

Generalità sull'energia eolica

Una turbina eolica converte l'energia cinetica della massa d'aria in movimento ad una data velocità in energia meccanica di rotazione. Per la produzione di energia elettrica la macchina è dotata di un generatore elettrico ed è pertanto denominata aerogeneratore. La quantità di energia che il vento trasferisce al rotore dipende dalla densità dell'aria, dall'area del rotore e dalla velocità del vento.



Fig. 1 – Schema d'impatto di una "fetta" cilindrica d'aria che investe una turbina eolica.

In particolare, la potenza estraibile dal vento, per unità di area spazzata dal rotore, varia con la sua velocità, e più precisamente con la terza potenza della velocità media.

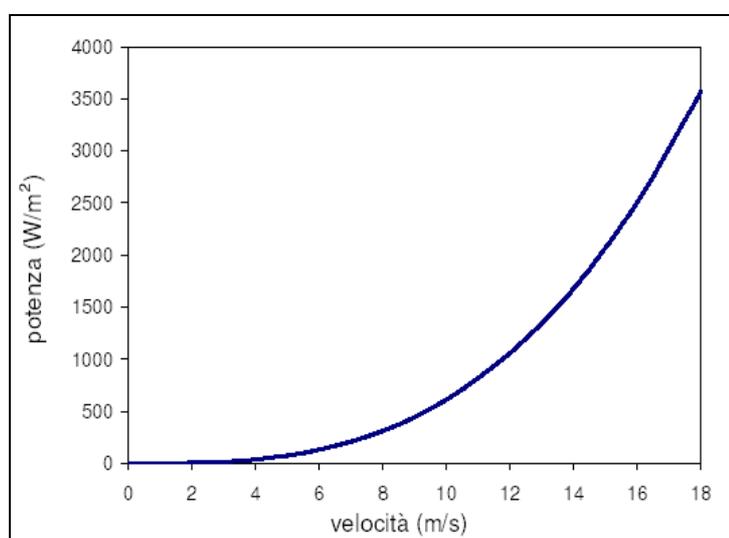


Fig. 2 – Legge di proporzionalità cubica tra la velocità e la potenza del vento.

A causa degli effetti perturbativi dovuti alla presenza stessa dell'aerogeneratore, non è possibile estrarre tutta l'energia contenuta dalla massa d'aria che viene intercettata dalle pale.

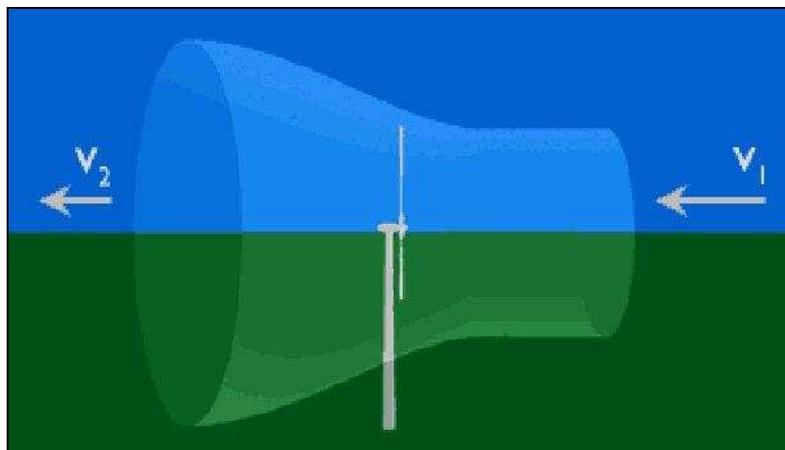


Fig. 3 – Schema del tubo di flusso a monte e a valle del rotore di una turbina eolica.

Di seguito verranno descritte le equazioni matematiche che permettono di stimare la producibilità eolica di un sito a partire dalla distribuzione di velocità del vento e da alcune caratteristiche costruttive dell'aerogeneratore.

1. Schematizzazione della ventosità di un sito: la distribuzione di Weibull

Per l'industria eolica è di enorme importanza poter descrivere in termini statistici (usualmente con riferimento all'anno tipo) la distribuzione nel tempo della velocità del vento in un determinato sito. I progettisti degli aerogeneratori hanno infatti bisogno delle informazioni per ottimizzare le loro turbine eoliche e minimizzare così i costi della generazione. Anche nella valutazione della convenienza dell'investimento, è importante avere le informazioni per poter stimare i guadagni dalla generazione di energia elettrica.

La distribuzione temporale della velocità del vento per un sito viene di solito descritta usando la funzione di distribuzione statistica di Weibull (dal matematico svedese Waloddi Weibull), di cui si riporta di seguito per la velocità scalare v l'espressione a due parametri della funzione densità di probabilità:

$$p(v) = \frac{k}{A} * \left(\frac{v}{A}\right)^{k-1} * \exp\left[-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right].$$

La distribuzione di Weibull è stata comunemente ritenuta adeguata per la rappresentazione della statistica delle velocità medie del vento campionato su breve periodo (ad es. 10 minuti, 1 ora) per tempi dell'ordine di mesi o anni, in modo da ottenere un campione numericamente significativo. In Fig. 4 è mostrato un esempio di tale distribuzione.

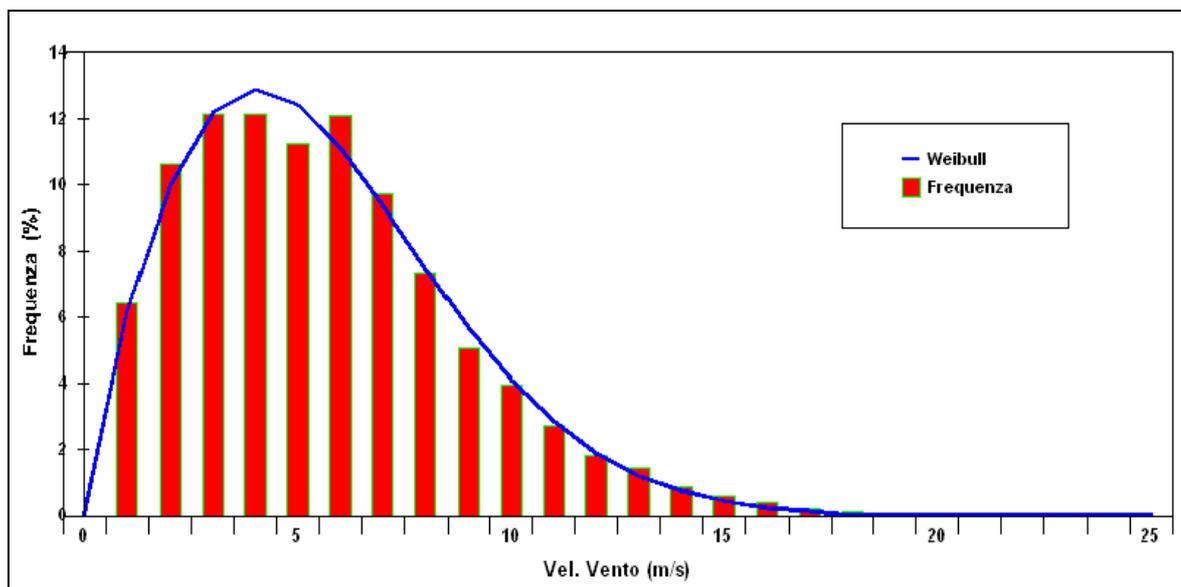


Fig. 4 – Esempio di distribuzione di probabilità di Weibull sovrapposta alla frequenza degli accadimenti delle velocità del vento.

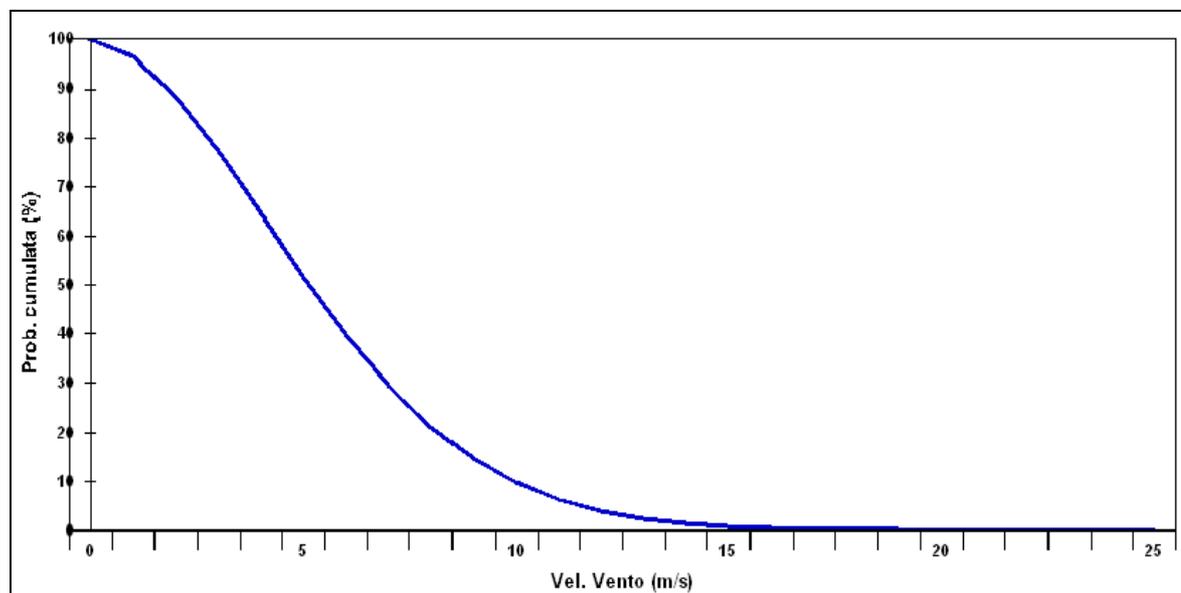


Fig. 5 – Esempio di probabilità cumulata (o curva di durata) di Weibull.

Un'altra distribuzione statistica rilevante è la probabilità cumulata (o curva di durata) di Weibull, che rappresenta la probabilità che la velocità del vento assuma valori inferiori a v . Essa è data dalla funzione:

$$P(v) = 1 - \exp\left[-\left(\frac{v}{A}\right)^k\right]$$

In Fig. 5 è mostrato un esempio di probabilità cumulata di Weibull.

La distribuzione di Weibull è controllata da due parametri, il fattore di scala (A) e il fattore di forma (k).

Il fattore di scala (A), espresso in m/s, è legato in modo univoco alla velocità media attraverso la seguente relazione:

$$A = \frac{v}{\Gamma \cdot \left(1 + \frac{1}{k}\right)},$$

essendo Γ la funzione di Eulero, definita come:

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} e^{-t} \cdot t^{x-1} dt$$

Il fattore di forma (k), adimensionale, modifica la simmetria della distribuzione: valori molto vicini ad 1 rappresentano distribuzioni molto asimmetriche, mentre valori elevati ($k > 2 \div 3$) creano distribuzioni simmetriche simili a gaussiane. Il caso particolare, analiticamente più semplice ($k=2$), prende il nome di distribuzione di Rayleigh, e può essere usato per valutazioni di massima quando si dispone della sola velocità media.

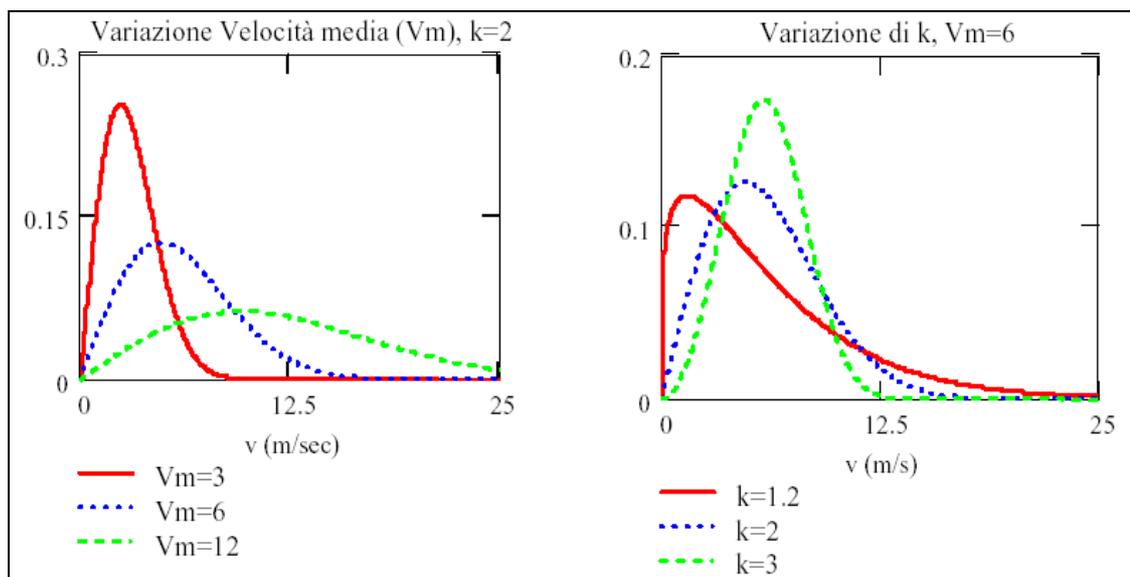


Fig. 6 - Effetto della velocità media (V_m) e del fattore forma (k) sulla distribuzione di probabilità di Weibull al variare della velocità del vento.

In Fig. 6 è mostrato l'effetto della velocità media (e quindi di A) e del fattore di forma (k) sulla distribuzione di Weibull.

Il vantaggio di disporre dei fattori di scala e forma è quello di poter procedere a valutazioni successive di produttività slegate dai dati grezzi, ma allo stesso tempo caratterizzate da elevata affidabilità. I due parametri A e k "condensano" infatti efficacemente le proprietà statistiche dell'intera serie temporale.

Nota la distribuzione di Weibull dei dati di vento, è possibile risalire ad una serie di velocità caratteristiche di tale distribuzione (Fig. 7), quali:

- media: media aritmetica delle velocità del vento;
- mediana: velocità per cui nella distribuzione di Weibull le velocità stanno per metà tempo sotto e per metà sopra quel valore; corrisponde al 50° percentile;
- moda: velocità corrispondente alla più elevata probabilità di occorrenza, ossia al massimo della distribuzione di Weibull;
- massima energia: velocità che trasporta la massima energia.

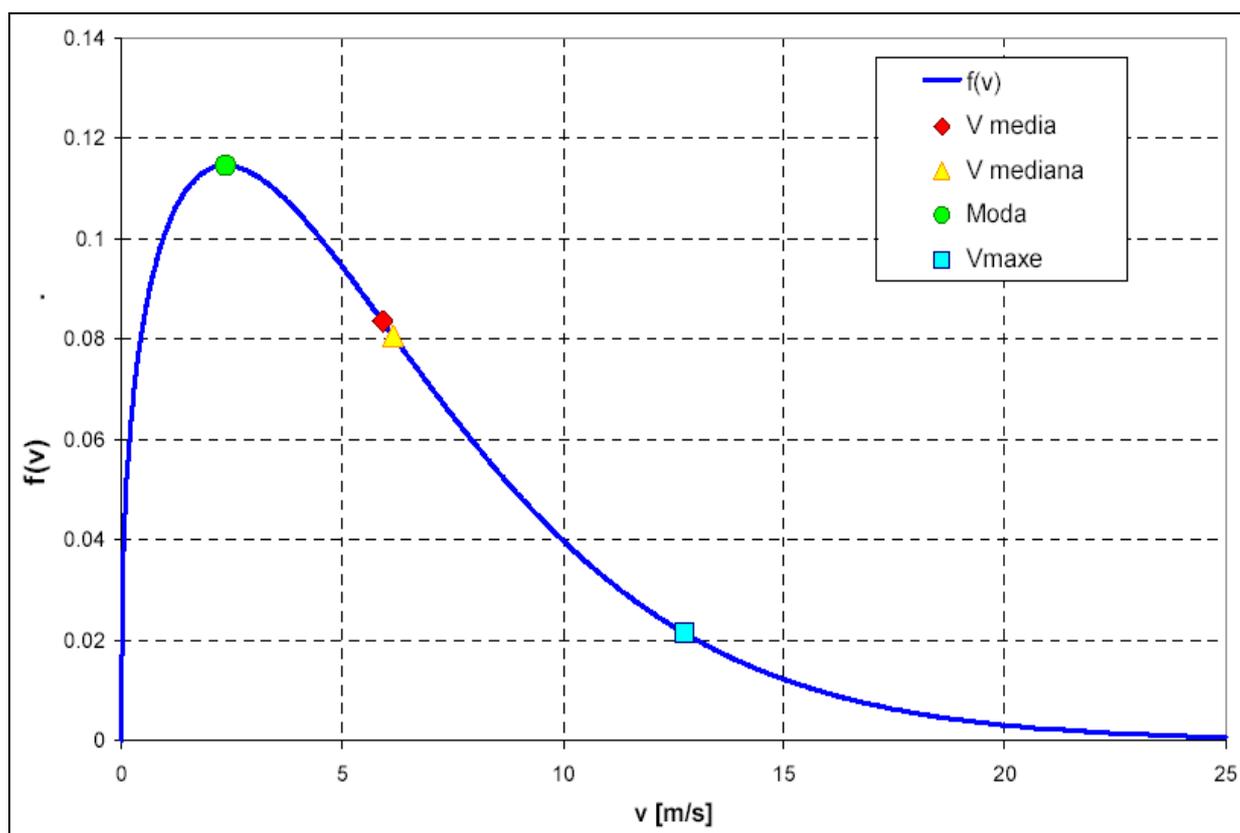


Fig. 7 – Andamento della curva di distribuzione di Weibull con le quattro velocità caratteristiche.

2. L'energia estraibile dal vento: la legge di Betz

In generale, maggiore è l'energia cinetica che la turbina riesce ad estrarre dal vento, maggiore è la diminuzione di velocità del vento a valle della turbina. Una turbina eolica ideale rallenta il vento di un fattore $2/3$ rispetto alla velocità a monte della turbina. Questo dato è il risultato della legge di Betz, secondo la quale si può convertire al massimo $16/27$ (o il 59.3%) dell'energia cinetica del vento in energia meccanica usando una turbina eolica.

L'esposizione della legge di Betz viene di seguito richiamata.

Con le notazioni di Fig. 3 (e indicando con v_m la velocità media tra v_1 e v_2), la potenza P_0 della vena di fluido indisturbata è data da:

$$P_0 = \frac{1}{2} A \rho v_1^3,$$

mentre quella P estraibile da un flusso eolico secondo la teoria di Betz è data dall'espressione:

$$P = \frac{1}{2} A \rho v_1^3 4a(1-a)^2,$$

dove:

- A : area spazzata dal rotore (m^2);
- ρ : densità dell'aria (Kg/m^3);
- v_1 : velocità del vento a monte della turbina (m/s);
- a : fattore di interferenza, dato da: $(v_1 - v_m)/v_1$, che rappresenta la misura in cui il flusso viene rallentato a monte della turbina.

Definendo il coefficiente di potenza c_p come rapporto tra la potenza P e la potenza P_0 valutata nella vena di fluido indisturbata, si ha:

$$c_p = \frac{P}{P_0} = \frac{\frac{1}{2} A \rho v_1^3 4a(1-a)^2}{\frac{1}{2} A \rho v_1^3}.$$

L'interferenza ottimale, ossia quella per cui si ha l'estrazione della massima potenza, risulta pari ad $1/3$. Sostituendo questo valore nell'equazione precedente, si ottiene il massimo valore del coefficiente di potenza, ossia:

$$c_{p,max} = \frac{16}{27} \cong 0.593 .$$

Si può dunque sottrarre al massimo il 59.3% della potenza associata alla vena fluida.

Indicando con v_2 la velocità del vento a valle del rotore, il coefficiente di potenza si può infatti scrivere in funzione del rapporto di velocità v_2/v_1 :

$$c_p = \frac{P}{P_0} = \frac{1}{2} \left[1 - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 \right] \left[1 + \frac{v_2}{v_1} \right].$$

L'andamento grafico di tale funzione è riportato in Fig. 8 e, come si vede, presenta il suo massimo per $v_2/v_1=1/3$: il massimo della potenza estraibile è quindi circa il 59.3% della potenza totale del vento.

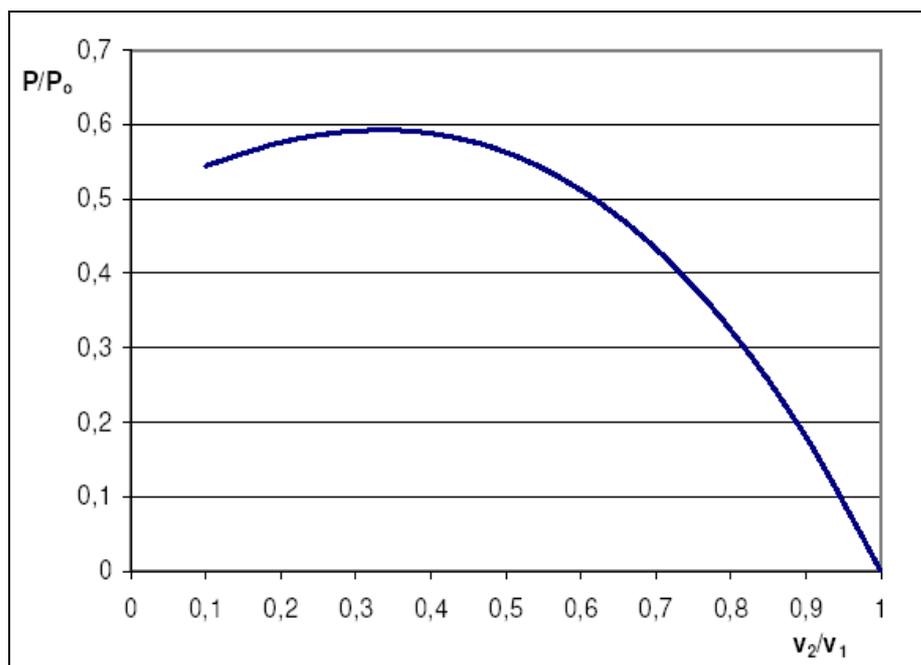


Fig. 8 – Andamento del coefficiente di potenza in funzione del rapporto tra le velocità del vento a valle e a monte della turbina.

In Fig. 9 viene invece illustrato l'andamento del coefficiente di potenza di una tipica turbina di media potenza in funzione della velocità del vento.

Come si può osservare, il valore massimo che realmente può essere ottenuto si discosta di molto da quello teorico di 0.593 della legge di Betz. Il coefficiente di potenza di un aerogeneratore è infatti funzione della velocità angolare del rotore, del profilo delle pale e delle dimensioni della macchina, e solo nei casi ottimali raggiunge valori dell'ordine di 0.45÷0.50.

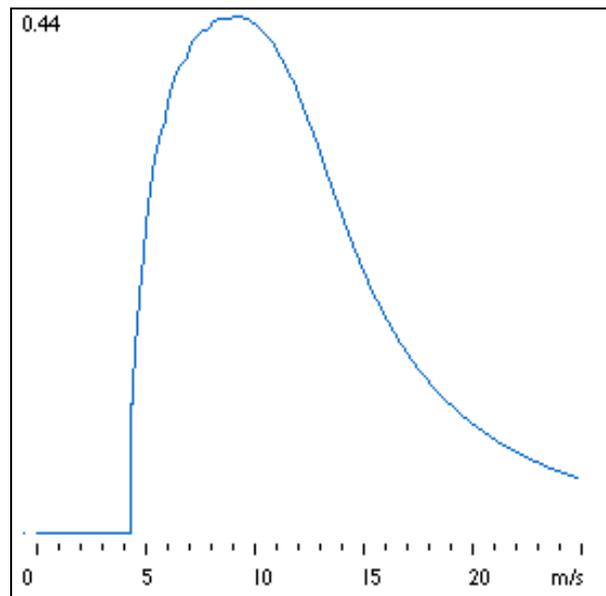


Fig. 9 – Andamento del coefficiente di potenza di una turbina eolica in funzione della velocità del vento.

In definitiva, noto il coefficiente di prestazione di una turbina, la potenza elettrica erogata dal generatore P_g è espressa da:

$$P_g = \eta_g \eta_m c_p \frac{1}{2} A \rho v^3 ,$$

dove:

- η_g : rendimento del generatore elettrico;
- η_m : rendimento delle componenti meccaniche;
- c_p : coefficiente di potenza;
- A : area spazzata dal rotore (m^2);
- ρ : densità dell'aria (Kg/m^3);
- v : velocità del vento a monte della turbina (m/s).

3. La funzione densità di potenza

Moltiplicando la potenza ottenibile per ciascun valore della velocità del vento per la probabilità di ciascuna velocità del vento (curva di Weibull), si ottiene la densità di potenza, ossia la distribuzione della potenza eolica al variare della velocità del vento (Fig. 10). La curva ha una forma differente rispetto alla distribuzione di Weibull, poiché la maggior parte della potenza del vento è associata a valori alti della velocità.

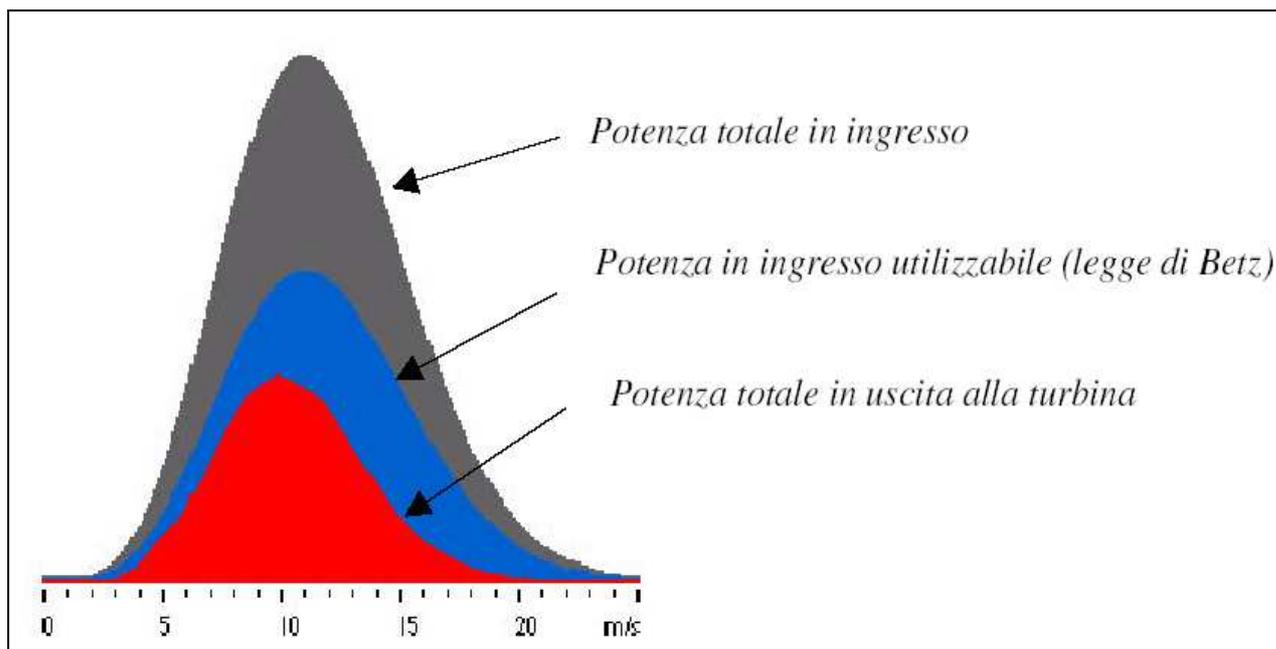


Fig. 10 – Distribuzione della densità di potenza eolica al variare della velocità del vento.

L'area sottesa dalla curva in grigio rappresenta la potenza totale in ingresso per unità di area rotorica spazzata, ossia la densità di potenza cinetica posseduta dal vento che investe la turbina.

L'area sottesa dalla curva in blu indica la potenza massima utilizzabile dalla turbina, ossia la densità di potenza massima che può essere teoricamente convertita in densità di potenza meccanica.

Infine, l'area sottesa dalla curva in rosso equivale alla potenza totale estratta in uscita dalla turbina, ossia alla densità di potenza elettrica.

Come si vede in Fig. 10, la gran parte della potenza è associata a valori di velocità maggiori della velocità media del vento. Di solito le turbine eoliche sono progettate per funzionare ad una velocità minima attorno a 3-5 m/s (velocità del vento di *cut-in* o di accensione). Ciò comporta una perdita molto contenuta della potenza convertibile. Inoltre, le turbine sono programmate per fermarsi ad alte velocità, intorno ai 25 m/s, per evitare di danneggiare la turbina: questa velocità massima di funzionamento è detta di *cut-off* (o di fermo).

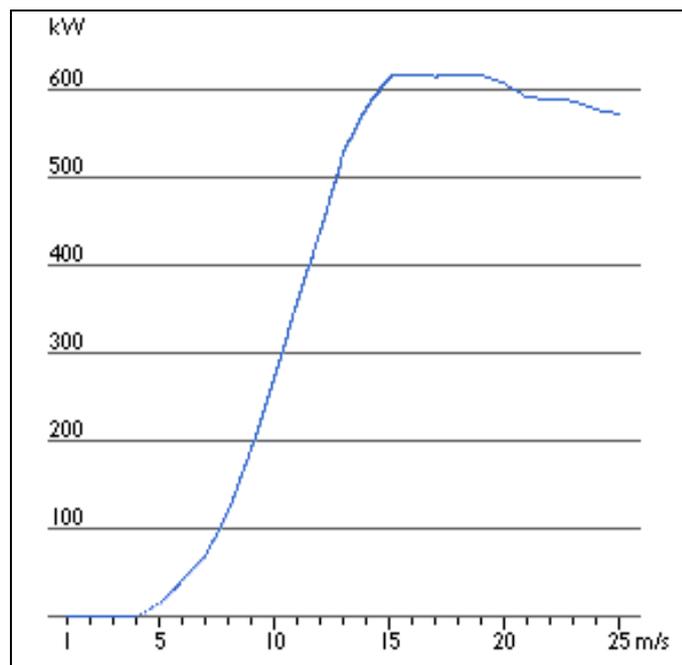


Fig. 11 – Esempio di curva di potenza di una turbina eolica (600 KW).

In Fig. 11 è riportata la curva di potenza di una turbina eolica (aerogeneratore da 600 KW): essa indica quanta potenza elettrica si può avere in uscita dalla turbina a differenti valori della velocità del vento.

Le curve di potenza sono ottenute da misure sul campo, misurando la velocità del vento con un anemometro e la potenza elettrica in uscita. Poiché non è semplice misurare la velocità del vento con precisione, e variando la potenza con il cubo della velocità, si comprende come vi sia sempre un certo margine di incertezza anche nelle curve di potenza certificate dalle aziende costruttrici.

4. Gli aerogeneratori: funzionamento e criteri di scelta

L'energia che può essere prodotta da un aerogeneratore dipende, oltre che dalla velocità del vento, dall'area del disco coperta dal rotore.

In Fig. 12 sono riportate le dimensioni medie di aerogeneratori. Come si è detto, una turbina tipica con un generatore da 600 KW elettrici presenta un diametro del rotore di circa 44 metri. Raddoppiando il diametro del rotore, si ottiene un'area quattro volte più grande, e quindi una potenza in uscita quattro volte maggiore. I diametri del rotore possono comunque presentare delle differenze rispetto alla Fig. 12, poiché molti produttori ottimizzano le loro macchine in funzione delle condizioni locali del vento. Ad esempio, per una macchina da 600 KW i diametri del rotore possono

variare tra 39 e 48 m, in funzione della ventosità dell'area, in maniera da estrarre il massimo di energia nel corso dell'anno.

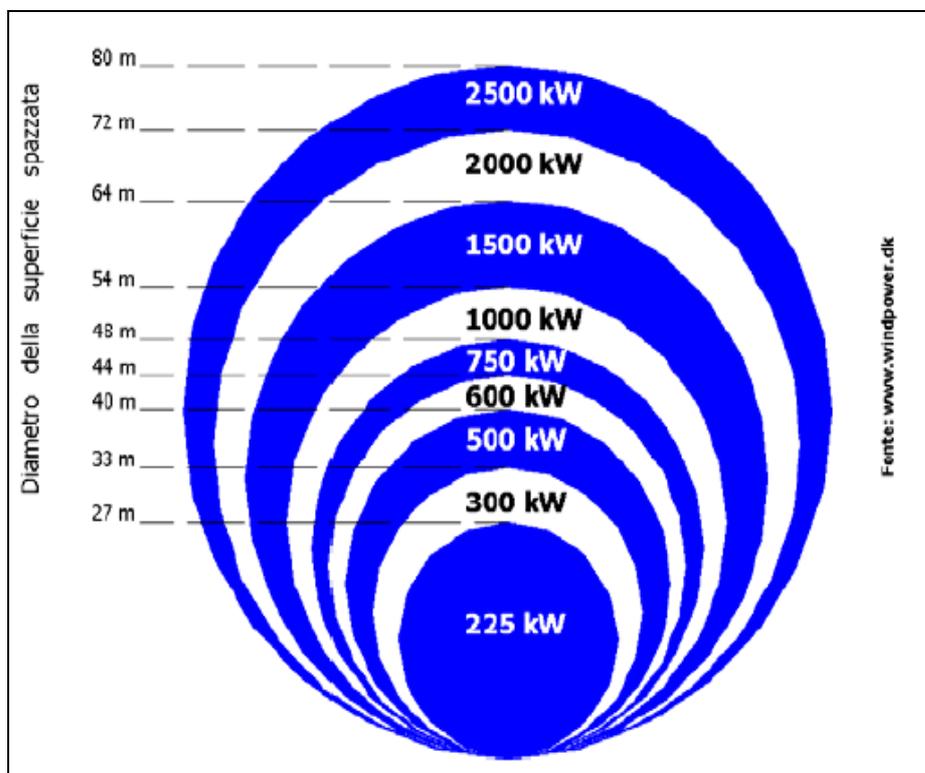


Fig. 12 – Schema di corrispondenza tra la potenza e il diametro di un aerogeneratore.

Una ragione per scegliere grandi aerogeneratori è rappresentata dall'economia di scala nelle turbine eoliche, nel senso che macchine più grandi sono in grado di fornire energia elettrica a costo più basso. Inoltre, macchine di taglia grande sono più adatte per impianti di generazione eolica *off-shore*. Al contrario, alcune ragioni per scegliere macchine piccole possono essere: la rete elettrica non sufficientemente potente da veicolare l'elettricità in uscita da macchine grandi, la minore fluttuazione di elettricità nel caso molte macchine piccole rispetto a poche macchine grandi, la distribuzione del rischio in caso di guasto temporaneo, considerazioni legate all'impatto visivo.

In Fig. 13 è illustrato lo schema costruttivo di un tipico aerogeneratore ad asse orizzontale: le didascalie riassumono il meccanismo di funzionamento di tutti gli elementi costitutivi.

In Fig. 14 è invece riportato lo schema costruttivo della navicella di un tipico aerogeneratore presente in commercio.

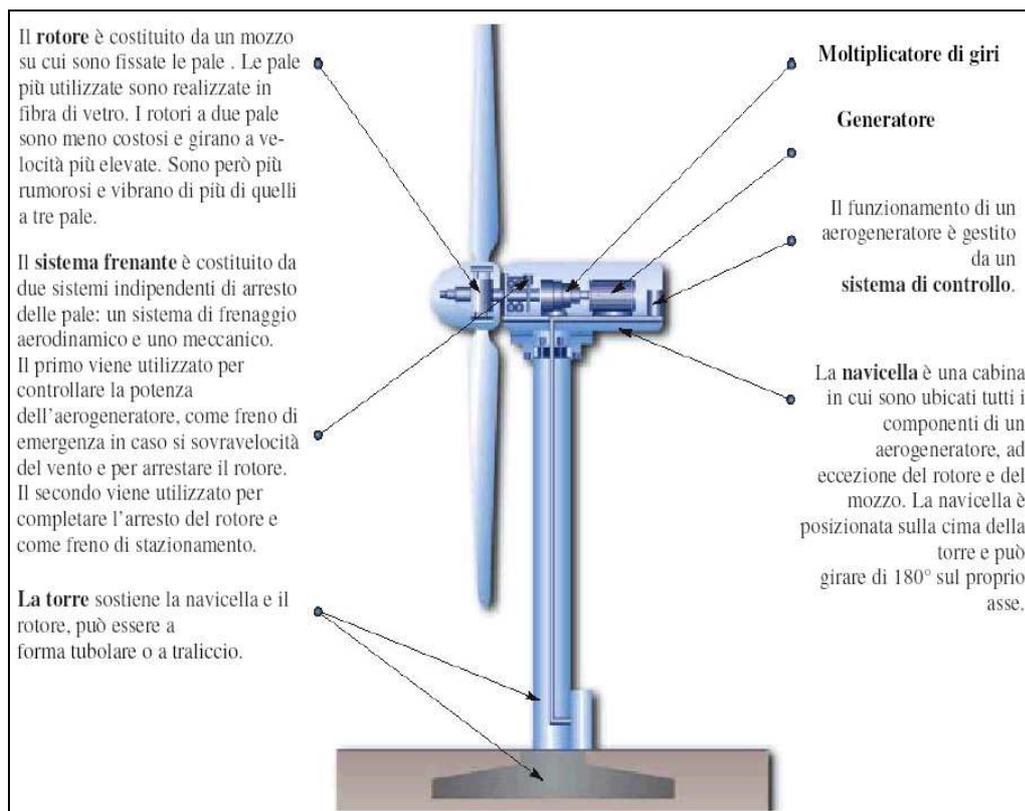


Fig. 13 – Schema costruttivo di un aerogeneratore.

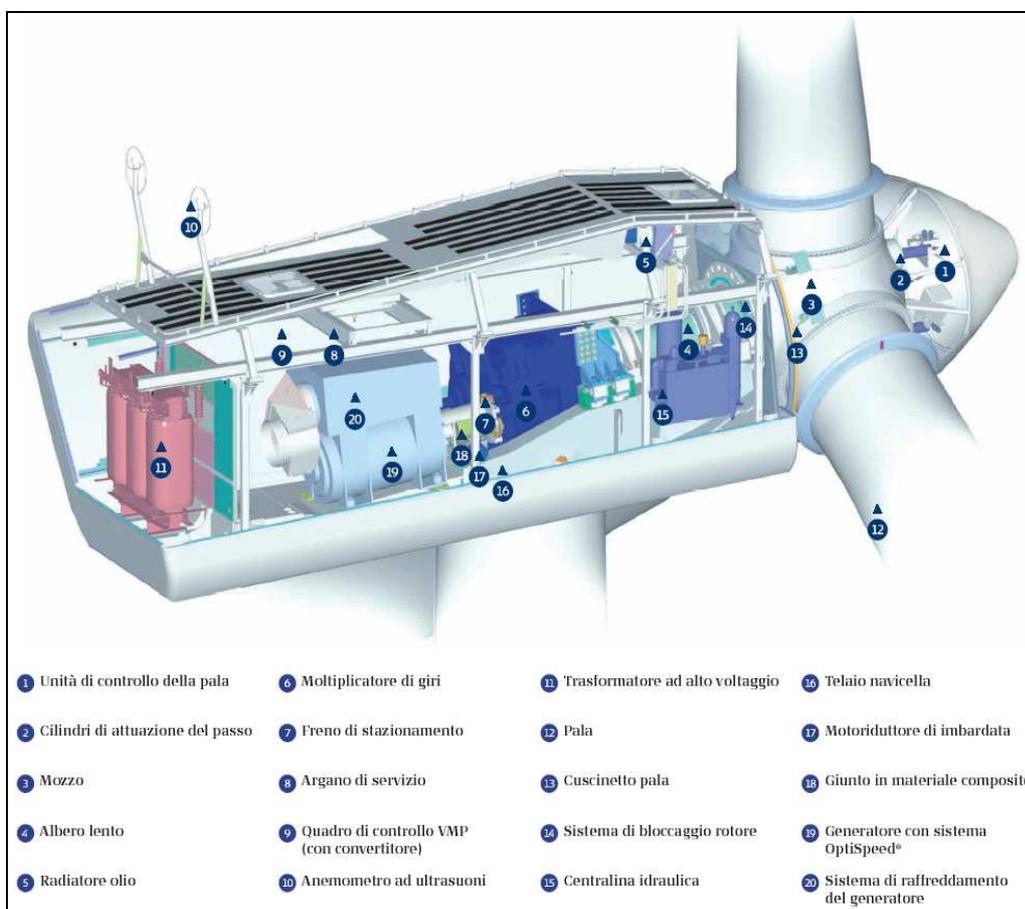


Fig. 14 – Schema costruttivo della navicella di un aerogeneratore.