que definen los factores de extrapolación a 10 m de la velocidad medida a distintas alturas (h), considerando cuatro valores para el parámetro z_0 .

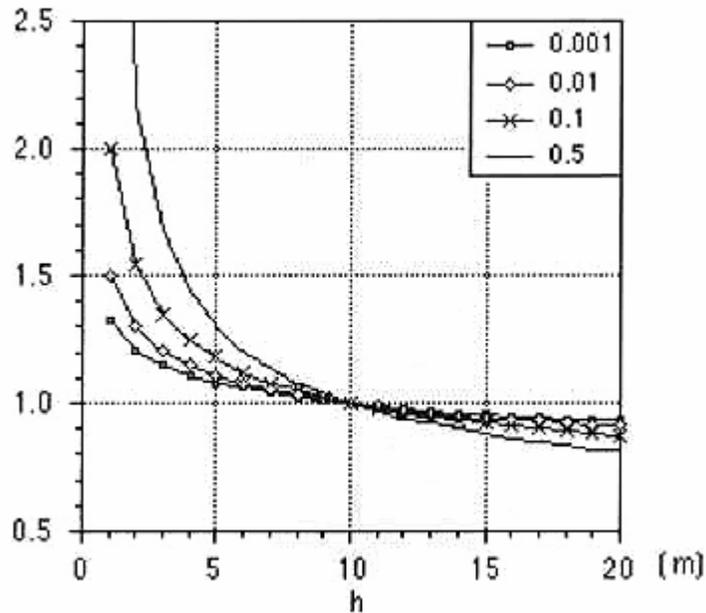


Fig. 6.1 Factores de extrapolación a 10 m (v_{10}/v_h), de la velocidad del viento medida a una altura h sobre el suelo, considerando factores de rugosidad superficial (z_0) de 0.001, 0.01, 0.1 y 0.5 m.

La dirección del viento constituye un factor de importancia secundaria en el uso de la energía eólica. En este estudio se realizó sólo un análisis mensual de la frecuencia de ocurrencia de cada una de las 16 direcciones principales.

6.1.2 Densidad de potencia eólica media.

A partir de las series originales de velocidad del viento se calcularon en cada estación los valores medios de densidad de potencia eólica (DPE), tanto a nivel mensual como para el total de la muestra disponible, utilizando la expresión:

$$DPE = \frac{1}{2} \rho \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N v_i^3$$

donde ρ es la densidad media del aire al nivel de la estación. Esta variable se estimó a partir de la ecuación de estado para el aire seco;

$$\rho = \frac{p}{RT}$$

donde $R = 287 \text{ (J K}^{-1} \text{ kg}^{-1}\text{)}$. La presión media (p) al nivel de la estación se determinó a partir de las condiciones de una atmósfera estándar (pág. 12 en Anexo I), y la temperatura (T) en base a valores reportados en anuarios meteorológicos para estaciones cercanas, corregidos por la diferencia de elevación entre las estaciones.

La densidad de potencia eólica media fue normalizada a 10 m sobre la superficie, utilizando un factor de extrapolación vertical igual al cubo del factor homólogo para la extrapolación de la velocidad.

6.1.3 Potencia generable media.

Con el objetivo de obtener una mejor apreciación del potencial real de aprovechamiento energético asociado al régimen de viento, se calculó para cada estación la potencia generable media de tres equipos de potencias nominales iguales a 33, 100 y 300 kW. Las curvas de generación correspondientes se presentan en la Fig. 6.2 y fueron deducidas de un análisis de curvas típicas de generación en equipos eoloproducidos modernos. Se asumió una elevación de 25 m para el eje del eoloproducido, calculando la potencia generable en base a la serie de velocidades originales, extrapoladas a ese nivel (pág. 15 en Anexo I).

En el caso de las estaciones instaladas en este proyecto (Punta de Toro, Punta Cerro de Arena, Los Vilos, Putú, Pahuil y Cobquecura), para las cuales fue posible conocer con mucho detalle las características físicas en el entorno del punto de medición, la estimación de la velocidad media a 25 m se realizó mediante la aplicación del modelo de extrapolación espacial desarrollado en el estudio (ver sección 7 y Anexo IV). En los otros casos se utilizó el perfil logarítmico ya descrito para la variación de la velocidad con la altura.

Por lo general, las curvas de generación para un cierto equipo se especifican para condiciones de una atmósfera estándar al nivel del mar. Para tomar en cuenta el efecto de disminución de la densidad del aire con la altura, se realizaron

modificaciones a las curvas de generación, de acuerdo a la metodología descrita en el Anexo I (pág. 14).

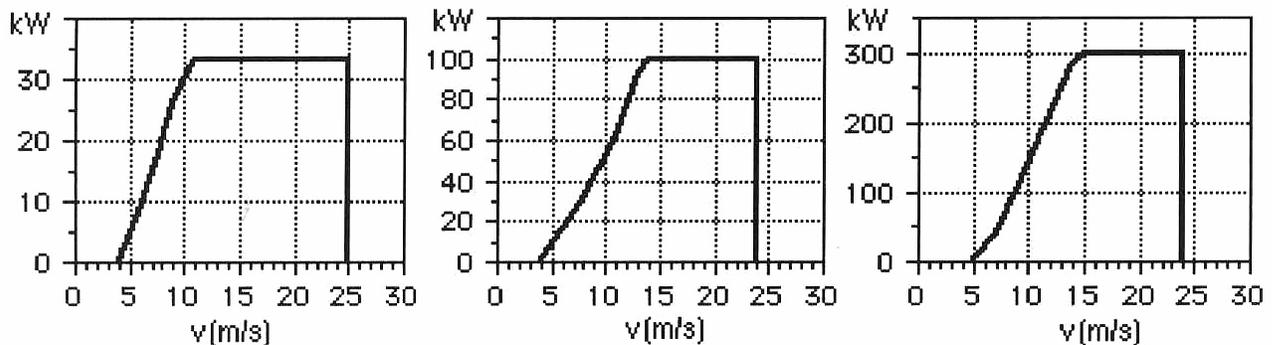


Fig. 6.2 Curvas de generación de tres eologeneradores (33, 100, 300 kW de potencia nominal) utilizadas en la estimación de la potencia generable media.

La diversidad de las máquinas seleccionadas permite apreciar el grado de utilización de la energía eólica en equipos de potencia nominal moderada, media, y relativamente alta. Para esto se presenta en las tablas del Anexo V los factores medios de utilización de los eologeneradores, definidos como el cociente entre la potencia media generable y la potencia nominal correspondiente.

6.1.4 Ajuste de funciones de densidad de probabilidad.

El ajuste de una función de densidad de probabilidad (f.d.p.) a un conjunto de datos asume la condición de variable aleatoria de cada un de los elementos del conjunto. En general, esta condición no se cumple en las series de velocidad de viento analizadas en este estudio, ya que éstas incluyen algunas características determinísticas, como son el ciclo anual y diario. De todos modos, la utilización de funciones de densidad de probabilidad que muestran un grado razonable de ajuste a los datos, permite sintetizar en un par de parámetros todas las características de la distribución estadística de la serie analizada. Además, este proceso de ajuste provee la independencia de los datos originales para cálculos posteriores de densidad de

potencia eólica media y potencia generable media para distintos eologeradores y a niveles sobre el suelo diferentes a los considerados en este estudio.

Se ajustaron distribuciones Log-normal y Weibull de dos parámetros, tanto a las series de datos mensuales, como a la muestra completa. Los parámetros de la f.d.p de Weibull se calcularon mediante el método de máxima verosimilitud (pág. 3 en Anexo I), señalado por diversos autores como el más adecuado para esta función. Luego de algunas pruebas preliminares, se optó por el método de los momentos en la estimación de los parámetros de la distribución log-normal (pág. 7 en Anexo I). La calidad del ajuste de ambas distribuciones fue determinada mediante los test Chi2 y Kolmogorov-Smirnov (KS).

Utilizando las f.d.p. Weibull y log-normal ajustadas a los datos originales, se determinó la esperanza de la velocidad (págs. 1 y 6 en Anexo I) y la densidad de potencia eólica media (D.P.). Para las f.d.p. Weibull y log-normal, la densidad de potencia eólica media se calculó aplicando el método de Meyers (pág. 9 en Anexo I) y de integración (pág. 10 en Anexo I), respectivamente. Por otro lado, para ambas distribuciones se calculó la potencia generable media a 25 m sobre el suelo mediante el método descrito en la sección 4.3 del Anexo I (pág. 15).

Adicionalmente, se determinaron los errores en los valores de velocidad media, DP y PG estimados por las distribuciones teóricas con respecto a los calculados a partir de la serie original de datos:

$$e_v = \frac{\bar{V}^* - \bar{V}}{\bar{V}} \quad e_{DP} = \frac{DP^* - DP}{DP} \quad e_{PG} = \frac{PG^* - PG}{PG}$$

donde los valores con * son estimados mediante una función de densidad de probabilidad.

6.1.5 Selección de la función de densidad de probabilidad ajustada a cada serie.

Considerando que el objetivo principal del ajuste de una función de distribución a la serie de datos originales es proveer de un medio eficiente de estimación de las potencias generables para un equipo cualquiera, que no requiera el acceso directo a los datos originales, se consideró como factor principal en la selección de las f.d.p. el error producido en el cálculo de este parámetro. Este criterio tiende a favorecer las f.d.p. que logran un mejor ajuste en el intervalo entre la velocidad de partida y de puesta en bandera del eologenerador.

En los casos cuando ambas distribuciones producían errores similares en la potencia generable, se consideró como elementos de decisión adicionales los resultados de la aplicación de los test de ajuste mencionados y los errores producidos en la estimación de la velocidad media y la densidad de potencia eólica media. En cuanto a este último parámetro se consideró como deficientes los ajustes que producían un error superior a 30%.

6.2 Procesamiento de información disponible en la forma de promedios mensuales horarios

Para un número reducido de estaciones sólo fue posible obtener valores medios horarios de velocidad del viento para distintos meses y no el acceso directo a los datos originales. En estos casos se analizaron los ciclos diario y anual de la velocidad, los cuales se incluyen en el Anexo V en la forma de diagramas de isoventas. Este tipo de información es insuficiente para determinar con precisión la densidad de potencia eólica media o los factores de utilización de un eologenerador determinado. Sin embargo, siguiendo una metodología que se explica más adelante, se estimó un valor aproximado para la densidad de potencia media que permite asignar un orden de magnitud para este parámetro.

6.3 Procesamiento de información recopilada desde Anuarios de la Dirección Meteorológica de Chile

Considerando que los promedios mensuales de velocidad del viento incluidos en los Anuarios de la DMC están calculados en base a tres observaciones diarias (08, 14 y 20 horas.) se compararon las velocidades medias anuales calculadas a partir de esta información y las velocidades medias estimadas en este estudio, en base a 12 promedios horarios diarios en cada estación, leídos desde bandas de registro. Se determinaron también las diferencias entre la velocidad media calculada a partir de la información en los Anuarios y los valores homólogos calculados desde bandas de registro, cuando se consideran las velocidades medias durante los periodos horarios 08-09, 14-15 y 20-21 horas.

Para los fines de estas comparaciones se consideraron 10 estaciones incluidas en los Anuarios de 1989 y 1990 (no hay otros disponibles en el periodo 1987-91). Los resultados se presentan en la Tabla 6.1 y en la Fig 6.3.

En la Fig. 6.3a se advierte que los valores de velocidad media anual calculados a partir de 12 promedios horarios diarios leídos desde bandas de registro (horas 00-01, 02-03,.....,22-23), superan a los valores homólogos determinados en base tres lecturas diarias (horas 08-09, 14-15, y 20-21). La diferencia promedio es +0.37 m/s. Las velocidades medias anuales calculadas a partir de los datos de Anuarios también exceden los valores derivados de 12 lecturas diarias desde bandas de registro, siendo en este caso la diferencia de +0.44 m/s. Destaca en este caso la diferencia cercana a 1 m/s en la estación Balmaceda. El valor negativo determinado para la estación Base Frei (Tabla 6.1) podría originarse en el proceso de muestreo usado en la lectura de las bandas de registro

En resumen, las velocidades medias anuales calculadas a partir de la información en los Anuarios Meteorológicos de la Dirección Meteorológica de Chile sobreestiman la

velocidad media real en una magnitud cercana a 0.4 m/s, aunque en casos particulares se detectaron diferencias de hasta 1 m/s.

Tabla 6.1 Comparación entre velocidades medias anuales calculadas con diferentes procesos de muestreo. Valores en m/s.

| Estación | año | V | V ₃ | V _a | (V ₃ - V) | (V _a - V) |
|----------------|------|-----|----------------|----------------|----------------------|----------------------|
| Arica | 1989 | 3.0 | 3.3 | 3.1 | 0.3 | 0.1 |
| | 1990 | 2.7 | 3.1 | 3.1 | 0.4 | 0.4 |
| Iquique | 1990 | 4.0 | 4.4 | 4.3 | 0.4 | 0.3 |
| Antofagasta | 1989 | 4.2 | 4.7 | 4.7 | 0.5 | 0.5 |
| | 1990 | 4.0 | 4.4 | 4.6 | 0.4 | 0.6 |
| Isla de Pascua | 1989 | 3.7 | 3.8 | 4.3 | 0.1 | 0.6 |
| | 1990 | 3.8 | 4.2 | 4.8 | 0.4 | 1.0 |
| Quintero | 1989 | 1.8 | 2.1 | 2.1 | 0.3 | 0.3 |
| Puerto Montt | 1989 | 3.3 | 3.4 | 3.8 | 0.1 | 0.5 |
| | 1990 | 3.4 | 3.8 | 3.6 | 0.4 | 0.2 |
| Coyhaique | 1989 | 3.2 | 3.6 | 3.9 | 0.2 | 0.7 |
| | 1990 | 4.0 | 4.7 | 4.0 | 0.7 | 0.0 |
| Balmaceda | 1989 | 7.6 | 7.9 | 8.6 | 0.3 | 1.0 |
| | 1990 | 7.9 | 8.4 | 8.7 | 0.5 | 0.8 |
| Punta Arenas | 1989 | 6.9 | 7.3 | 6.9 | 0.4 | 0.0 |
| | 1990 | 6.9 | 7.4 | 7.0 | 0.5 | 0.1 |
| Base E. Frei | 1989 | 6.3 | 6.5 | 6.6 | 0.1 | 0.3 |
| | 1990 | 6.4 | 6.6 | 5.3 | 0.2 | -1.1 |
| | | | promedio | 0.37 | 0.44 | (*) |

V: calculada a partir de bandas de registro, considerando 12 lecturas por día. Se muestrean 6 días por mes y 6 meses por año (enero, marzo, mayo, julio, septiembre y noviembre).

V₃: calculada a partir de bandas de registro considerando tres lecturas por día (horas 08-09, 14-15 y 20-21). Se muestrean 6 días por mes y 6 meses por año (enero, marzo, mayo, julio, septiembre y noviembre).

V_a: calculado a partir de promedios mensuales de velocidad del viento publicados en Anuarios de la DMC.

(*) no considera la estación Base E. Frei en 1990.

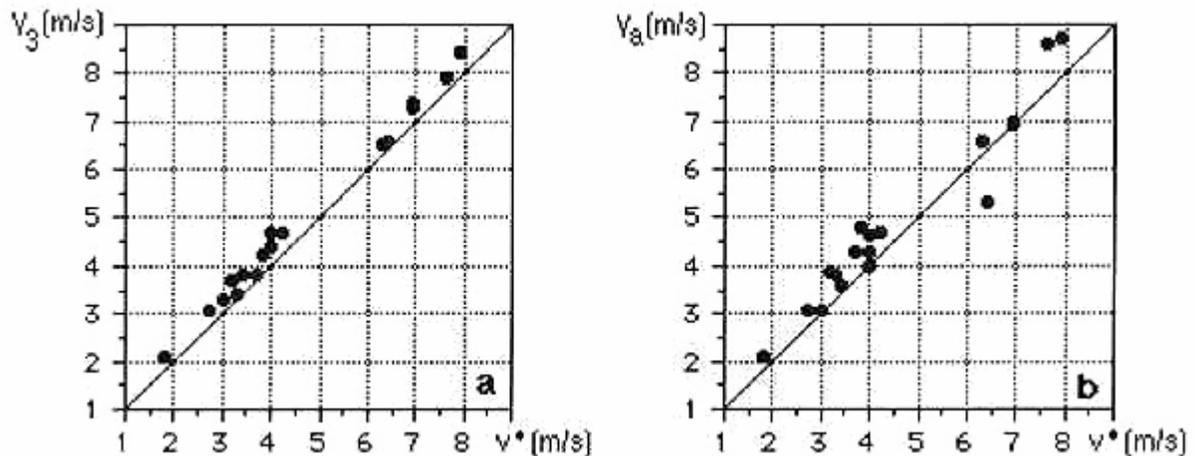


Fig. 6.3 Comparación entre velocidades medias anuales calculadas por diferentes métodos para las estaciones y años especificados en la Tabla 6.1.

- a) velocidades medias anuales a partir de lecturas de promedios horarios en bandas de registro: 12 lecturas diarias (eje x) vs .tres lecturas diarias (horas 08-09, 14-15, 20-21) (eje y).
- b) velocidad media anual en base a 12 promedios horarios diarios desde bandas de registro (eje x) vs. velocidad media calculada a partir de datos de Anuarios de la DMC (eje y). El punto anómalo corresponde a la estación Base Frei en 1990.

Nota: En las lecturas de bandas de registro se han muestreado 6 días por mes y 6 meses por año (enero, marzo, mayo, julio, septiembre y noviembre)

6.4 Estimación de la densidad de potencia eólica y potencia generable a partir de información de velocidad media anual

El método óptimo para la determinación de la densidad de potencia eólica media y la potencia generable es el cálculo directo a partir de una serie de velocidades medias para intervalos de tiempo pequeños, por ejemplo horarios. El número de estaciones para las cuales fue posible utilizar esta metodología en la determinación de estos parámetros es relativamente bajo (ver distribución de estaciones en Mapa 1), quedando vastas regiones del país sin ninguna información.

Teniendo en cuenta la situación descrita, se analizó la relación empírica entre los valores mensuales de velocidad media y la razón entre la densidad de potencia eólica media (DPE) y la densidad del aire (ρ), en las estaciones para las cuales se contó con series de velocidad a nivel horario (valores especificados en Anexo V). La

Fig. 6.4a muestra el diagrama de dispersión correspondiente. Se consideran sólo aquellos casos en que los valores medios de ambos parámetros fueron determinados en base a un número de datos superior a 500. La Fig. 6.4b corresponde a un diagrama similar realizado con los promedios calculados a partir de la totalidad de datos disponibles para cada estación. En términos generales, ambos diagramas muestran una relación similar.

A pesar que en términos absolutos existe una dispersión considerable de la razón DPE/ρ para un determinado valor de velocidad media, la relación especificada es útil en el sentido que permite al menos establecer un intervalo para los valores de densidad de potencia esperable en un sitio para el cual sólo se conoce la velocidad media. El ajuste de una función lineal a los puntos en la Fig. 6.4 produce la siguiente relación aproximada entre el cociente DPE/ρ y la velocidad media (v):

$$\frac{DPE}{\rho} = 1.472v^{2.807}$$

Es necesario destacar el carácter aproximado y empírico de esta relación, la que debe utilizarse sólo para obtener una primera aproximación del potencial eólico en un punto. Hay que destacar, en todo caso, que los diagramas de dispersión de la Fig. 6.4 incluyen datos de un número significativo de estaciones con diferentes regímenes de viento a lo largo de todo el país.

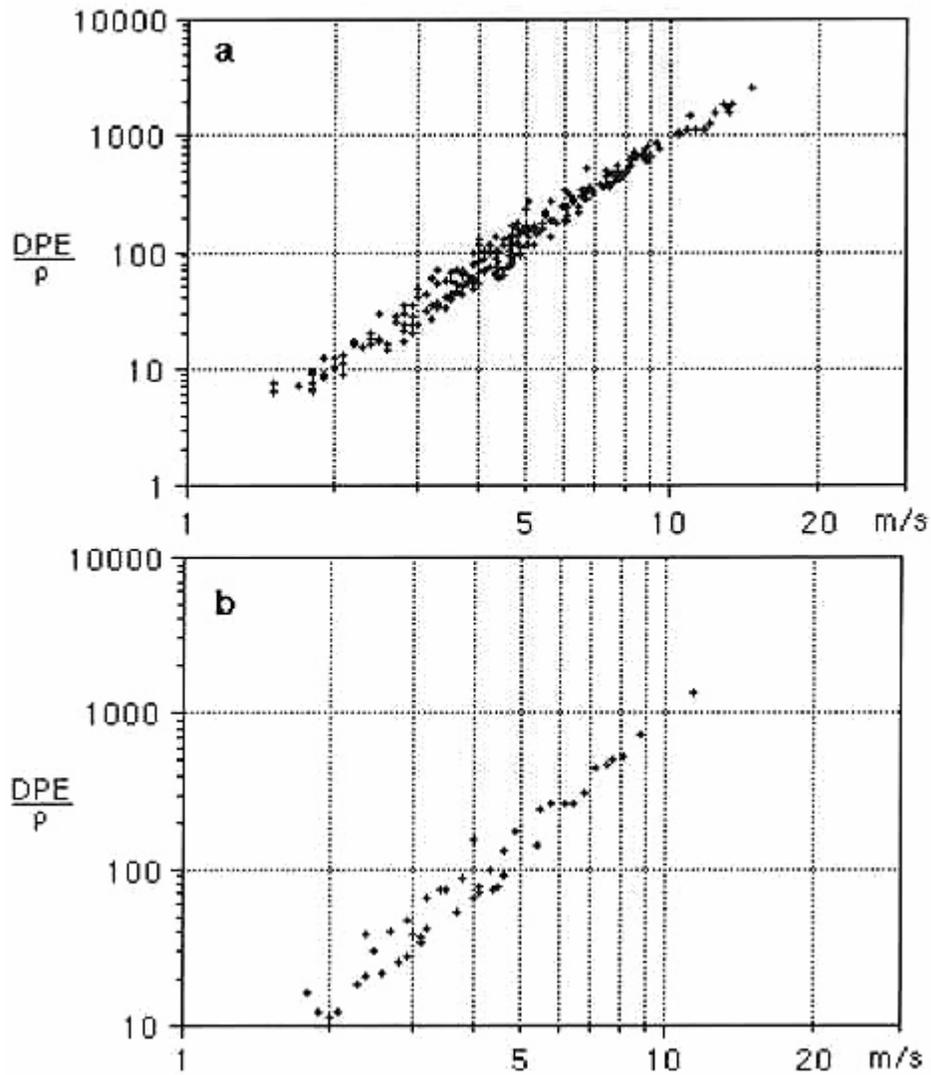


Fig. 6.4 Comparación entre la razón DPE/ρ (eje y) y la velocidad media (eje x), calculadas a partir de series de velocidad a nivel horario: a) valores medios mensuales; b) valores medios para la totalidad de los datos disponibles en cada estación.

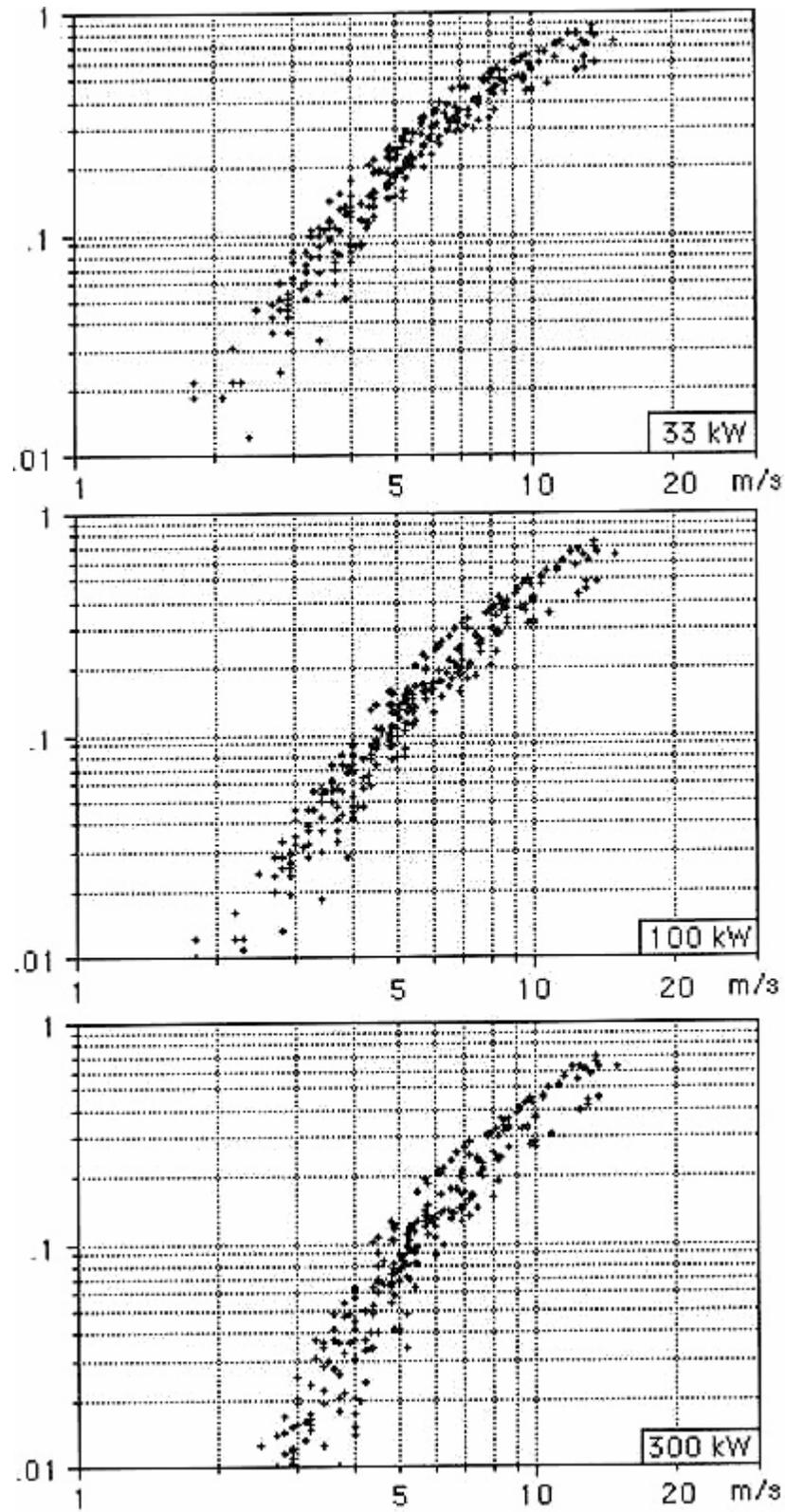


Fig. 6.5 Factores de utilización (eje vertical) en función de la velocidad media mensual extrapolada a 25 m (eje horizontal), para tres equipos eologeneradores utilizados como referencia.

La Fig. 6.5 muestra los diagramas de dispersión entre velocidad media mensual extrapolada a 25 m y los factores de utilización para los tres equipos eologeneradores utilizados como referencia. Los datos están tomados a partir de las estadísticas mensuales incluidas en el Anexo V. La dispersión es relativamente mayor en este caso, pero aún así, es posible definir un intervalo para los factores de utilización esperados. Aunque esto es insuficiente para la especificación de un determinado equipo de captación de energía eólica, por lo menos se obtiene una información preliminar acerca del tipo de eologenerador que puede utilizarse en lugares donde la única información disponible es la velocidad media.