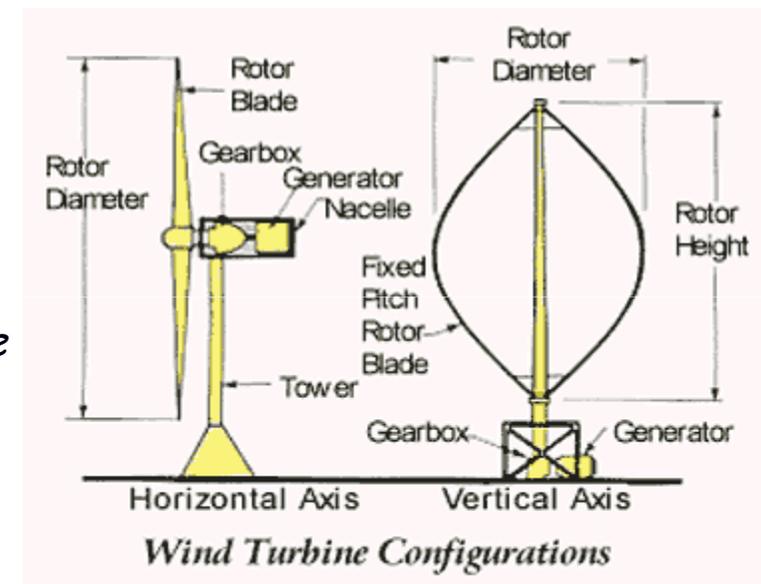
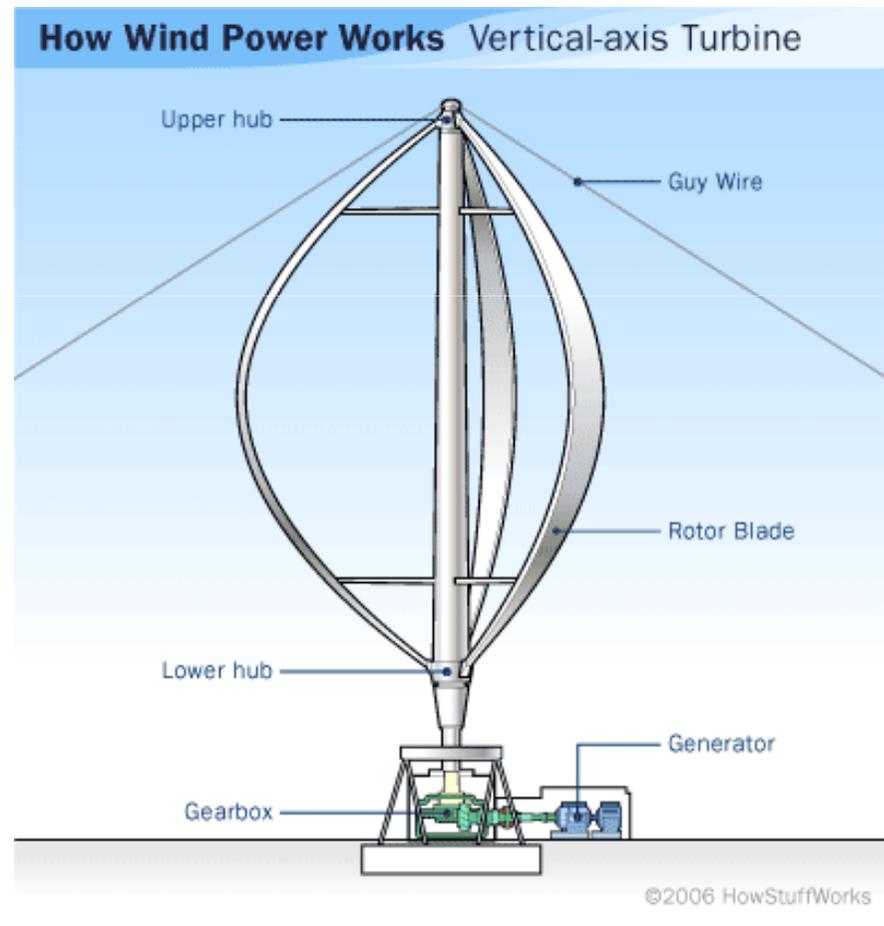
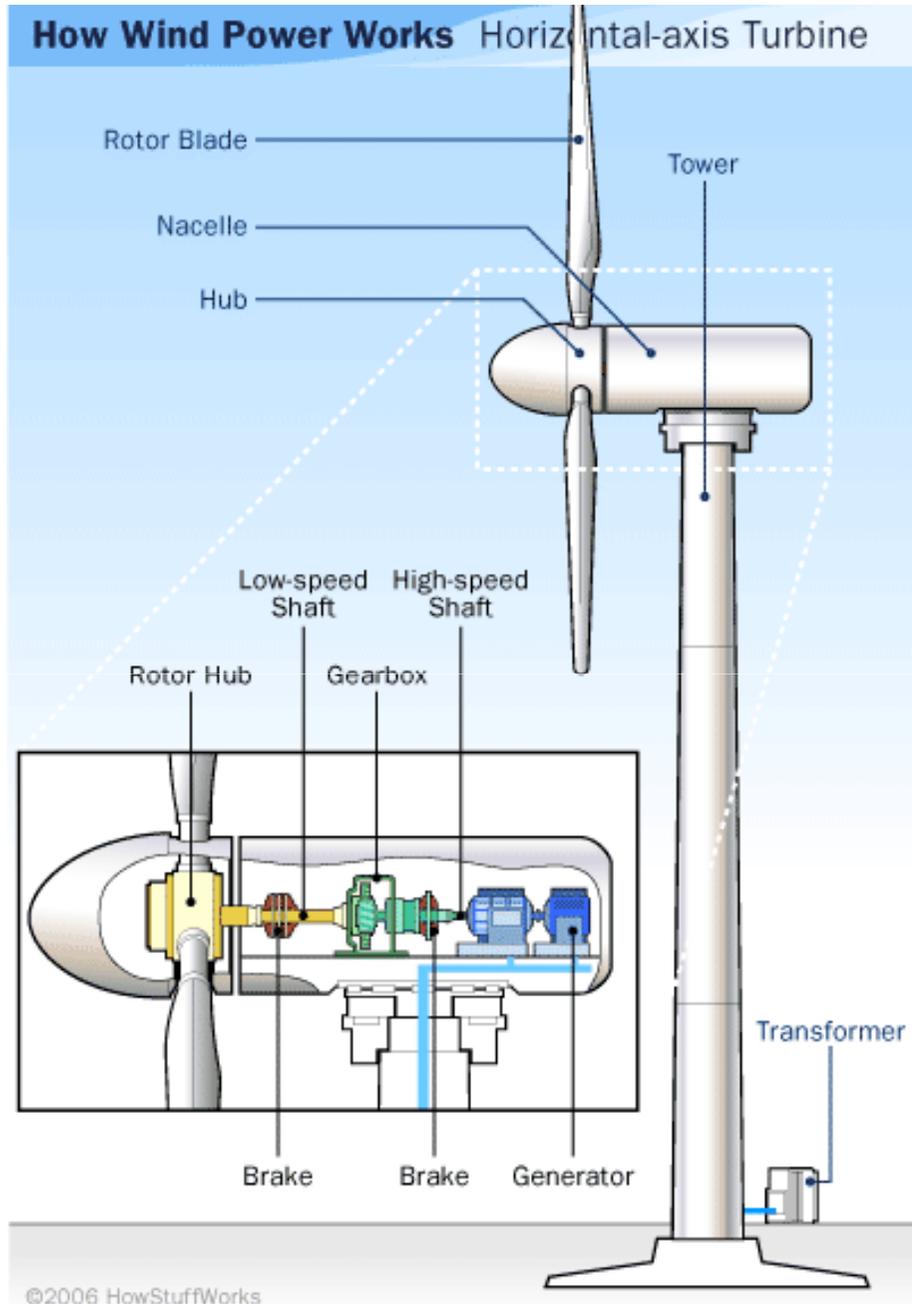


Energia eolica

- ✓ Il vento è il **risultato dei moti convettivi** e delle espansioni dell'aria conseguenti al riscaldamento disomogeneo delle masse d'aria presenti nell'atmosfera, indotto dall'irraggiamento solare.
- ✓ Le turbine eoliche sono di solito classificate:
 - in base alla **direzione dell'asse di rotazione**:
 - turbine ad asse orizzontale
 - turbine ad asse verticale
 - in base al **numero delle pale**:
 - abitualmente tre, più raramente una o due
 - in base alla **potenza**:
 - piccola taglia (fino a 100 kW, $D < 20$ m)
 - media taglia (da 100 a 1.000 kW, $20\text{ m} < D < 50$ m)
 - grande taglia (oltre 1.000 kW, $D > 50$ m)



Turbine eolice

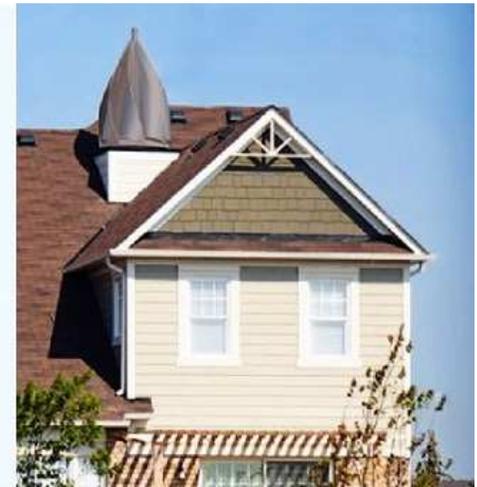
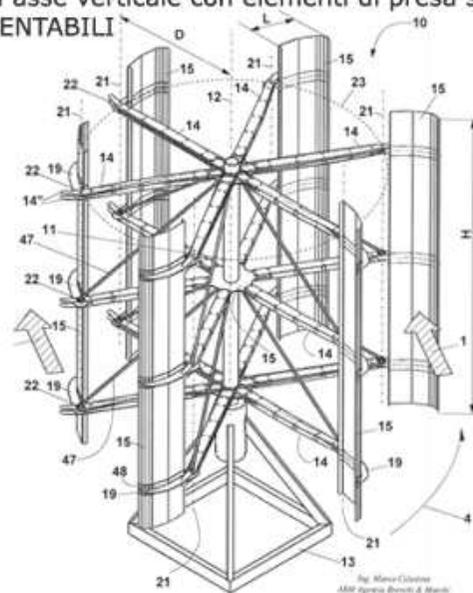
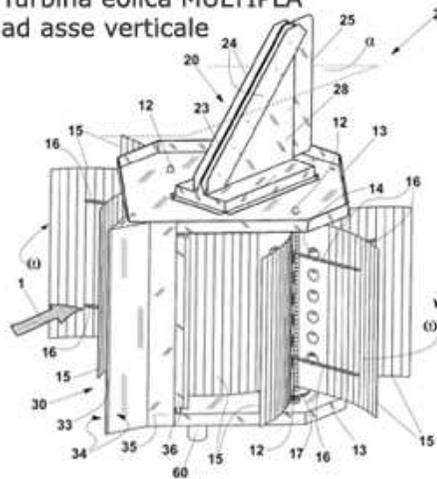


Turbine eoliche verticali



Turbina eolica ad asse verticale con elementi di presa sul vento AUTO-ORIENTABILI

Turbina eolica MULTIPLA ad asse verticale



Turbine eoliche verticali

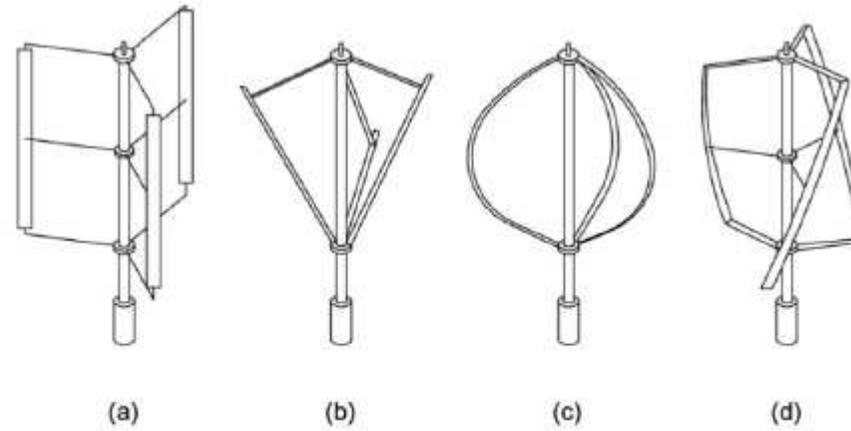
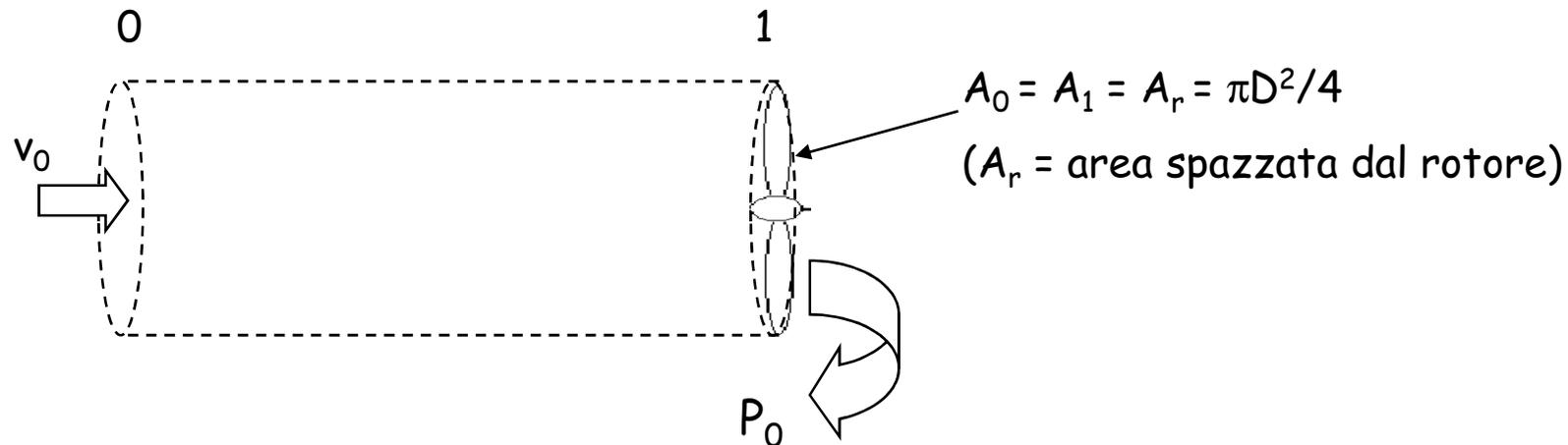


Figura 4 – architetture di turbine ad asse verticale operanti sul principio della portanza. Tipo a,b,c turbine Darrieus, tipo d, turbina Gorlov



Calcolo della potenza disponibile



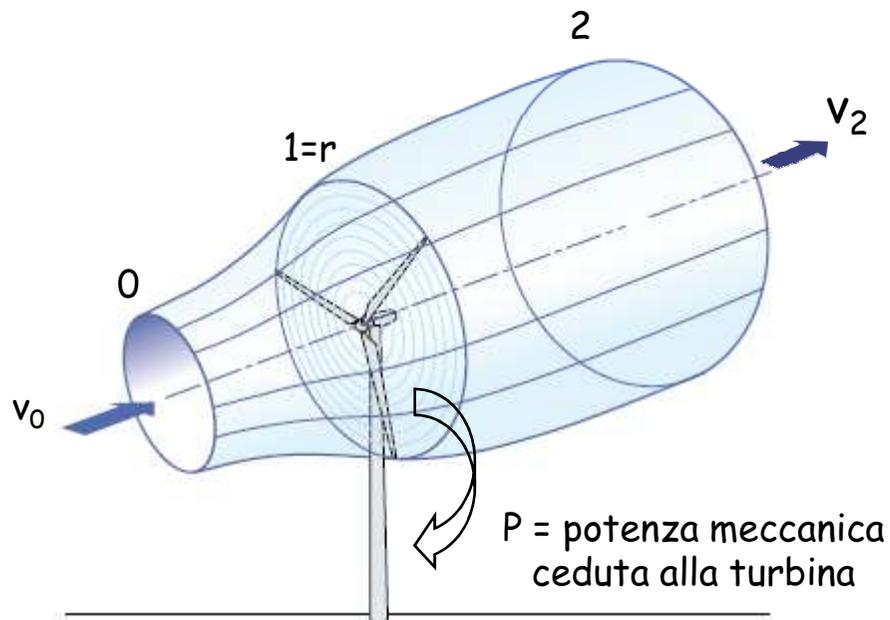
- La potenza meccanica associata ad una corrente d'aria che, in condizioni di flusso monodimensionale, attraversa una superficie di area A_0 , con velocità w_0 , è:

$$P_0 = (\rho v_0 A_r) \times (v_0^2 / 2) = (1/2) \rho A_r v_0^3$$

- Per convertirla integralmente in potenza meccanica utile, ovvero per recuperarla integralmente, mediante una turbina, sarebbe teoricamente necessario (ma è ovviamente impossibile):
 - poter fermare l'aria all'interno della turbina, cioè poter **annullare l'energia cinetica residua** all'uscita della turbina;
 - evitare qualsiasi **interferenza fluidodinamica** tra le pale e la corrente d'aria, cioè evitare che il tubo di flusso percorso dall'aria, a causa dell'ostacolo rappresentato dalle pale, tenda ad allargarsi nell'attraversamento della turbina.
- Ne consegue che solo una parte della potenza teorica P_0 (60% circa, come vedremo) è effettivamente disponibile per la produzione di energia meccanica mediante la turbina => **analisi di Betz.**

Calcolo della potenza disponibile: analisi di Betz

- Innanzitutto, la velocità dell'aria, dopo che la stessa ha ceduto energia cinetica alla turbina, non può essere nulla ($v_2 > 0$).
- Inoltre, l'interferenza tra pale e vento determina un progressivo **allargamento del tubo di flusso** percorso dalla corrente d'aria elaborata dalla turbina (v. figura: $A_0 < A_r$): pertanto, la portata elaborata, $\rho v_0 A_0$, è inferiore al valore ideale, $\rho v_0 A_r$.
- Ulteriore considerazione: il **fluido rallenta man mano che si avvicina al rotore**: infatti, per la conservazione della massa: $(\rho v_0 A_0) = (\rho v_1 A_r) \Rightarrow v_1 < v_0$



*Equaz. di Bernoulli tra 0 e 2
(assumendo $p_2 \cong p_0$):*

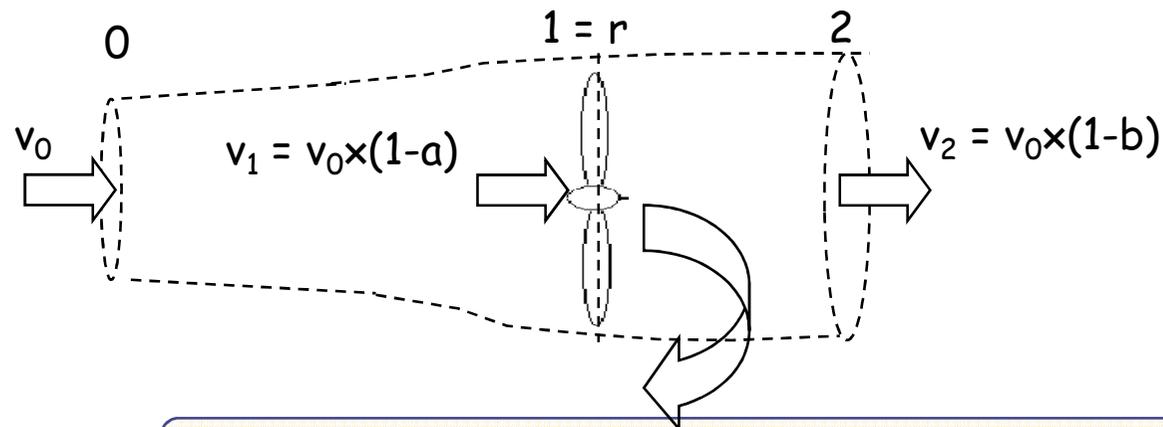
$$P = (\rho v_1 A_r) [(v_0^2/2) - (v_2^2/2)] < P_0$$



Definizione di "rendimento rotorico" (o anche "Coefficiente di potenza"): $\eta = P/P_0 = C_p < 1$

Calcolo della potenza disponibile: analisi di Betz

- Dunque, nell'ipotesi di **flusso incomprimibile**, nonché in **assenza di attriti** (\Rightarrow in pratica, considerando la turbina come un disco poroso di spessore nullo), dall'equaz. dell'energia meccanica, applicata al volume di controllo compreso tra la sezione indisturbata a monte, 0, e la sezione 2 a valle (zona in cui si può assumere $p_2 \approx p_0$), si può ricavare la potenza meccanica che può effettivamente essere trasferita alla turbina, P:



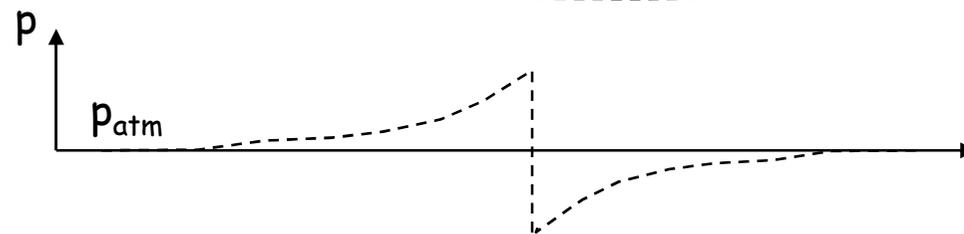
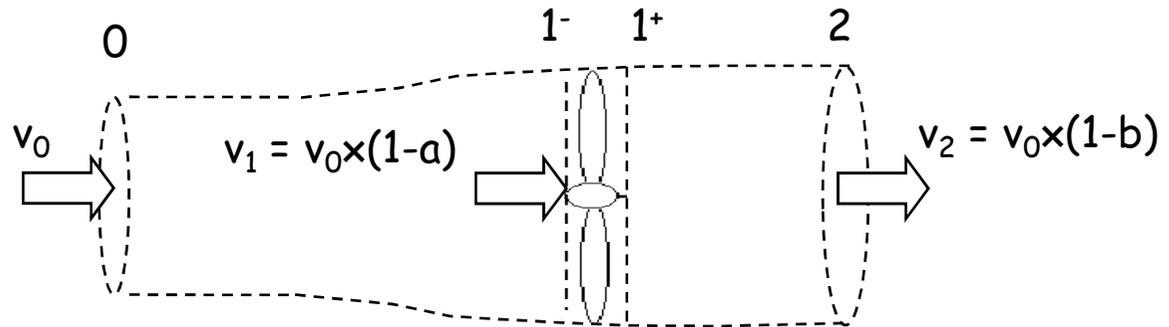
LEGENDA

- 2 = sezione in cui $p_2 \approx p_0$
- a = fattore di interferenza
- b = 2a (v. dimostrazione alla pag. successiva)

$$P = (\rho v_1 A_r) [(v_0^2/2) - (v_2^2/2)] = \underbrace{[(1/2) (\rho A_r v_0^3)]}_{P_0} \cdot \underbrace{[4a(1-a)^2]}_{\eta} = P_0 \cdot \eta$$

Dunque, in assenza di attriti: $\eta = P/P_0 = [4a(1-a)^2]$

Analisi di Betz: dimostrazione per l'eguaglianza $b = 2a$



Andamento della pressione nel tubo di flusso percorso dall'aria

- Equaz. di Bernoulli tra 0 e 1⁻ :

$$v_0^2 / 2 + p_0 / \rho = v_1^2 / 2 + p_{1^-} / \rho$$

- Equaz. di Bernoulli tra 1⁺ e 2 :

$$v_1^2 / 2 + p_{1^+} / \rho = v_2^2 / 2 + p_2 / \rho$$

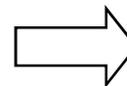
- sommando membro a membro, ed assumendo $p_0 \approx p_2 \approx p_{\text{atmosferica}}$:

$$(p_{1^-} - p_{1^+}) \times A_r = (1/2) \rho v_0^2 (2b - b^2) \cdot A_r = F_x \text{ (sforzo assiale sulla turbina)}$$

- Dal bilancio della quantità di moto: $F_x = (\rho v_1 A_r) \cdot (v_0 - v_2) = b \rho v_0^2 A_r (1 - a)$

- Dal confronto tra le due espressioni di F_x :

$$(1/2) \rho v_0^2 (2b - b^2) = b \rho v_0^2 A_r (1 - a)$$



$$b = 2a$$

Limite di Betz

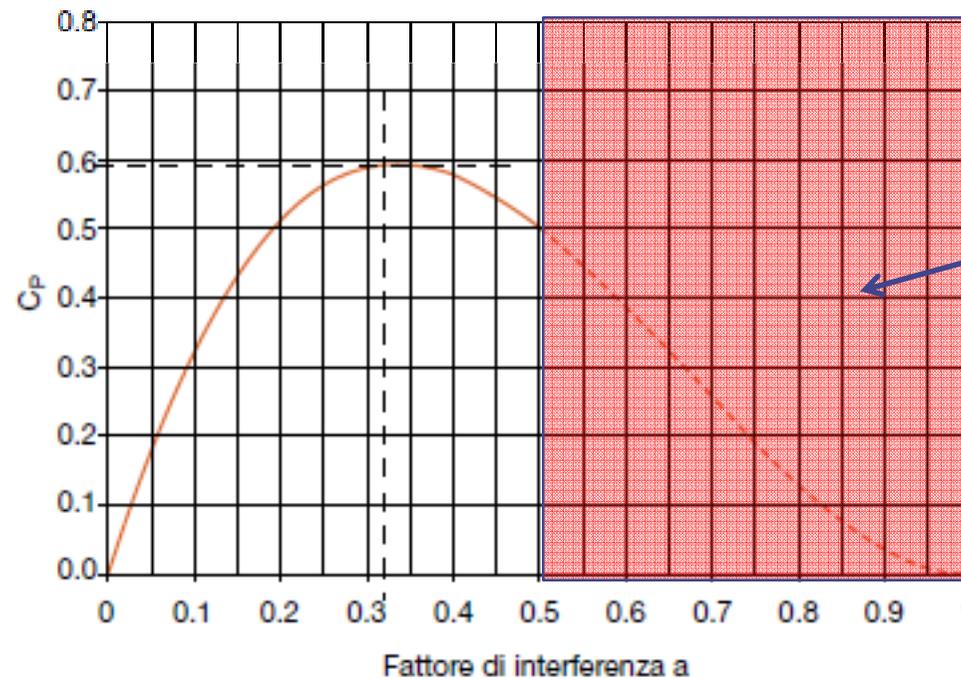
✓ Come si è visto:

$$P = \left[\left(\frac{1}{2} \right) (\rho A_r v_0^3) \right] \cdot [(1 - a)^2 \cdot 4a] = P_0 \cdot \eta$$

con $\eta = P/P_0 = [4a(1-a)^2] = f(a)$

✓ Derivando l'espressione del rendimento rotorico (o coeff. di potenza, C_p) rispetto al fattore di interferenza a , si ottiene (per $a = 1/3$) il **massimo valore** del rendimento (**limite di Betz**):

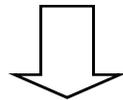
$$a = 1/3 \Rightarrow \eta = \eta_{\max} = \text{limite di Betz} = 0,593 \text{ (per } a = 1/3)$$



Area priva di significato fisico, perchè deve essere:
 $b = 2a < 1 \Leftrightarrow a < 1/2$

Efficienza reale

- ✓ L'analisi di Betz vale in condizioni di flusso ideale (assenza di attriti): il rendimento rotorico effettivo (o coeff. di potenza) di una **turbina reale è certamente inferiore** ($\max \cong 0,50$).
- ✓ Inoltre, il **fattore di interferenza non può essere sempre mantenuto esattamente pari al valore ottimale** ($1/3$), **dipendendo** essenzialmente, per un dato profilo delle pale, **dal rapporto** tra la velocità periferica delle pale stesse (u) e la velocità del vento (v_0), per cui il rendimento rotorico *non è sempre pari al valore massimo*.



$$P = \eta \cdot P_0 = \eta \cdot \left[\left(\frac{1}{2} \right) \rho A_r v_0^3 \right]$$

con $\eta \approx 0,40 \div 0,50 < \text{limite di Betz}$

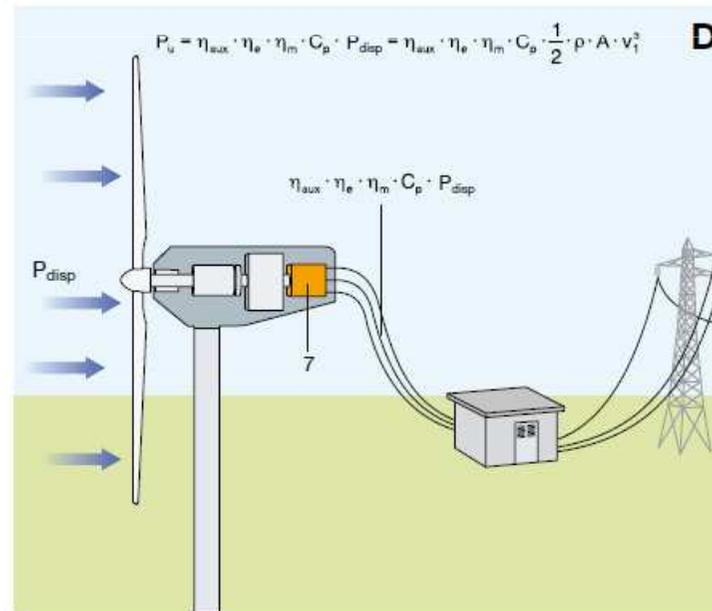
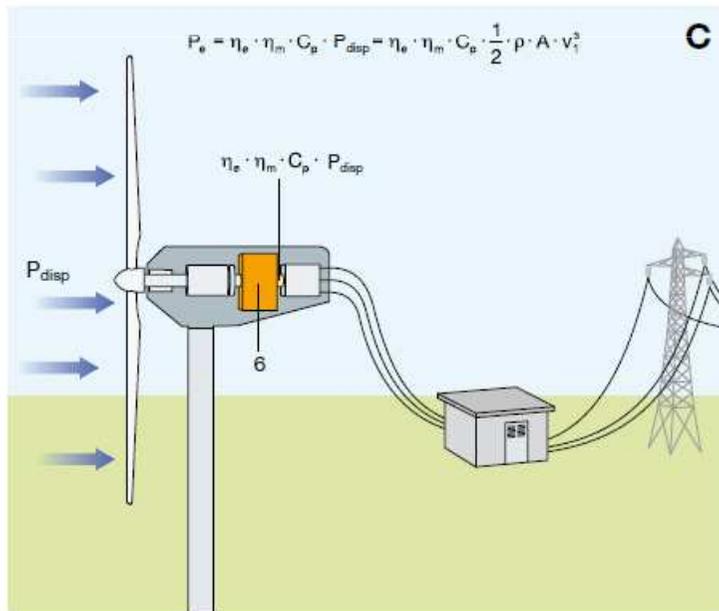
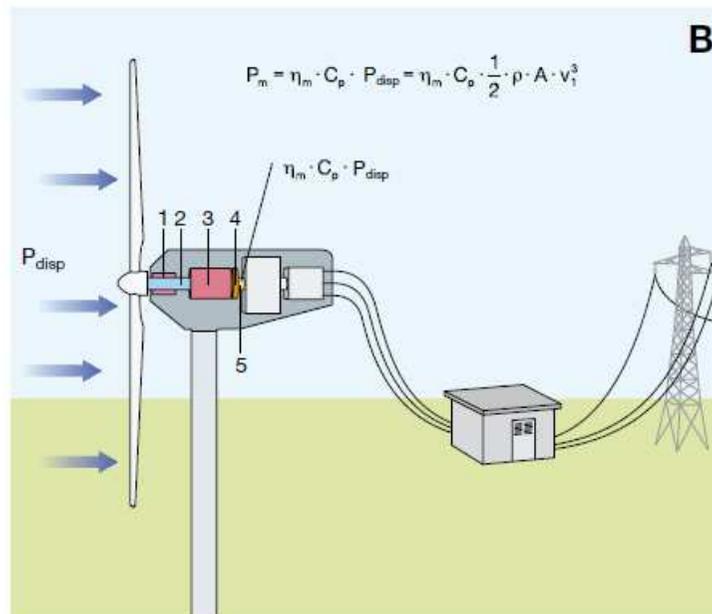
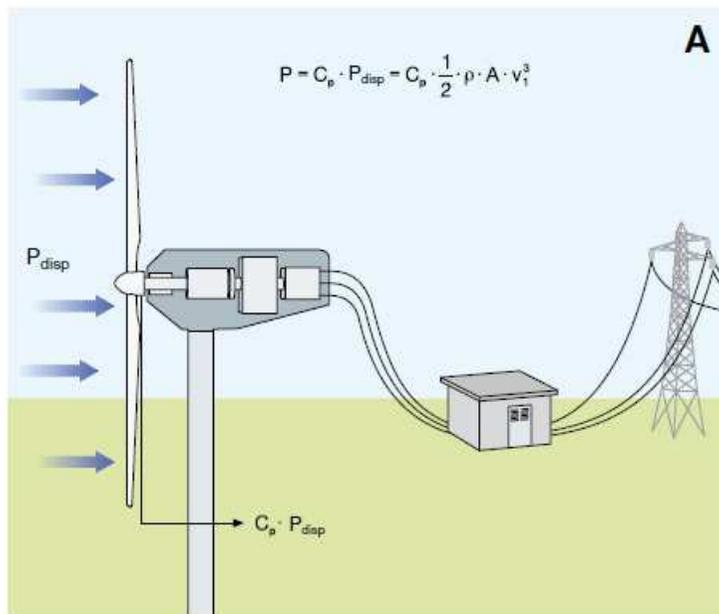


$$P \approx (0,18 \div 0,30) \cdot A_r v_0^3 =$$
$$= (0,14 \div 0,23) \cdot D^2 v_0^3$$

- ✓ Nella generazione anemoelettrica, si dovranno poi considerare anche le **perdite nella trasmissione** del moto al **generatore elettrico** e quelle del generatore stesso, per cui il rendimento netto sarà ancora inferiore (anche se di pochi punti percentuali):

$$\eta_{\text{netto}} = P_e / P_0 = \eta_{\text{rotore}} \cdot \eta_{\text{mecc.}} \cdot \eta_{\text{gen.}}$$

*N.B.: per il calcolo della densità dell'aria, in prima approssimazione:
 $\rho = \rho_0 e^{(-0,297 \times H / 3048)}$, con $\rho_0 = 1,23 \text{ kg/m}^3$, $H = \text{altezza sul liv. del mare}$*



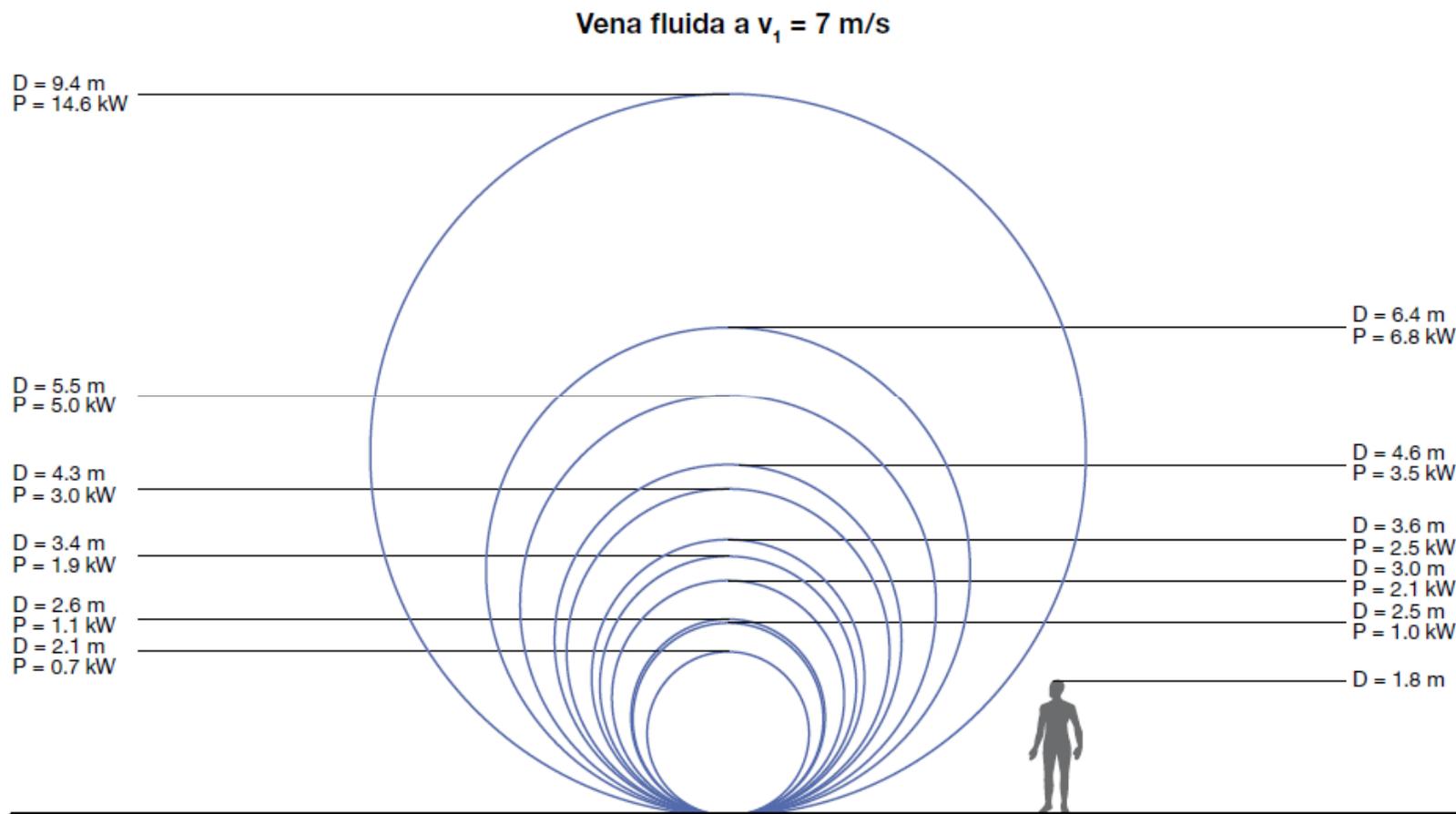
Efficienza
reale;
rendimenti
del rotore e
degli altri
componenti
dell'impianto

- 1. Supporto cuscinetto
- 2. Albero bassa velocità
- 3. Moltiplicatore di giri
- 4. Freni e sistema di controllo imbardata

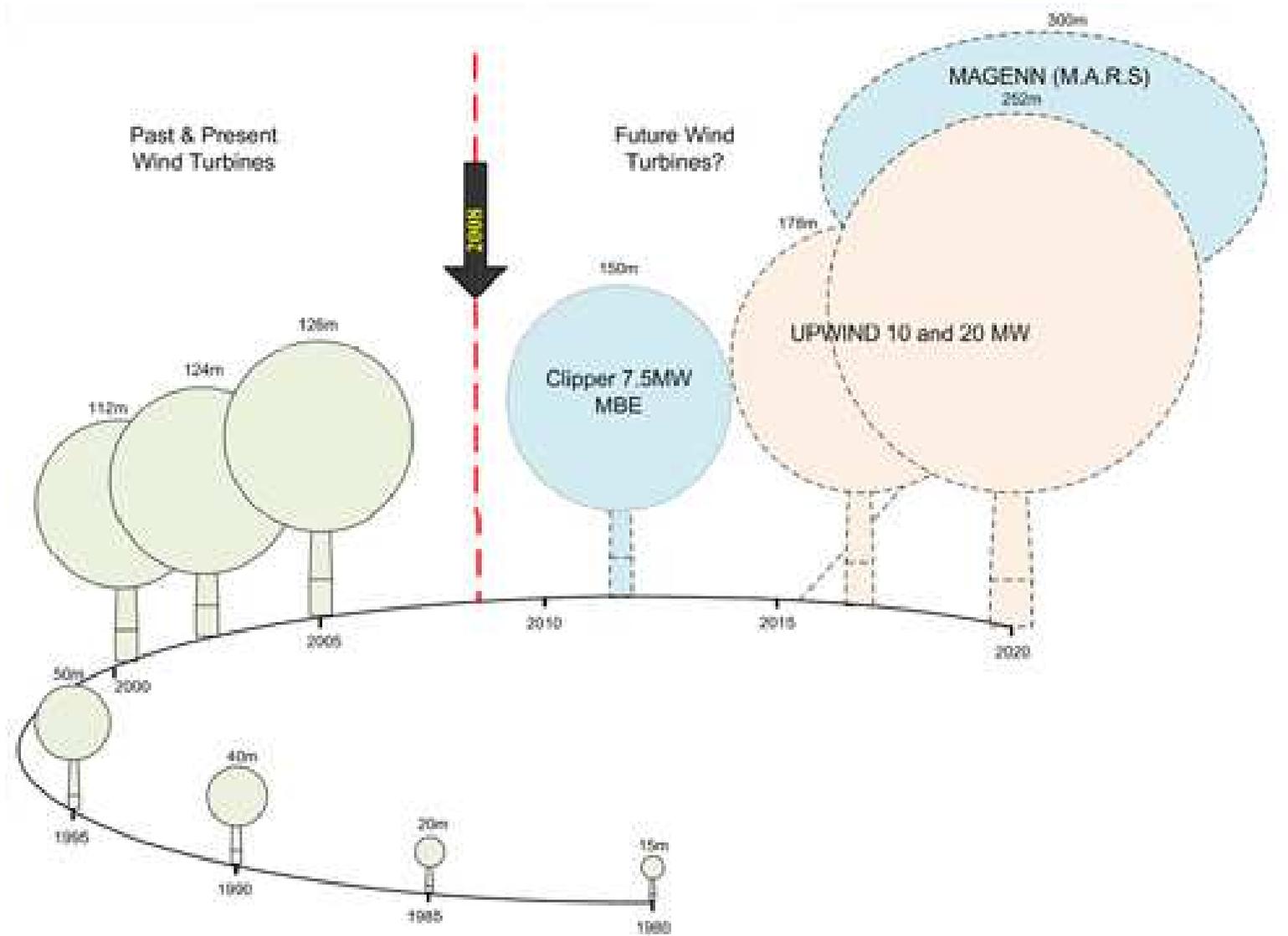
- 5. Albero alta velocità
- 6. Generatore
- 7. Sistemi ausiliari

Fonte: ABB - Quaderni di applicazione tecnica - N. 13

Tipiche correlazioni potenza nominale-diametro (microturbine)

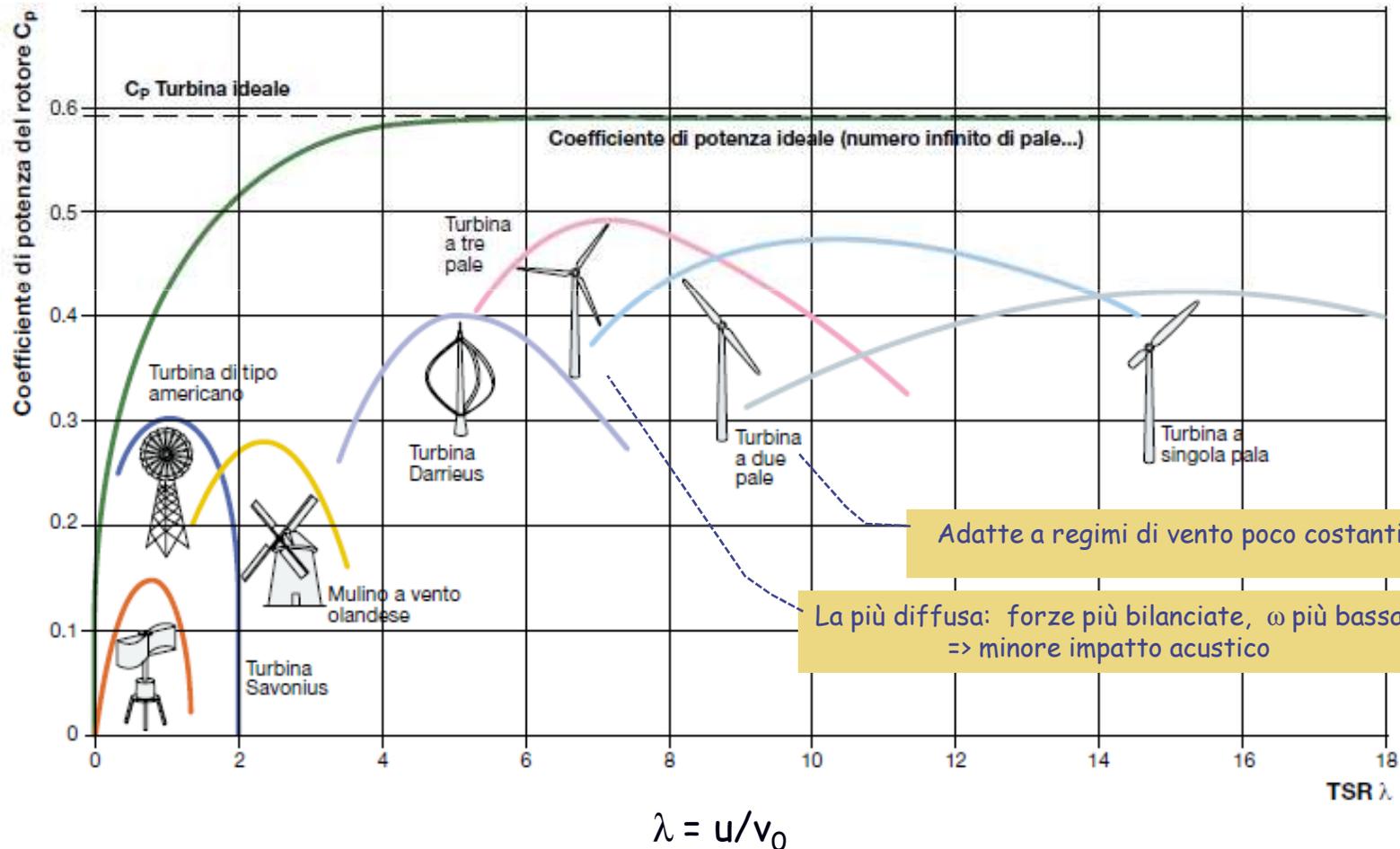


Evoluzione delle potenze massime e previsioni



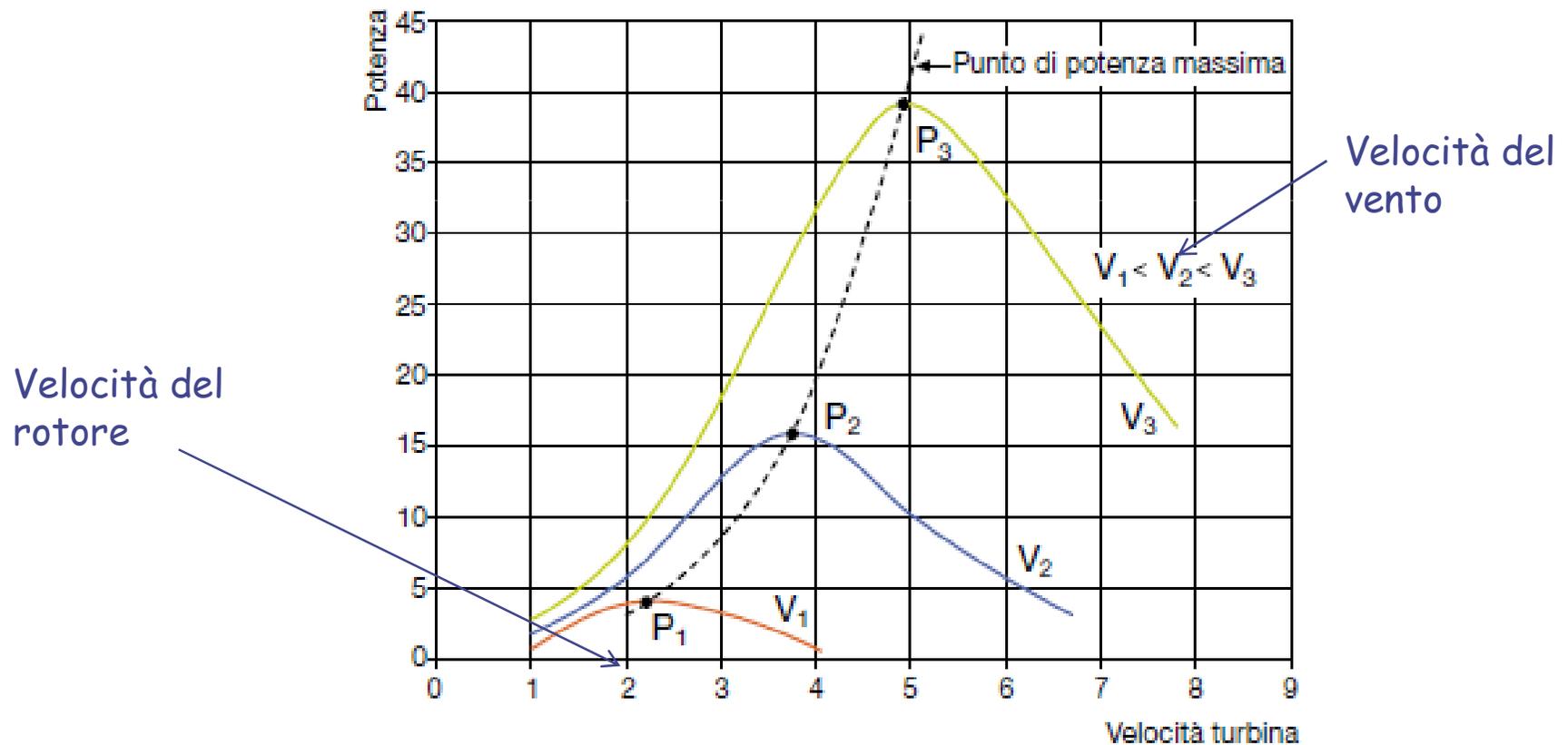
Efficienza reale: curve caratteristiche

- ✓ Per ogni tipo di turbina, esiste un valore ottimale del rapporto tra la max velocità periferica ($u = \omega \cdot r$, con ω velocità di rotazione e r raggio della pala), e la velocità del vento, v_0 ($u / v_0 = \lambda = \text{Tip Speed Ratio}$ ", indicato anche come TSR), cui corrisponde il **massimo valore dell'efficienza rotorica** (ovvero di C_p).



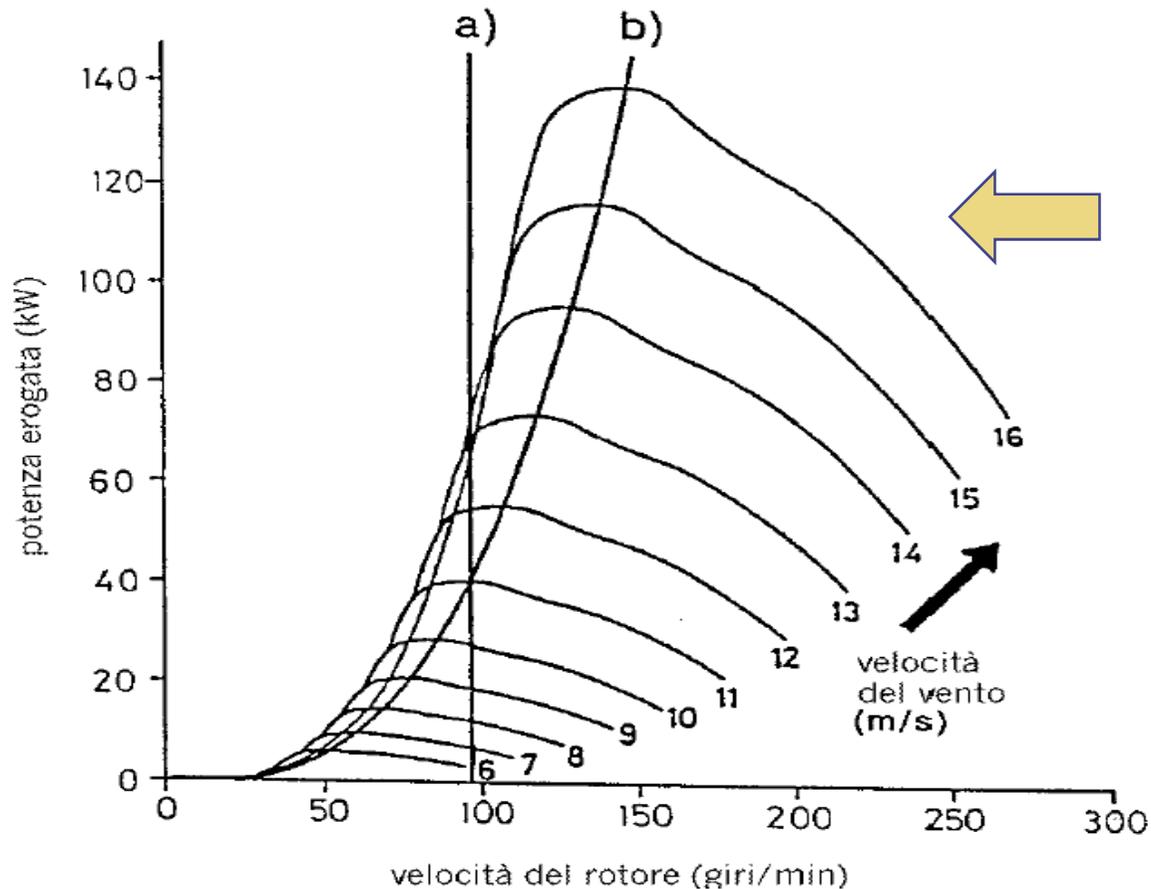
Efficienza reale: curve caratteristiche, funzionamento a velocità variabile

- ✓ Per lavorare sempre in condizioni di buona efficienza, e per la protezione dalle eccessive sollecitazioni meccaniche, sono importanti le modalità di regolazione del rotore: in particolare, per ottenere sempre la massima potenza possibile **si dovrebbe poter regolare la velocità di rotazione in funzione di quella del vento**, per mantenere sempre il rotore al punto di massima efficienza.



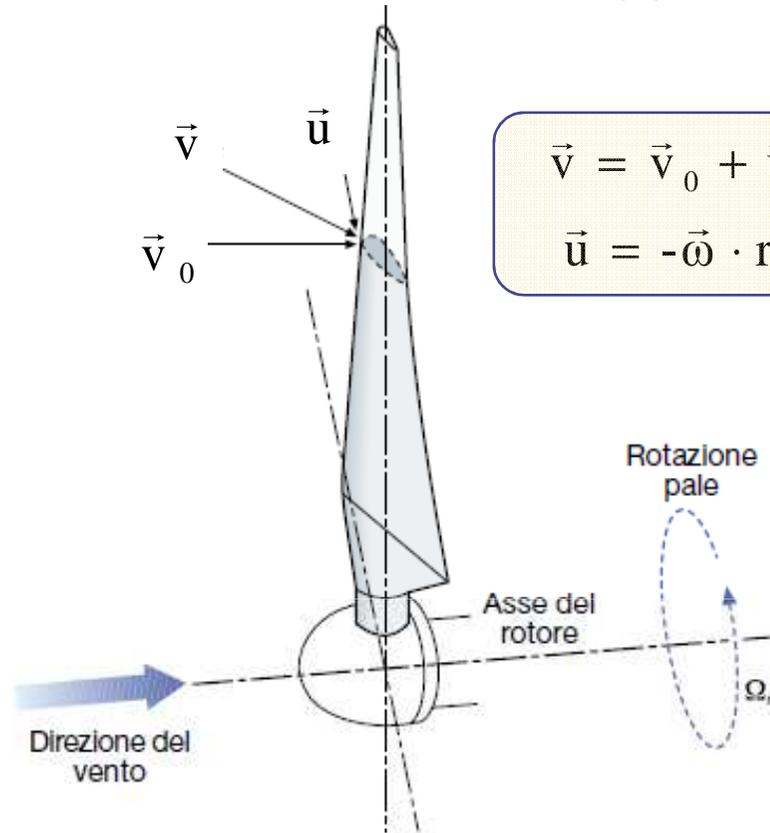
Confronto tra aerogeneratori funzionanti a velocità costante (a) ed a velocità variabile (b)

- ✓ Ne consegue che, se un generatore eolico deve lavorare necessariamente a **velocità costante** (produzione di energia in corrente alternata, in assenza di inverter), **l'efficienza media sarà bassa**, rispetto ad un sistema nel quale, per la presenza di un **inverter**, è possibile inseguire far variare la velocità di rotazione, inseguendo, fin quando possibile, il punto di max efficienza.



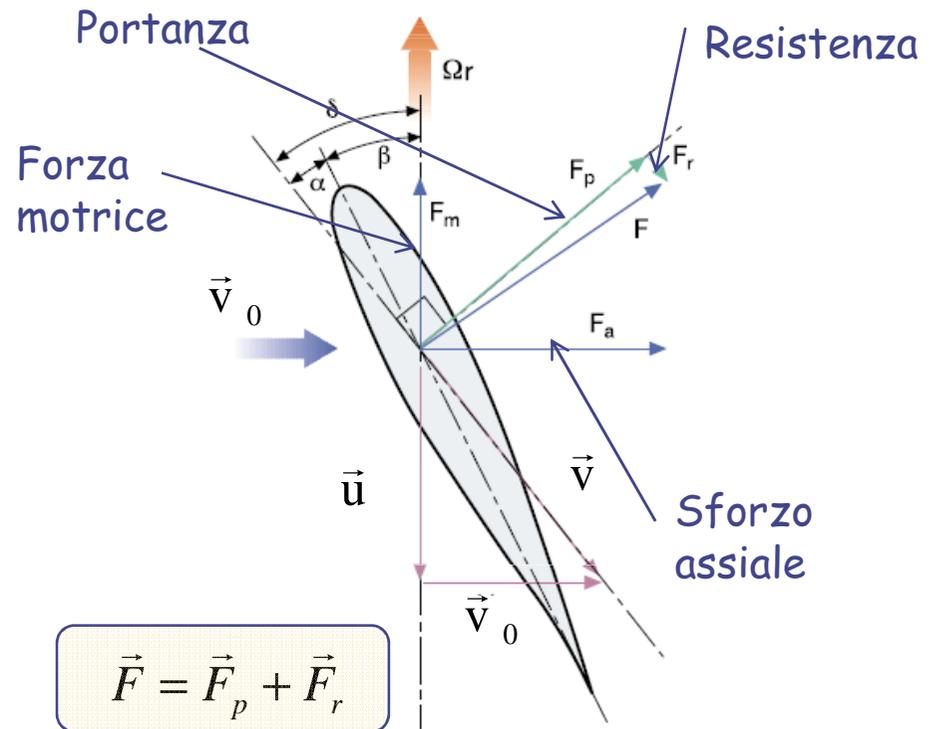
Nel caso b), regolando opportunamente la velocità, è possibile inseguire il punto di massima potenza

Curve di efficienza reale: interpretazione fisica



$$\vec{v} = \vec{v}_0 + \vec{u}$$

$$\vec{u} = -\vec{\omega} \cdot \mathbf{r}$$



$$\vec{F} = \vec{F}_p + \vec{F}_r$$

- ✓ La pala è essenzialmente un'ala, investita da aria a velocità (relativa) v pari alla somma vettoriale di quella del vento indisturbato (v_0) e di quella del moto apparente del vento rispetto alla pala, dovuto alla rotazione della stessa ($u = -\omega \cdot r$)

α angolo di attacco o incidenza, che è lo scostamento angolare tra la direzione del flusso d'aria risultante e la corda massima della sezione della pala;

β angolo di Pitch, che è lo scostamento angolare tra il piano di rotazione dell'asse della pala e la corda massima della sezione della stessa;

$\delta = \alpha + \beta$ angolo di costruzione.

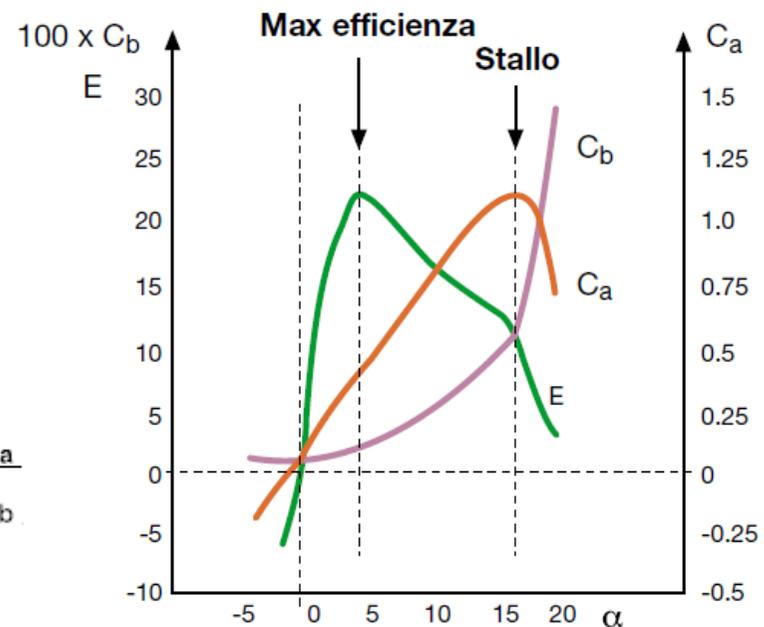
Curve di efficienza reale: interpretazione fisica

- ✓ L'effetto del flusso d'aria risultante (v) sul profilo alare della pala è la creazione di due forze aerodinamiche definite come:
 - **portanza, F_p** , o "Lift", **perpendicolare alla direzione apparente del vento**
 - **resistenza, F_r** , o "Drag", **parallela alla direzione apparente del vento**
- ✓ Componendo F_p e F_r , si ottiene la **forza totale F** : la sua proiezione sul piano di rotazione, **F_m , rappresenta la forza motrice**, grazie alla quale la turbina ruota; la proiezione di F sul piano ortogonale a quello di rotazione, **F_a , rappresenta invece lo sforzo assiale** che si scarica sulla struttura del generatore.
- ✓ Ovviamente, quanto **maggiore è F_p** , e quanto maggiore è il rapporto tra F_p e F_r , tanto **maggiore risulta l'efficienza** ($\Rightarrow F_m$ elevata): il rapporto tra le due forze, **$E = F_m/F_r$** , **dipende essenzialmente dall'angolo d'attacco, α** \Rightarrow v. figura.
- ✓ L'analisi aerodinamica, ovvero l'individuazione delle forze in gioco, permette di spiegare la forma della curva caratteristica **$C_p = f(\lambda)$** \Rightarrow v. figura alla pag. successiva

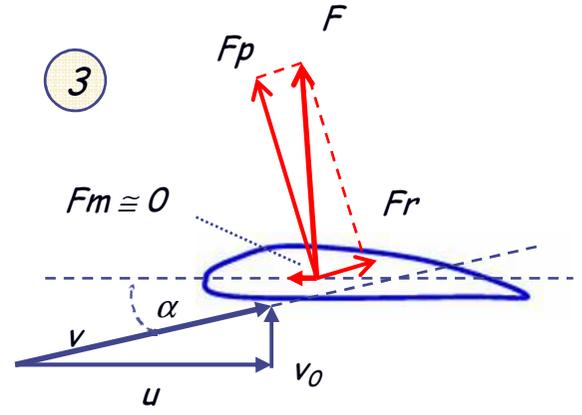
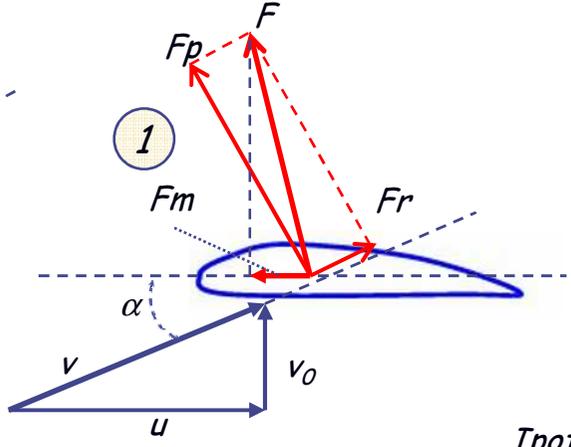
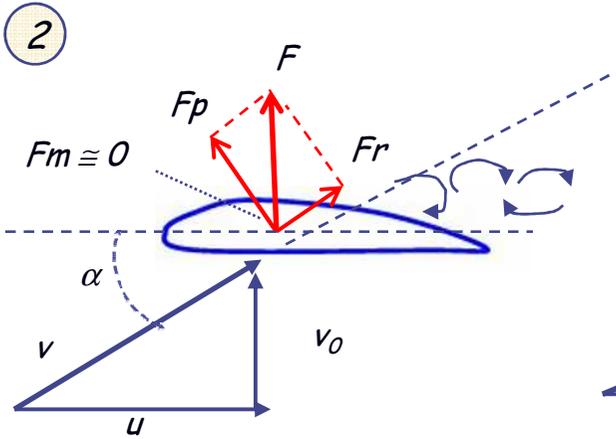
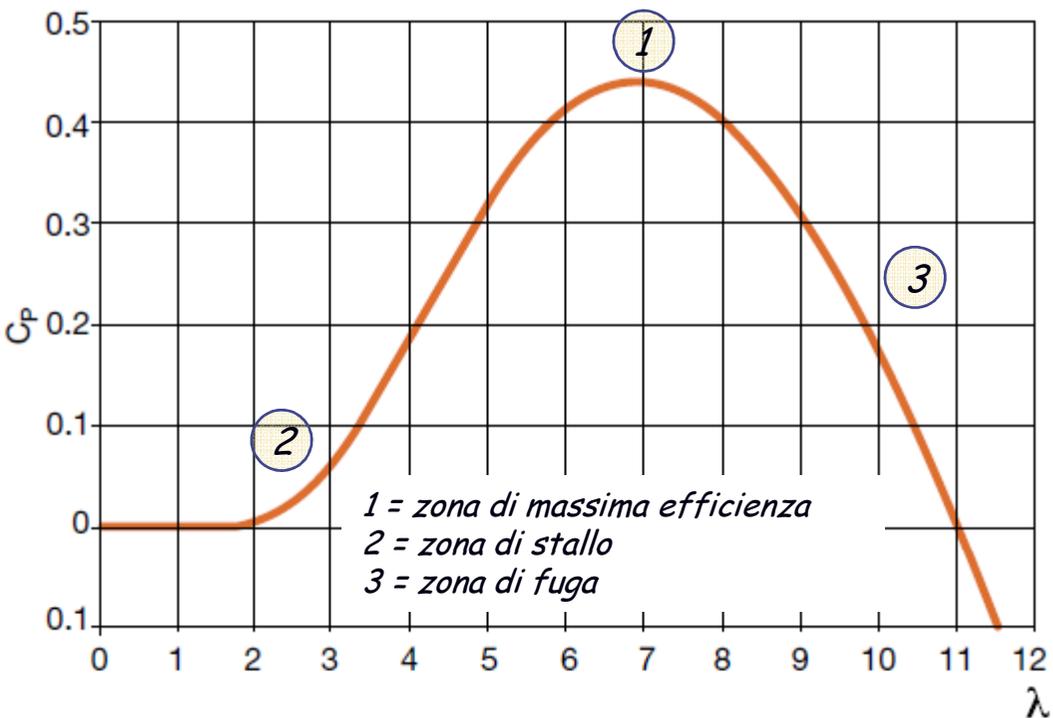
$$F_p = \frac{1}{2} \cdot C_a \cdot A \cdot \rho \cdot v^2$$

$$F_r = \frac{1}{2} \cdot C_b \cdot A \cdot \rho \cdot v^2$$

$$\Rightarrow E = \frac{C_a}{C_b}$$



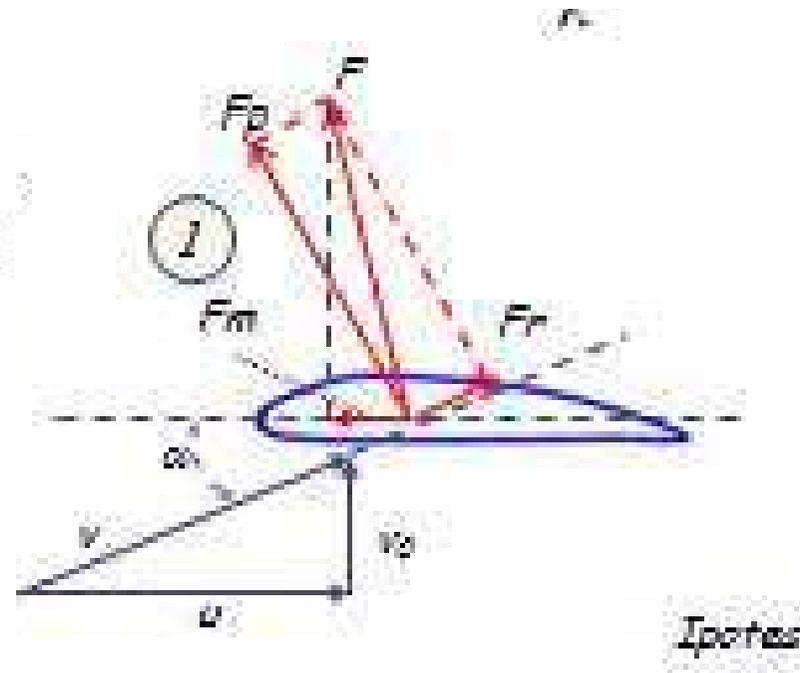
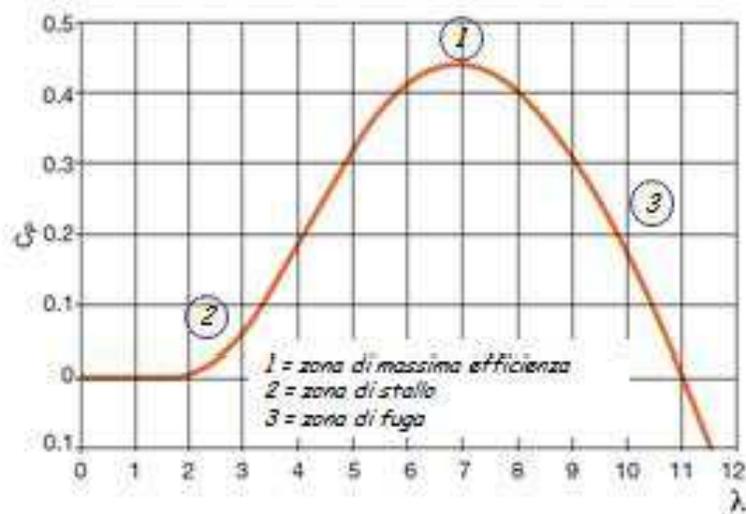
Curve di efficienza reale: interpretazione fisica



Ipotesi: $\beta = 0 \Rightarrow \delta = \alpha$

Curve di efficienza reale: interpretazione fisica

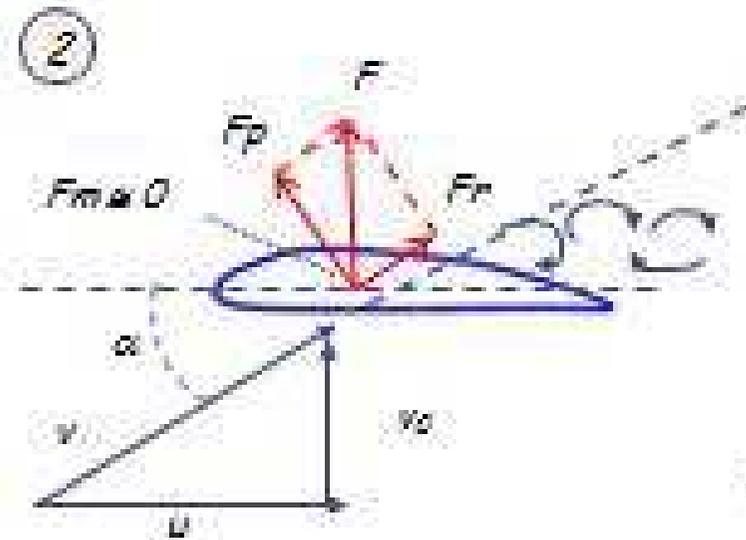
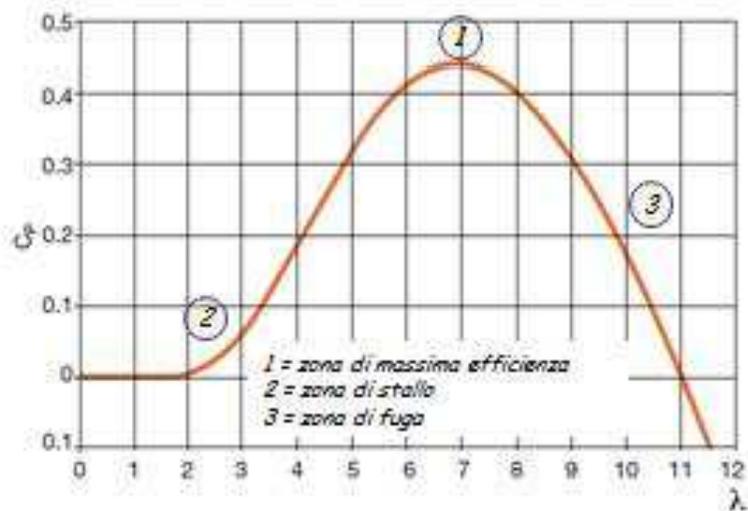
- ✓ Interpretazione della figura alla pagina precedente:
- in (1), F_m ha il valore massimo $\Rightarrow C_p$ massimo



Curve di efficienza reale: interpretazione fisica

✓ Interpretazione della figura alla pagina precedente:

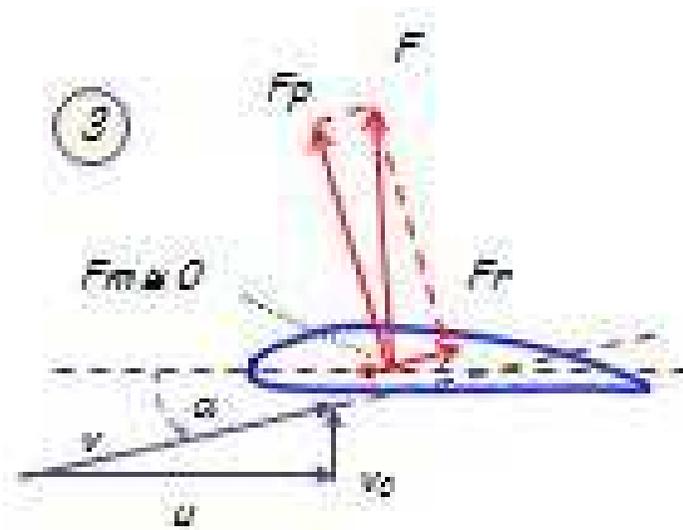
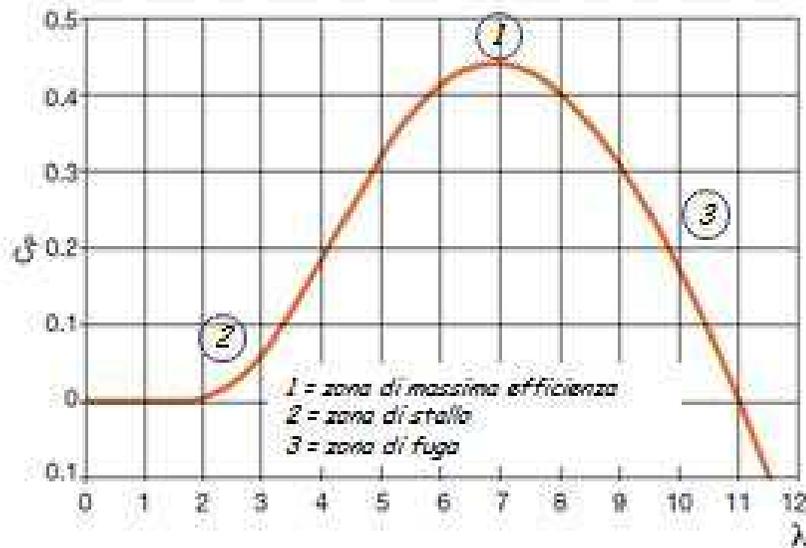
- in (2), $\lambda = u / v_0$ **diminuisce** (ad ex., a parità di u , v_0 aumenta) $\Rightarrow v$ **aumenta**, e questo tendenzialmente è positivo (F_p dovrebbe aumentare), ma anche α aumenta: la direzione della v è tale che si cominciano a generare **vortici turbolenti sul dorso della pala** \Rightarrow si va verso lo "stallo" (distacco della vena fluida) $\Rightarrow F_p$ **diminuisce**, F totale "ruota", tenendo a diventare ortogonale al piano di rotazione $\Rightarrow F_m$ tende a zero



Curve di efficienza reale: interpretazione fisica

✓ Interpretazione della figura alla pagina precedente:

- di u , v_0 diminuisce) $\Rightarrow F_p$ diminuisce, F_r pure, ma più lentamente $\Rightarrow \alpha$ si riduce, ed F tende a diventare ortogonale al piano di rotazione, non riuscendo più a dare componente utile al moto della pala $\Rightarrow F_m$ tende a zero, gli attriti prevalgono e il rotore si ferma; si parla di **"condizione di fuga"** (se immaginiamo di muoverci a u crescente per una fissata v_0 , quando $u \gg v_0$ è come se il rotore diventasse una sorta di "muro" per l'aria, che tende a scavalcarlo senza interagire con la turbina).



$$\text{anzi: } \beta = 0 \Rightarrow \delta = \alpha$$

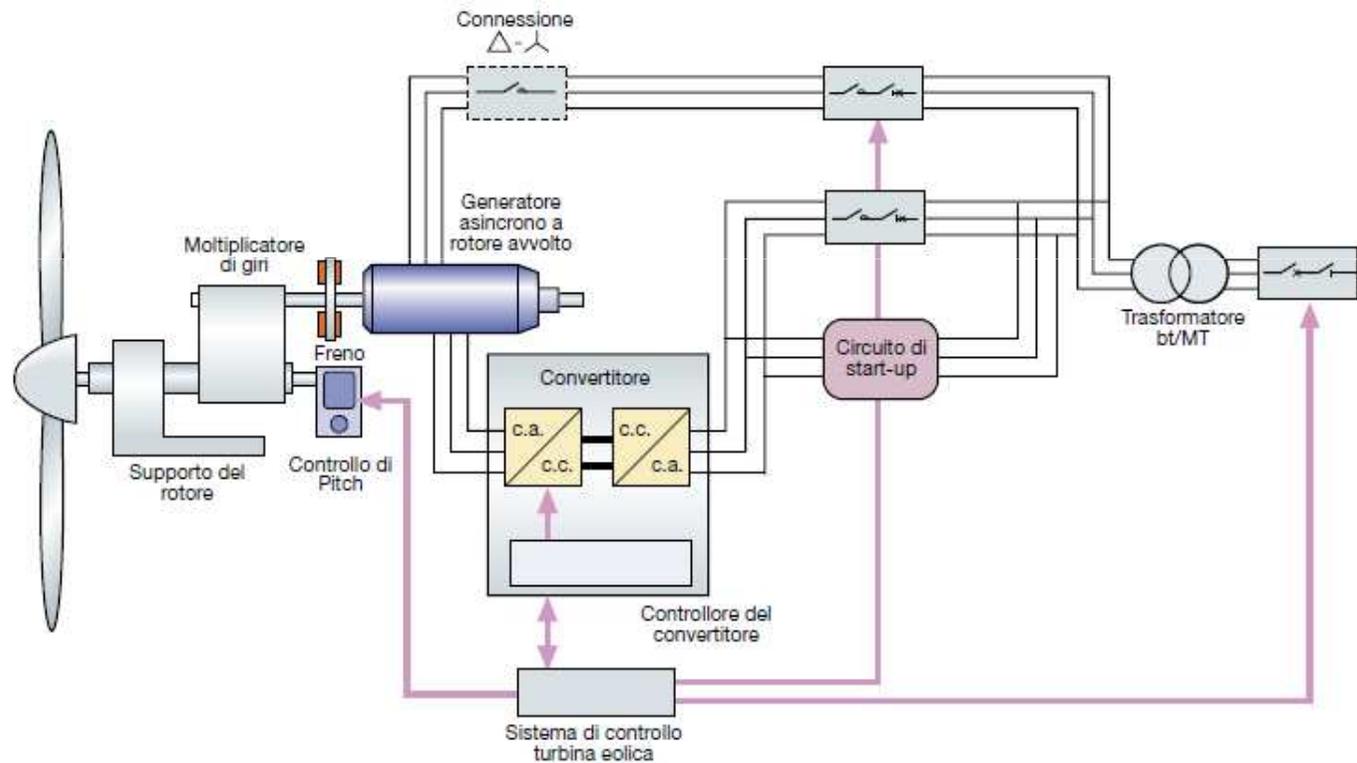
Velocità caratteristiche del vento, per una fissata turbina eolica

- ✓ Per un dato generatore eolico, esistono dunque due velocità caratteristiche:
 - **velocità di "cut-in"**: velocità $v_{0,\min}$ al di sotto della quale la turbina non può funzionare perché gli attriti prevalgono sulle forze utili; abitualmente compresa tra **2 e 4 m/s**;
 - **velocità di "cut-off"**: velocità $v_{0,\max}$ oltre la quale la turbina non può funzionare; come si è visto, **all'aumentare di v_0 , per una fissata u , si tende alla condizione di stallo**; peraltro, a prescindere dal problema dello stallo, per velocità del vento elevate, è necessario fermare la turbina per evitare **sollecitazioni meccaniche eccessive** al generatore, mettendo la turbina "in bandiera": si utilizza il sistema frenante, oppure si fa ruotare la navicella (oppure le pale, se è possibile regolare il pitch), in modo tale che le pale offrano il taglio al vento ($\alpha \Rightarrow 0$); i valori abituali per il cut-off sono compresi tra **20 e 25 m/s**.
- ✓ Viene inoltre definita una **"velocità nominale"**: è la velocità del vento in corrispondenza della quale viene raggiunta la **massima potenza** che il generatore elettrico è in grado di erogare, e superata la quale la turbina deve necessariamente essere parzializzata; tipicamente è compresa tra **10 e 16 m/s**.

Modalità di esercizio: velocità del rotore

Come già accennato, si possono avere due modalità di esercizio della turbina:

- ✓ a velocità di rotazione **costante** (produzione in C.A.: $n = 60 \times f / p$, a meno dello scorrimento per gen. asincrono)
- ✓ a velocità di rotazione **variabile** (produzione in C.C. o in C.A. con inverter).



Controllo in aerogeneratori a velocità variabile

Sistemi di regolazione: imbardata

- ✓ Controllo dell'imbardata ("yaw control"): consente di adeguare l'orientamento della navicella alla **direzione di provenienza del vento**, ed anche di "parzializzare" la turbina, quando necessario: di fatto, **agisce sulla componente attiva della velocità "w₀"**; è il sistema più semplice, e di fatto viene utilizzato sempre, come minimo per avere l'orientamento ottimale del rotore rispetto alla direzione del vento; abitualmente, l'imbardata viene regolata con un **servomeccanismo comandato da un anemometro** o mediante un semplice **"timone"** (o "pinna direzionale").

Viceversa, è un metodo poco utilizzato per la regolazione della potenza al variare della velocità del vento, perchè poco efficace.

Le turbine "sottovento" si orientano spontaneamente, ma sono poco usate, perché il vento incontra prima la torre e la navicella, subendone l'interferenza, e poi le pale, e quindi l'efficienza è inferiore

Sopravento con pinna direzionale

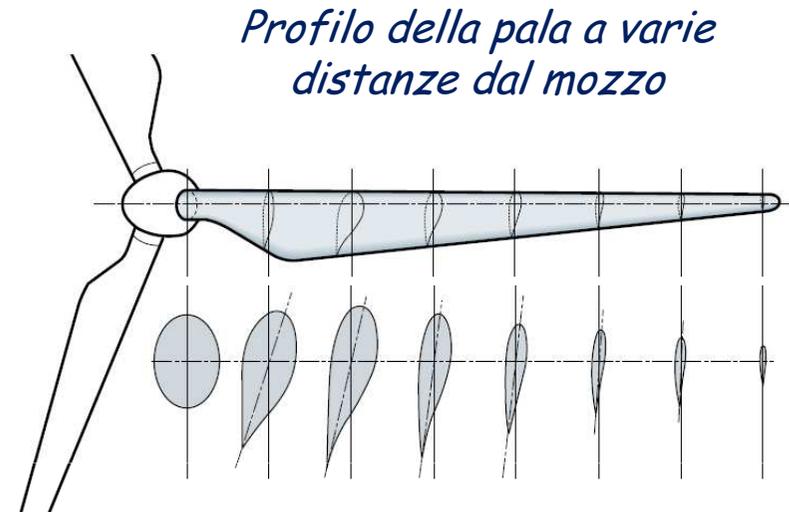


Sottovento senza pinna direzionale



Sistemi di regolazione: "stall / pitch control"

✓ Regolazione (passiva) dello stallo aerodinamico ("stall control"): il disegno delle pale è opportunamente studiato in modo che, all'aumentare della velocità, oltre un fissato valore, cominci lo stallo nelle zone periferiche, e poi via via lo stesso si estenda verso il mozzo (pale "svergolate"); è un sistema semplice ma non molto efficiente => utilizzato solo per piccoli impianti.



✓ Regolazione (attiva) del passo delle pale ("pitch control"): le pale sono orientabili (possono cioè ruotare intorno al loro asse), in modo che, per una prefissata posizione della navicella, sia possibile modificare l'angolo di attacco (v. figura successiva); la turbina viene comunque mandata in stallo quando necessario; è il sistema più efficiente (e più costoso).

Sistemi di regolazione: pitch control

IL PITCH CONTROL FA VARIARE MECCANICAMENTE L'ANGOLO DI INCIDENZA DELLA PALA DA MENO ALCUNI GRADI FIG.1 FINO AL MASSIMO FIG.2

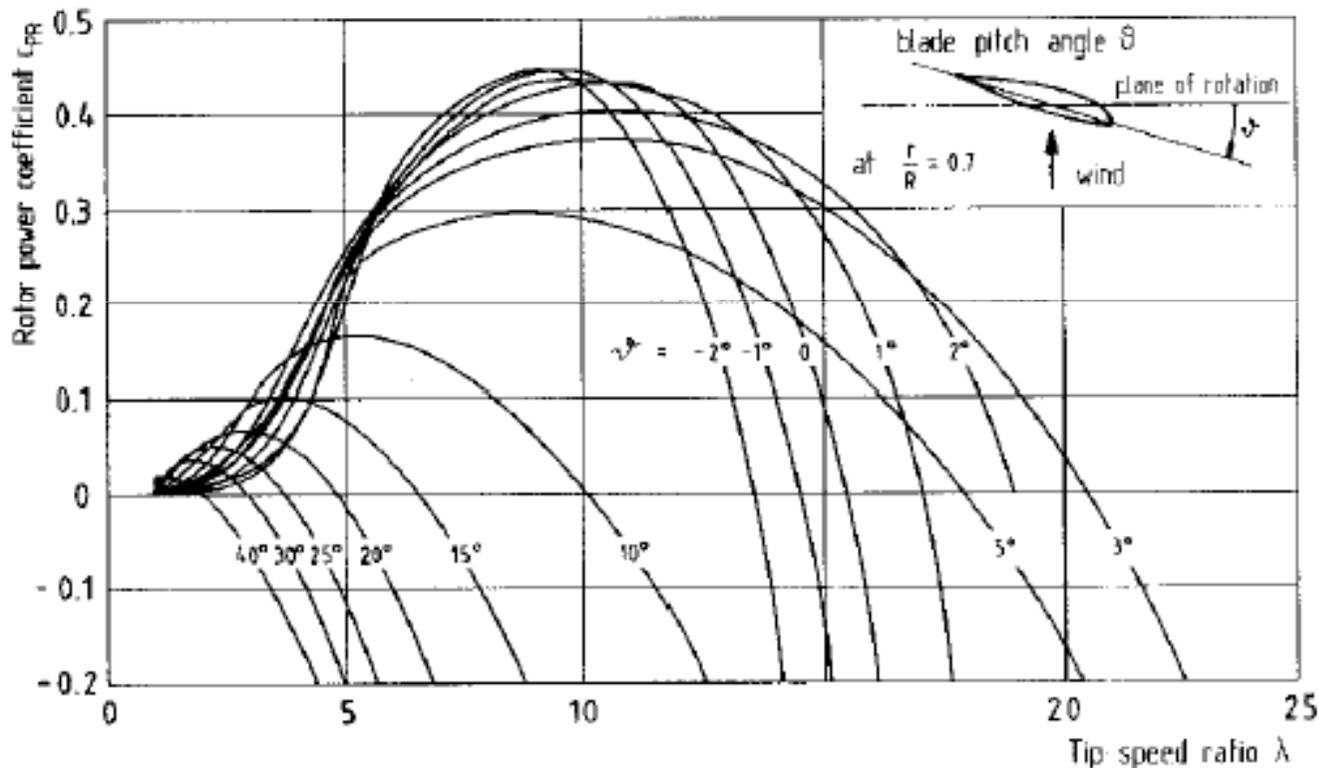
NEL PRIMO CASO IL VENTO PASSA SOPRA E SOTTO EQUILIBRANDO LE FORZE.

NEL SECONDO SI PORTA AD AVERE UN ANGOLO ATTO AD ATTINGERE IL MASSIMO DELLA FORZA DEL VENTO, UTILIZZANDO LA RISULTANTE TRA LA DIREZIONE DEL VENTO E LA VELOCITA' DI ROTAZIONE DELLA STESSA PALA COME RIFERIMENTO PER IL GIUSTO ANGOLO D'ATTACCO



Sistemi di regolazione degli impianti eolici

- ✓ Controllo in aerogeneratori a *passo variabile*: la pala può essere sempre posizionata in modo da *massimizzare la potenza*, fino a quando si raggiunge il massimo valore compatibile con il generatore elettrico accoppiato => inizio regolazione "dissipativa", ovvero si riduce volutamente l'efficienza;
- ✓ Alla velocità di *cut-off*, è possibile regolare il *pitch* in modo da *annullare* deliberatamente la *forza motrice* (caso 1 alla pag. precedente)



Variation of C_p in function of the angle of the blades and the coefficient λ

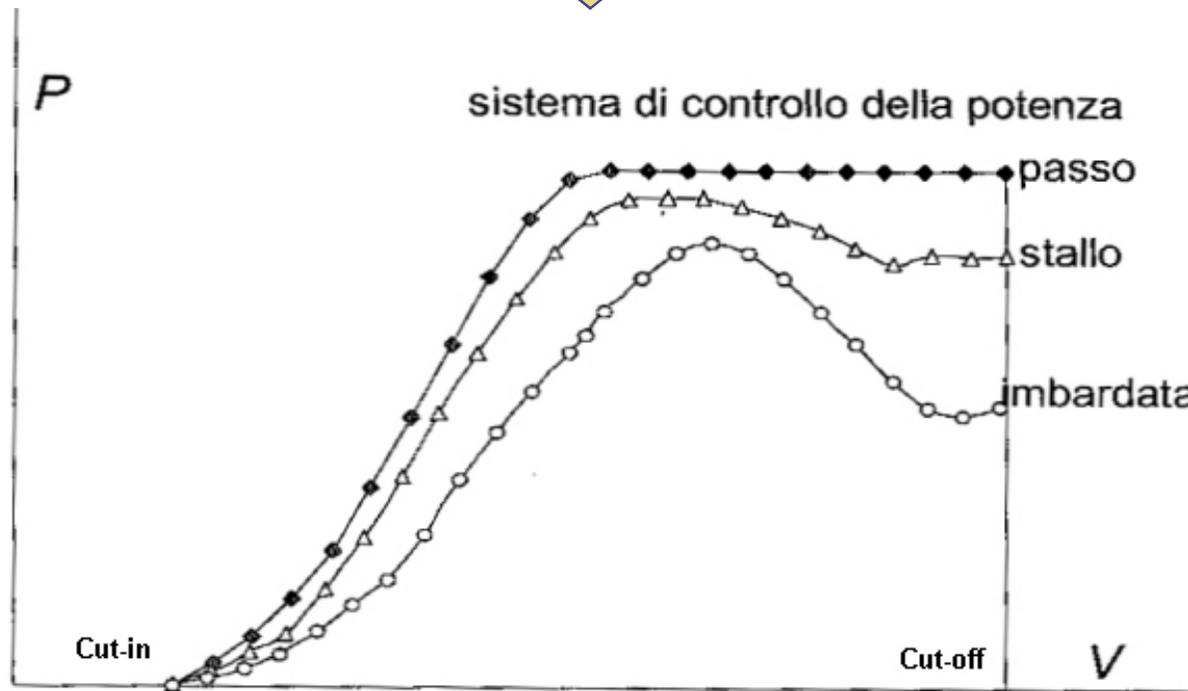
(λ =peripheral velocity of the rotor / wind velocity)

Sistemi di regolazione degli impianti eolici

- ✓ Ad esempio, con riferimento al grafico della pagina precedente:
 - supponiamo di avere inizialmente un Tip Speed Ratio, $TSR = 10$; con un angolo di pitch 0 si ottiene un C_p prossimo al valore massimo (circa 0,43);
 - supponiamo che TSR diventi pari a 15; lasciando inalterato l'angolo di pitch, il C_p diventerebbe inferiore a 0,10; passando ad un pitch di 2° , C_p diventa 0,33!

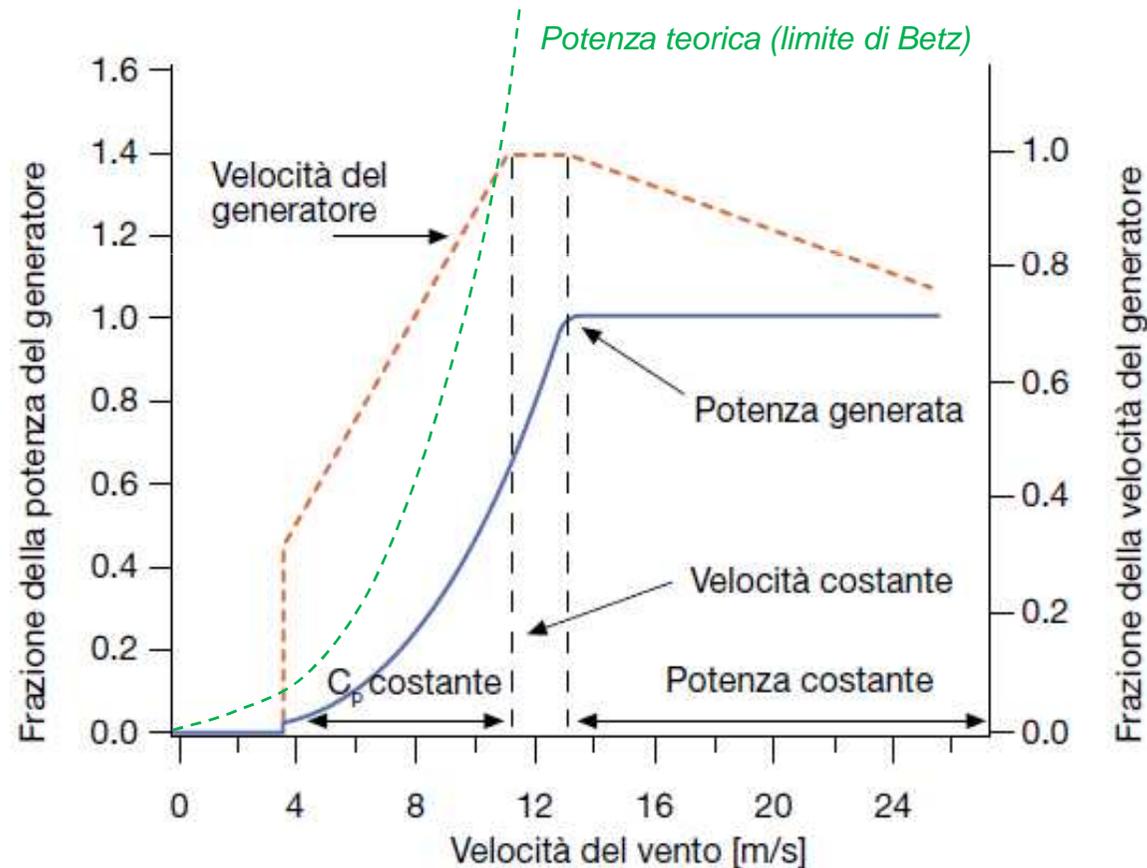


maggiore efficienza rispetto alle altre modalità di regolazione.

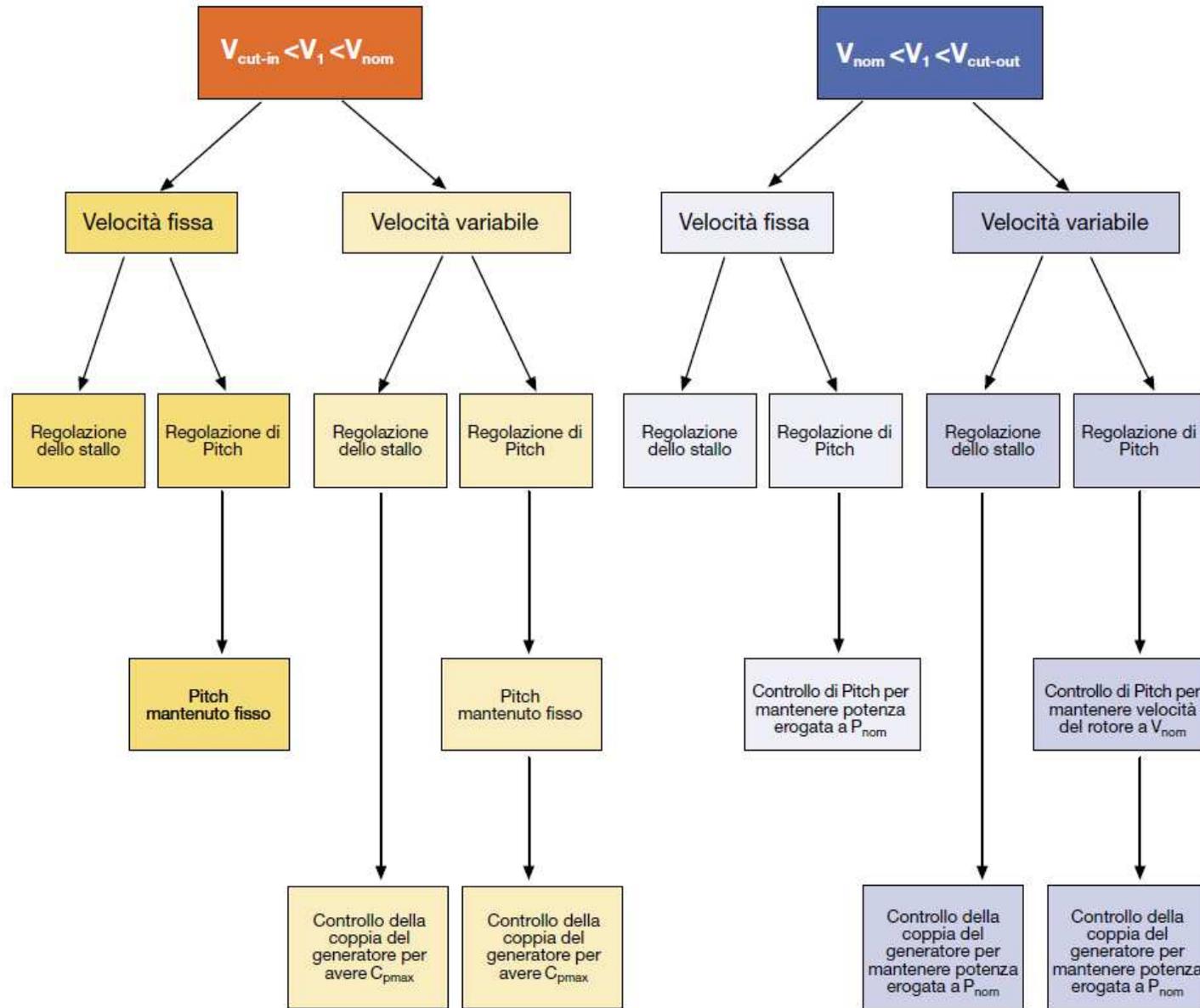


Sistemi di regolazione degli impianti eolici

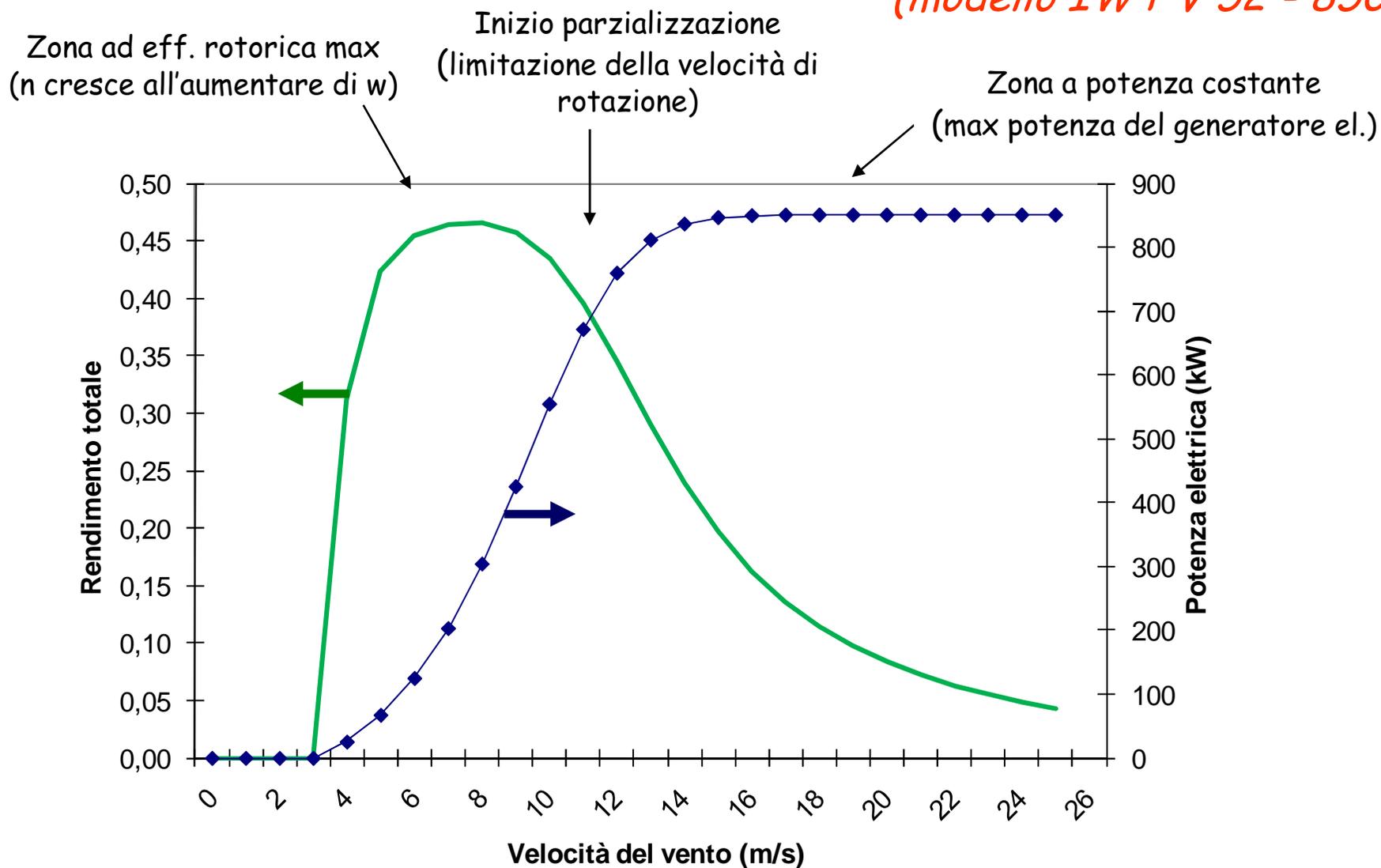
- ✓ Dal cut-in (nell'esempio $\cong 4$ m/s) fino alla velocità nominale della turbina (massima potenza elettrica producibile, in base alla taglia del generatore elettrico: nell'esempio $\cong 13$ m/s), si può inseguire la massima potenza (ovvero, la massima efficienza rotorica); raggiunta la $P_{e,max}$, si deve regolare limitando la velocità e quindi la potenza erogata, fino al cut-off (nell'esempio $\cong 26$ m/s).



Strategie di regolazione: quadro sinottico



Esempio di curva caratteristica di aerogeneratore a passo variabile ed a velocità di rotazione variabile (modello IWT V 52 - 850)



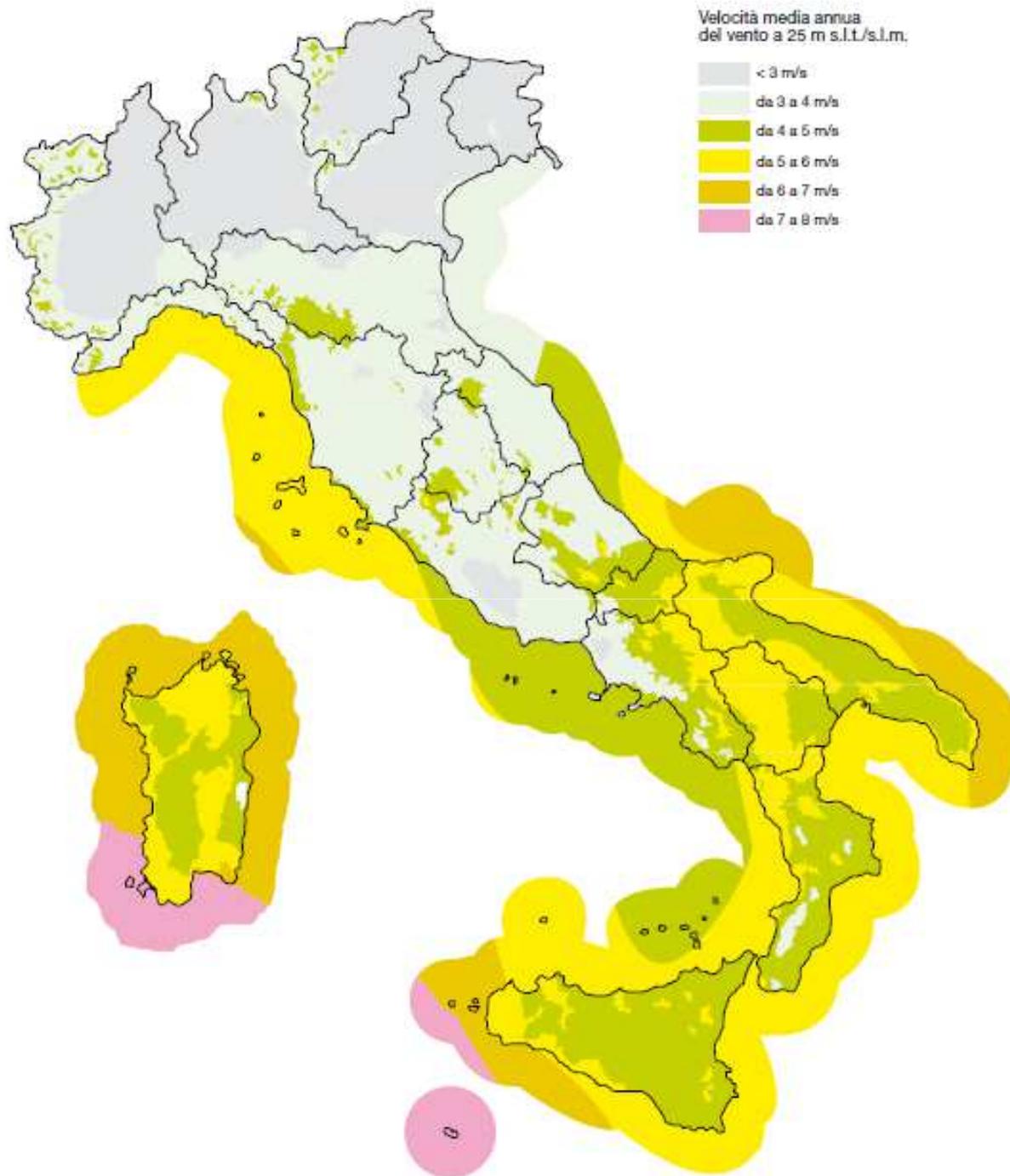
Altre caratteristiche dell'aerogeneratore IWT V 52 - 850

Diametro	52 m
Area spazzata	2124 m ²
Velocità di rotazione	26 rpm
Intervallo operativo	14÷31 rpm
Numero di pale	3
Regolazione di potenza	Passo/OptiSpeed
Freno aerodinamico	Messa in bandiera
Altezza mozzo (m)	40-44-49-55-60-65-74

Velocità vento d'avvio ("cut in")	4 m/s			
Velocità vento nominale	16 m/s			
Velocità vento di arresto ("cut off")	25 m/s			
Generatore	Asincrono con OptiSpeed 850 kW, 50 Hz, 690 V			
Moltiplicatore di giri	Epicicloidale			
Controllo	Sistema OptiSpeed + sistema OptiTip			
Peso (t)	Torre	Nav.	Rot.	TOT.
	39÷95	22	10	71÷127

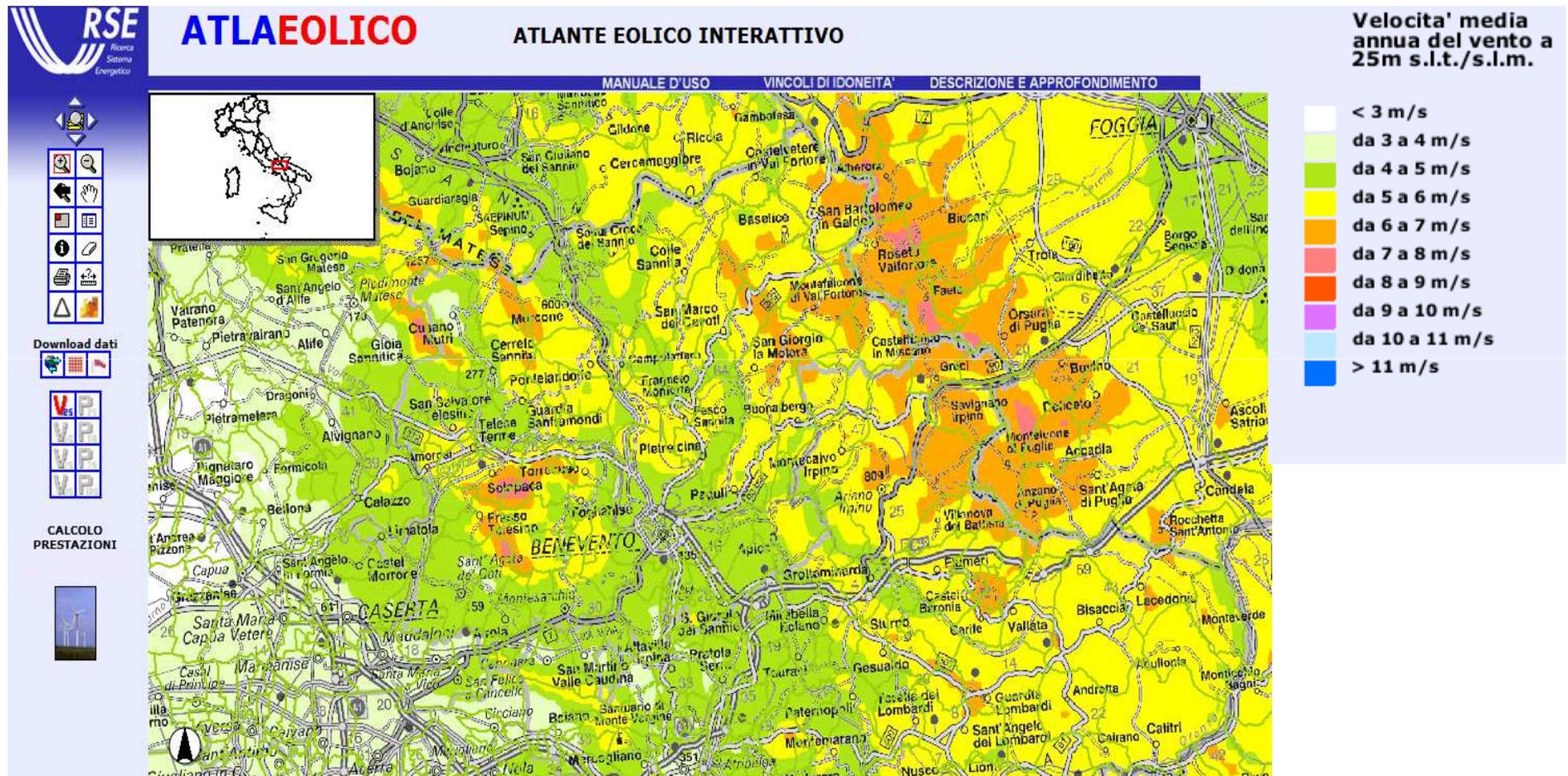
Disponibilità del vento e calcolo della producibilità elettrica

- ✓ Il primo problema progettuale è quindi la scelta del sito, che va operata innanzitutto in base alle sue caratteristiche anemologiche.
- ✓ In prima istanza (analisi di prefattibilità), ci si può basare su dati macroscopici: mappe dei venti, dati meteo (v. ad esempio l'Atlante eolico dell'Italia: <http://atlanteeolico.rse-web.it/viewer.htm>; sono disponibili le velocità medie annuali e le producibilità specifiche, in (MWh/anno)/MW, ovvero le ore equivalenti, in h/anno).
- ✓ In fase di analisi di fattibilità e di eventuale progettazione, è opportuna un'indagine sul campo (caratterizzazione anemometrica del sito, studio sperimentale e statistico del vento).
- ✓ Principali dati da rilevare (possibilmente a diverse quote):
 - **velocità media**
 - **direzioni** di provenienza (=> "rosa del vento"; è importante soprattutto nella progettazione di "wind farm", per definire il layout evitando che le turbine possano interferire eccessivamente l'una con l'altra, almeno rispetto ai venti prevalenti)
 - livelli di **turbolenza**
 - **temperatura ed umidità** relativa dell'aria
- ✓ La durata dovrebbe essere di almeno un anno, i tempi di scansione possono andare da qualche secondo a diversi minuti o ore.

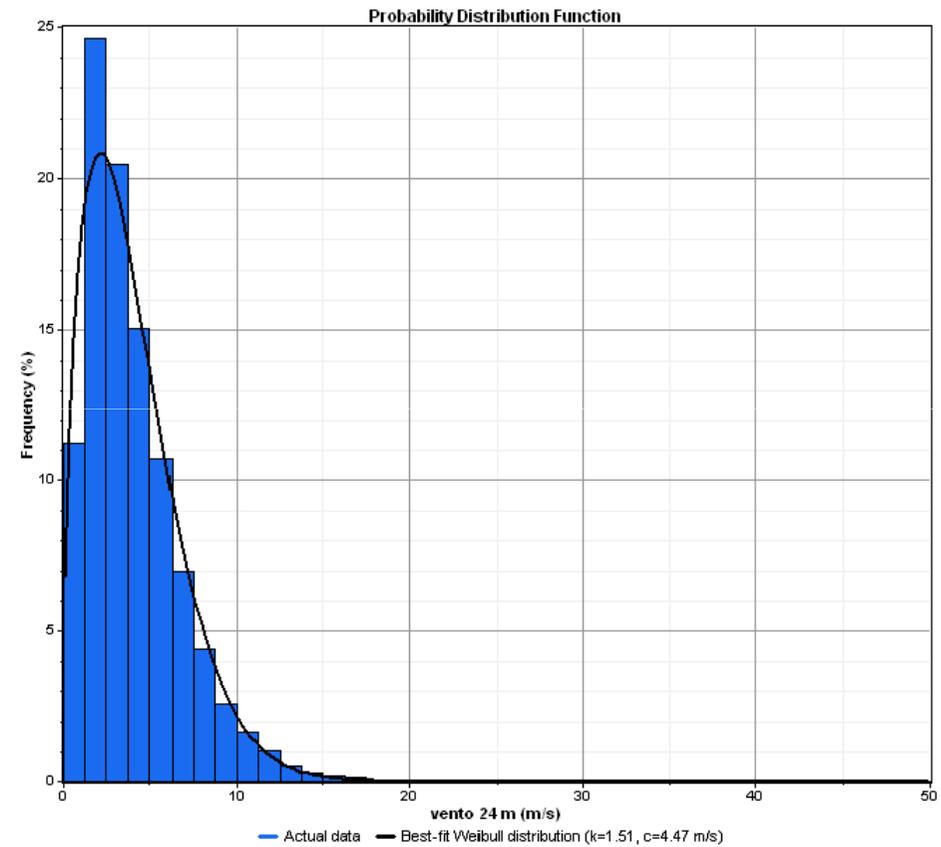
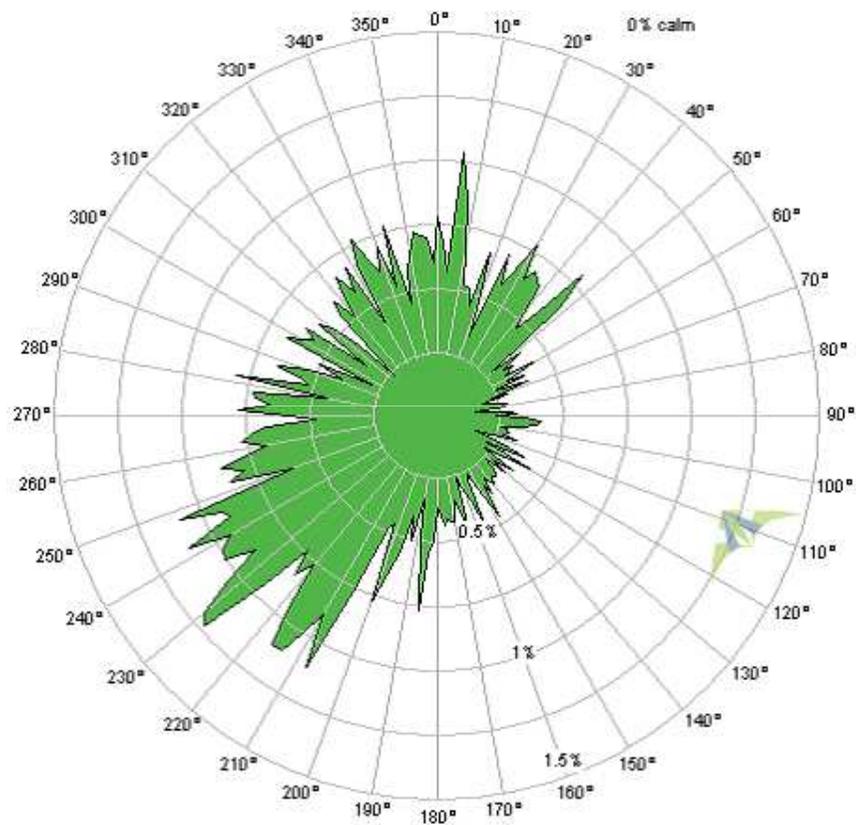


Mappa eolica Italiana

Disponibilità del vento e calcolo della producibilità elettrica: esempio di schermata dall'atlante eolico interattivo di RSE



Disponibilità del vento e calcolo della producibilità elettrica: esempi di rosa del vento e corrispondente distribuzione di frequenza

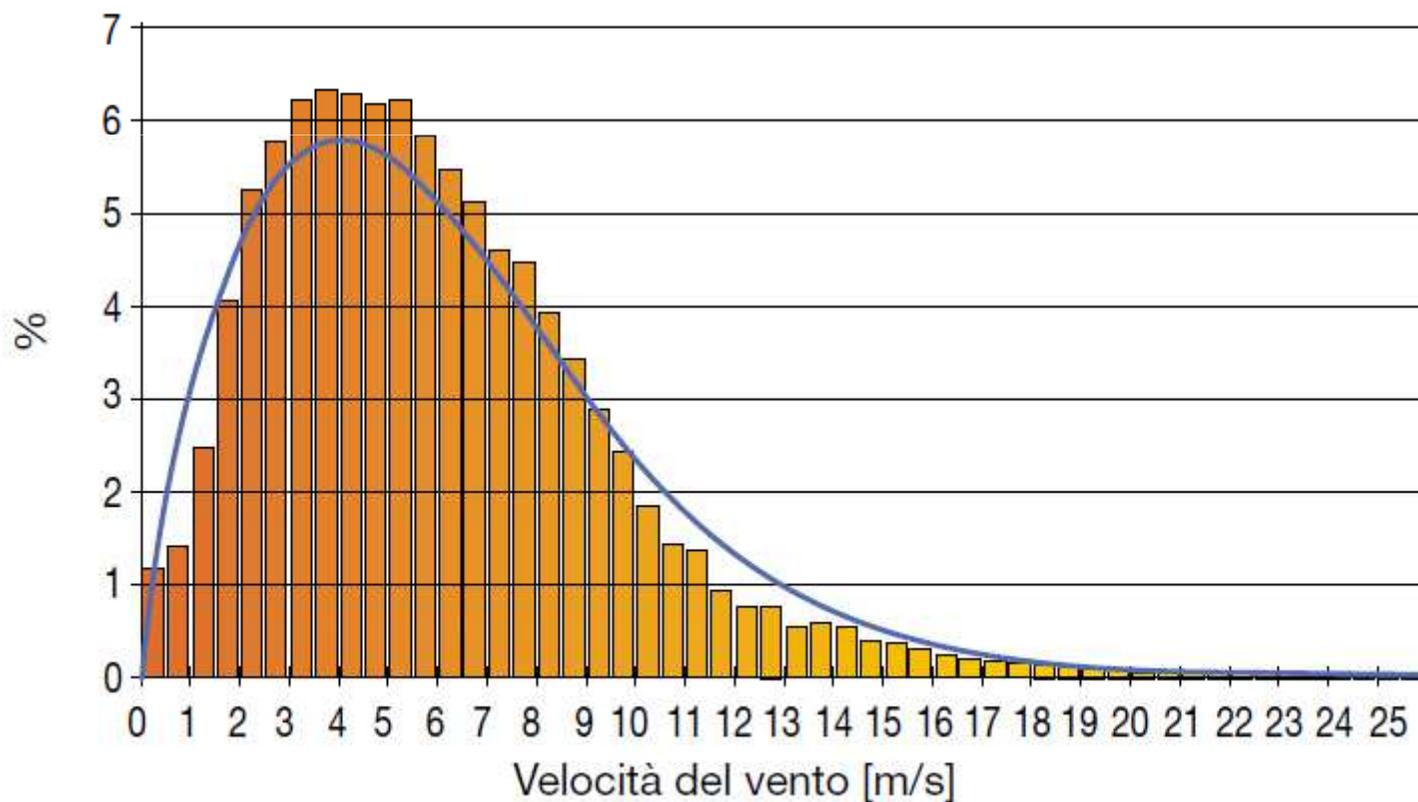


Disponibilità del vento e calcolo della producibilità elettrica

- ✓ La distribuzione di frequenza delle velocità del vento è tipicamente descritta dall'equazione di Weibull:

$$\text{Frequenza della velocità } v_0 = f(v_0) = (k/c) (v_0/c)^{k-1} \exp[-(v_0/c)^k]$$

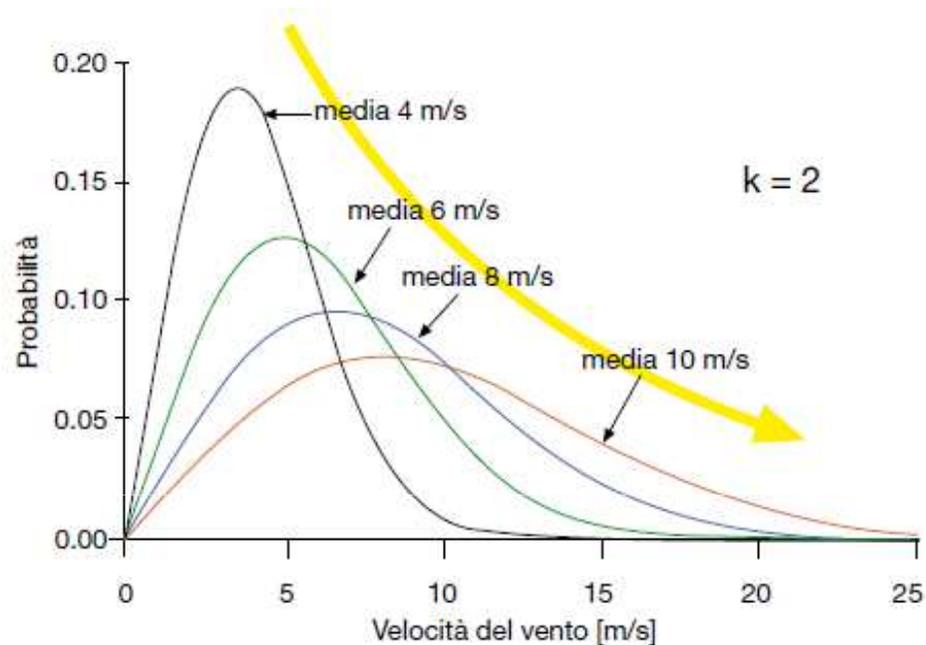
con k (fattore di forma, tipicamente ≈ 2) e c (fattore di scala, prossimo alla velocità media) costanti, da ricavare mediante rilievi anemometrici e/o con l'aiuto di atlanti eolici e valori di k reperiti in letteratura per la morfologia del terreno in esame



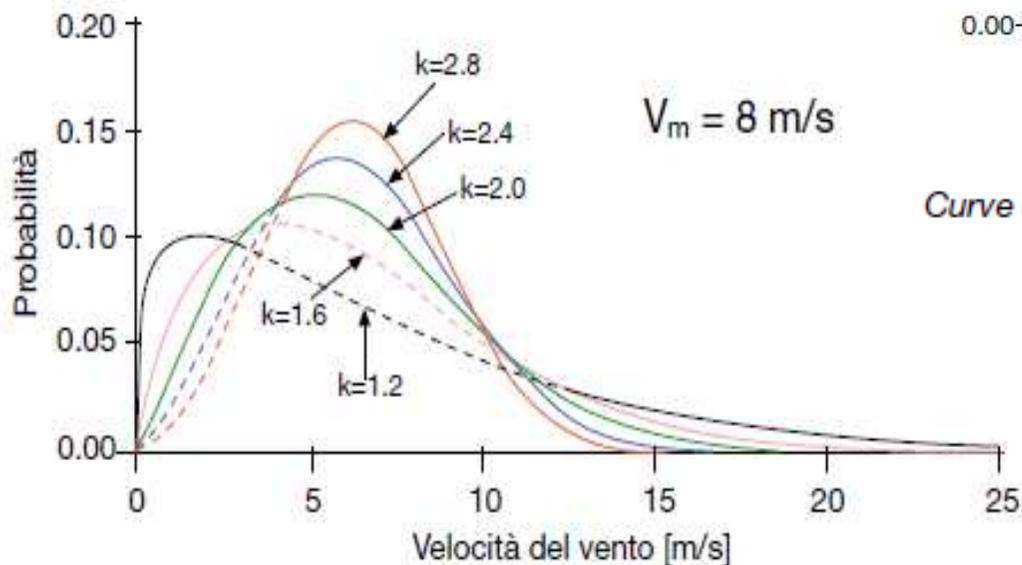
Disponibilità del vento e calcolo della producibilità elettrica

Valori tipici di k

Fattore di forma k	Morfologia del terreno	Tipologia del vento
1.2-1.7	Siti montani	Molto variabile
1.8-2.5	Grandi pianure - Colline	Variabile
2.5-3.0	Aperte campagne	Abbastanza regolare
3.1-3.5	Zone costiere	Regolare
3.5-4.0	Isole	Molto regolare



Curve di Weibull con diversi valori di velocità media del vento



Curve di Weibull con diversi valori di k

Disponibilità del vento e calcolo della producibilità elettrica

- ✓ N.B.: la velocità del vento non è un buon parametro per calcolare la producibilità, in quanto **ad uno stesso valore di velocità media possono corrispondere distribuzioni significativamente diverse**, con potenze di picco e producibilità anch'esse molto diverse, ad esempio:
- supponiamo di voler installare una turbina eolica con diametro del rotore di 90 m e con un coefficiente $C_p=0,43$; sia, inoltre, $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$;
 - consideriamo due ipotesi:
 - **caso 1**: 10 giorni di vento continuo alla velocità di 5 m/s (velocità media: 5 m/s)
 - **caso 2**: 10 giorni, di cui 5 giorni di vento continuo alla velocità di 10 m/s e 5 giorni senza vento (velocità media: 5 m/s)



• caso 1

$$P_e = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot v^3 = \frac{1}{2} \cdot 0,43 \cdot 1,225 \cdot \frac{\pi \cdot 90^2}{4} \cdot 5^3 = 209 \text{ kW}$$

$$E_e = P_e \cdot t = 209 \cdot 24 \cdot 10 = 50 \text{ MWh}$$

• caso 2

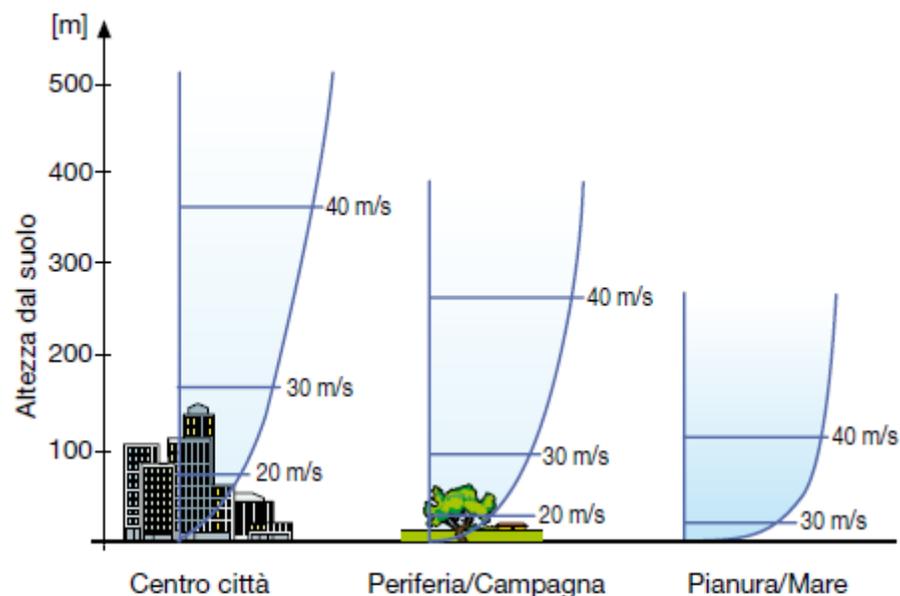
$$P_e = \frac{1}{2} \cdot C_p \cdot \rho \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot v^3 = \frac{1}{2} \cdot 0,43 \cdot 1,225 \cdot \frac{\pi \cdot 90^2}{4} \cdot 10^3 = 1700 \text{ kW}$$

$$E_e = P_e \cdot t = 1700 \cdot 24 \cdot 5 = 201 \text{ MWh}$$

...la stessa turbina produce 4 volte più energia elettrica in 5 giorni, nel caso 2, che in 10 giorni nel caso 1!

Disponibilità del vento e calcolo della producibilità elettrica

- ✓ Qualora si proceda a rilievi anemometrici, si deve anche considerare la dipendenza della velocità del vento dall'**altezza** rispetto al suolo.



- ✓ Per determinare il profilo di velocità del vento in funzione della quota, in prima approssimazione:

$$V_i = V_0 \cdot \left(\frac{z_i}{z_0} \right)^\alpha$$

Coefficiente α	Descrizione
0.09	Mare calmo
0.12	Aree agricole aperte con presenza limitata di ostacoli bassi
0.16	Aree agricole aperte con presenza limitata di ostacoli di media altezza (6-8)m
0.20	Aree agricole con presenza di numerosi ostacoli di media altezza (6-8)m
0.30	Zone urbane, boschi

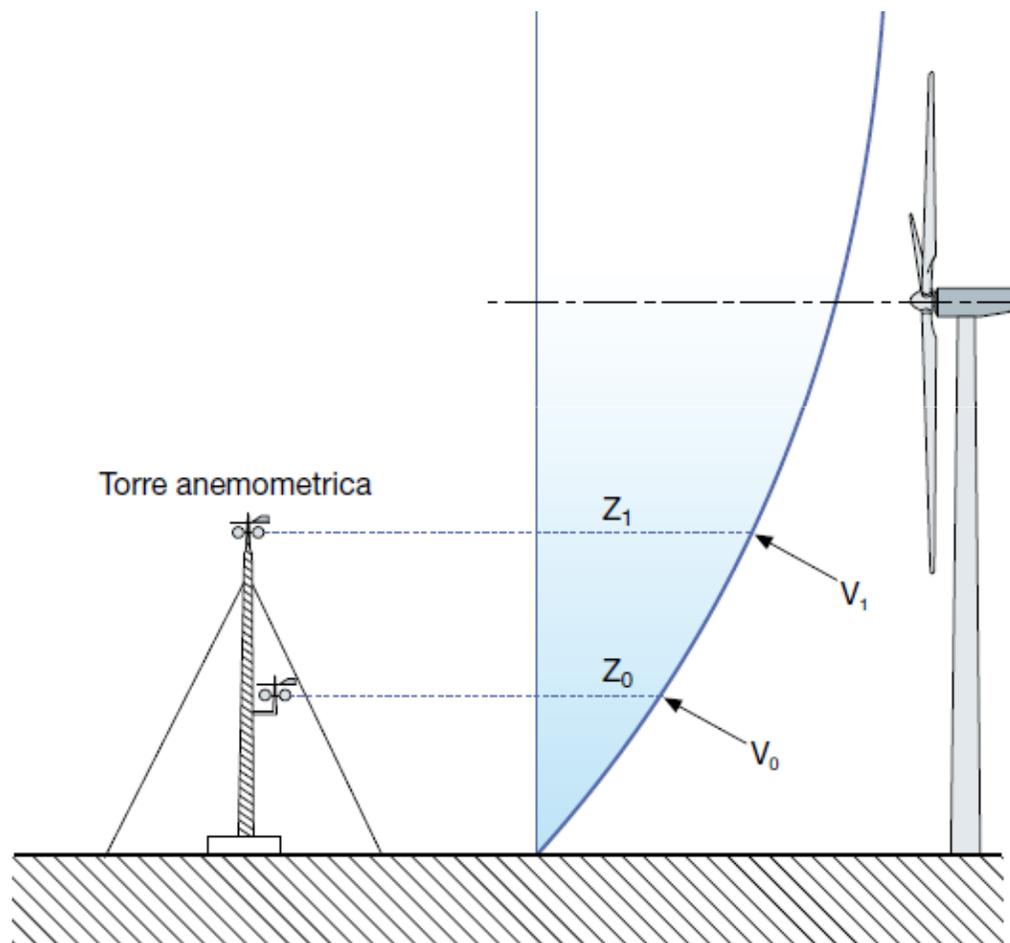
Disponibilità del vento e calcolo della producibilità elettrica

- ✓ Qualora si disponga di rilievi anemometrici v_1 e v_0 per due diverse quote z_1 e z_0 , si può ricavare il coefficiente α per il sito d'installazione in questione invertendo la relazione:

$$v_i = v_0 \cdot \left(\frac{z_i}{z_0} \right)^\alpha$$



$$\alpha = \frac{\log\left(\frac{v_1}{v_0}\right)}{\log\left(\frac{z_1}{z_0}\right)}$$



Esempio di calcolo della producibilità elettrica

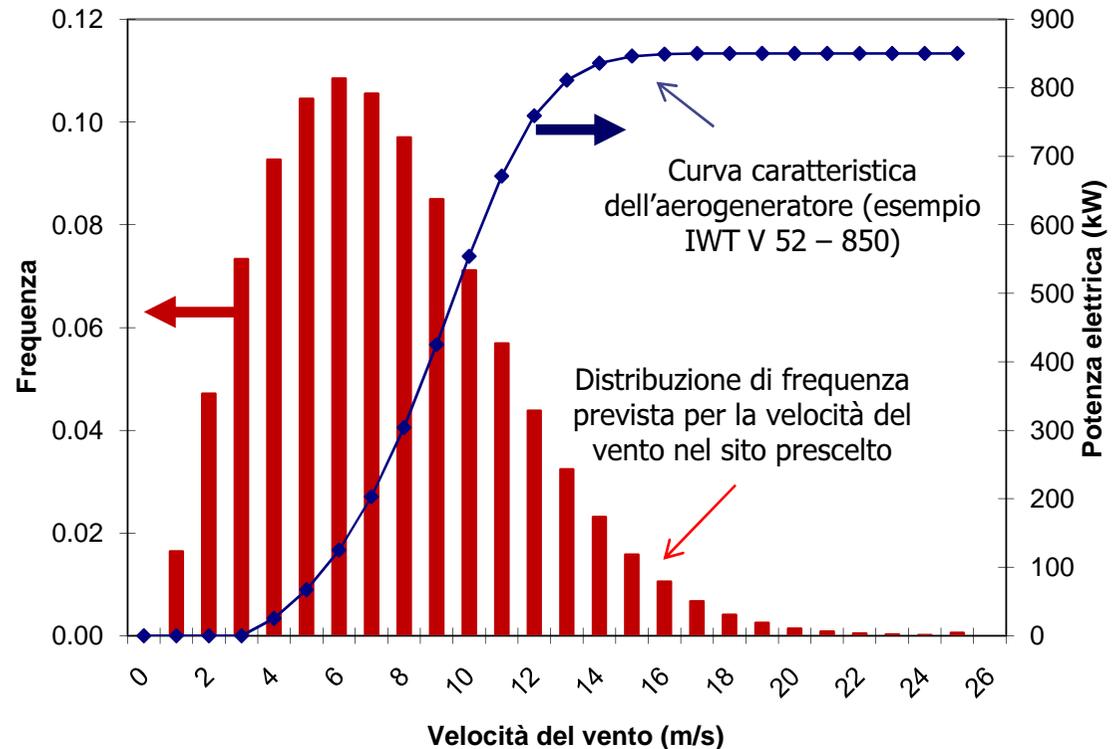
- ✓ Nota la distribuzione di frequenza delle velocità del vento, l'energia elettrica producibile può essere calcolata in base alla curva caratteristica del generatore eolico, moltiplicando, per ciascun possibile valore della velocità v_0 del vento, i corrispondenti valori di potenza elettrica e ore annue per le quali quella particolare velocità viene registrata nel sito di installazione, ovvero:

$$E_e = \sum f(v_0) \times P(v_0) \times 8760$$

dove:

- $P(v_0)$ è la potenza el. prodotta in corrispondenza della velocità w ;
- $f(v_0)$ è la frequenza con cui, nelle 8750 h dell'anno, si prevede che quella velocità si presenti effettivamente

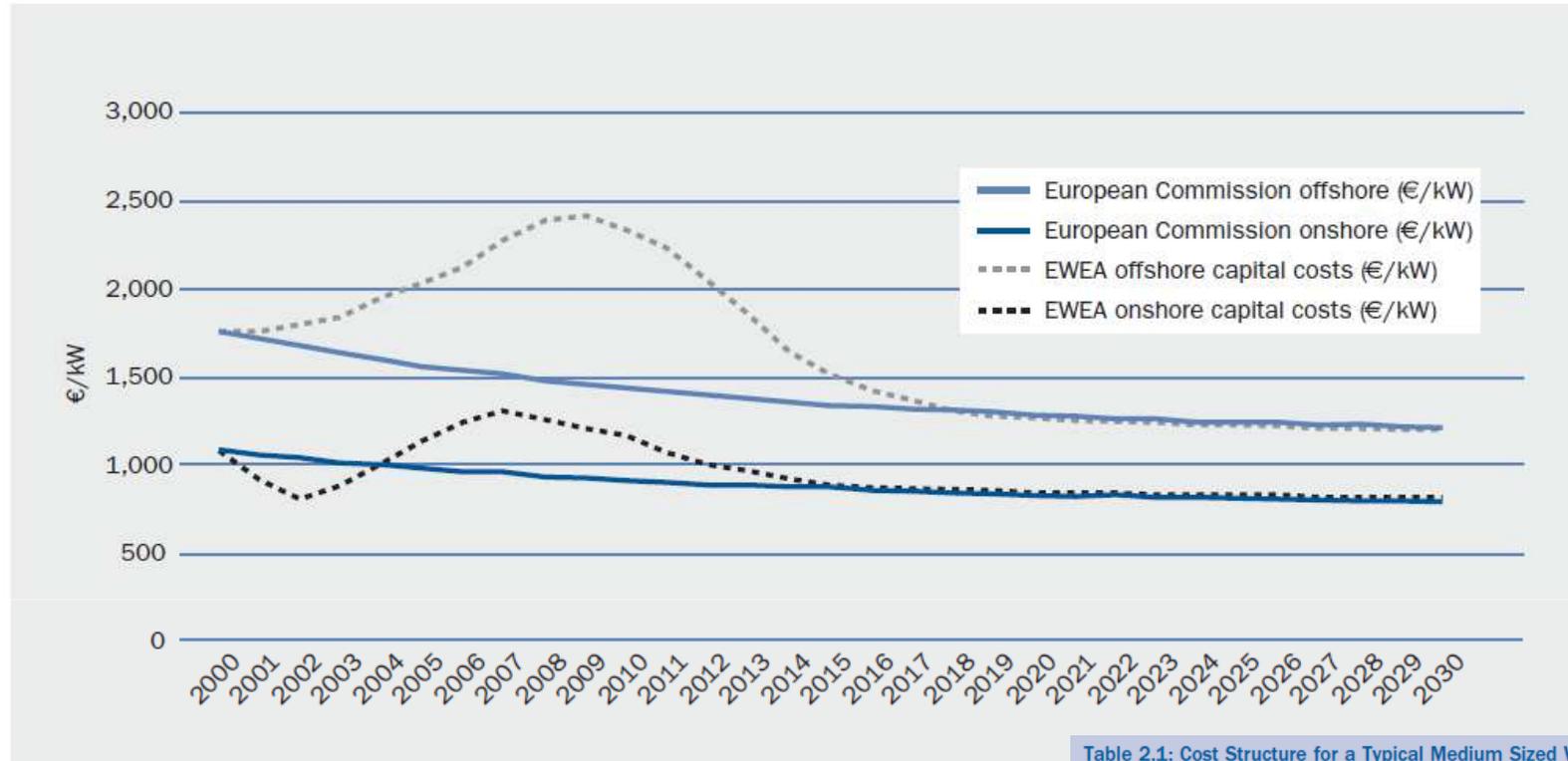
E' buona norma, nelle analisi economiche, ridurre la producibilità secondo un fattore di disponibilità K (85%-95%), per tener conto delle soste per manutenzione, impossibilità di collegamento alla rete, etc.; K varia tipicamente tra l'85% e il 95%



Nell'esempio, assumendo $K = 0,85 \Rightarrow E_e \approx 2.700 \times 0,85 = 2.300 \text{ MWh/anno} \Rightarrow$

$\Rightarrow H_{equiv.} = E_e / P_{e,max} \approx 2.700 \text{ h/anno}$ (valori tipici: 1.500-2.500 h/anno; per impianti off-shore si possono superare le 3.000 h/anno)

Aspetti economici: costi di installazione



- ✓ L'investimento, per impianti di media e grande potenza (> 1 MW) è tipicamente compreso tra 1.000 e 2.000 €/kW, diminuendo all'aumentare della taglia.
- ✓ Per impianti micro (< 200 kW) e mini-eolici (< 20 kW) il costo varia da 2.500 a 5.000 €/kW

Table 2.1: Cost Structure for a Typical Medium Sized Wind Turbine (850 kW - 1500 kW)

	Share of Total Cost %	Typical Share of Other Costs %
Turbine (ex works)	74-82	-
Foundation	1-6	20-25
Electric installation	1-9	10-15
Grid-connection	2-9	35-45
Consultancy	1-3	5-10
Land	1-3	5-10
Financial costs	1-5	5-10
Road construction	1-5	5-10

Based on data from Germany, Denmark, Spain and UK for 2001/02.

Aspetti economici: costo del kWh prodotto e ricavi

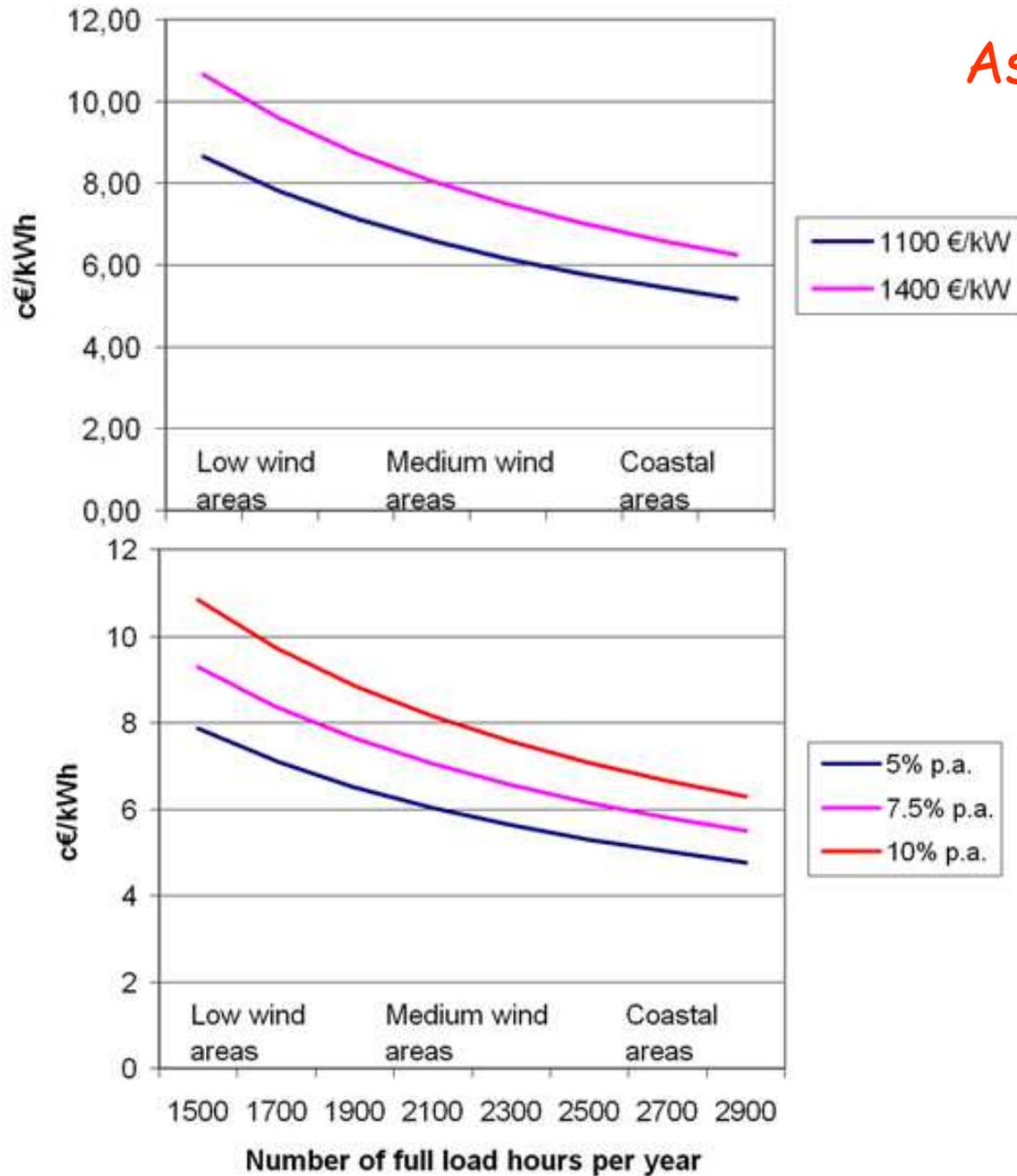
$$\text{Costo del kWh prodotto, } c_{ue} = \frac{I}{FA \times E_e} + \frac{M}{E_e} = \frac{I/P_e}{FA \times H_{eq}} + \frac{M/P_e}{H_{eq}} = \frac{I \times (1 + m)/P_e}{FA \times H_{eq}}$$

$$\text{Ricavi} = E_{e,\text{autocons.}} \times c_{ue,\text{acquisto}} + E_{e,\text{ecced.}} \times p_{ue,\text{cessione}} + AG$$

- ✓ I/A_r = Investimento complessivo, per unità di area spazzata dal rotore $\approx 400 \div 600$ €/m²
 $\Rightarrow I/P_e \approx 1.000 \div 1.500$ €/kW (per impianti off-shore, $1.500 \div 2.000$ €/kW)
- ✓ M = oneri annui di manutenzione $\Rightarrow m \approx 2 \div 3\%$ dell'investimento iniziale I
- ✓ AG = agevolazioni sull'energia prodotta (certificati verdi, conto energia, ...)
- ✓ Ad esempio, per $I/P_e = 1.500$ €/kW, $m = 3\%$, $FA = 12,5$ anni ($N = 20$ anni, $\alpha = 5\%$),
 $H_{eq} = 1.500 \div 2.000 \div 2.500$ h/anno $\Rightarrow C_{ue} = 0,048 \div 0,062 \div 0,082$ €/kWh

... il costo dell'energia prodotta dipende essenzialmente dalle ore equivalenti di utilizzo della potenza installata, e quindi, in prima approssimazione, e ipotizzando comunque che la distribuzione statistica delle velocità del vento non sia anomala, dalla velocità media del vento nel sito prescelto

Aspetti economici: costo del kWh prodotto



Aspetti economici: redditività dell'investimento

- ✓ Ad esempio, facendo riferimento all'esempio numerico sviluppato in precedenza, (turbina IWT da 850 kW, 2.300 MWh/anno di produzione) e assumendo:
 - investimento = 1.500 €/kWe => costo complessivo 1.275.000 €
 - ricavi da cessione a terzi dell'E.E. prodotta = 70 €/MWh => 161.000 €/anno
 - manutenzione annua = 3% dell'investimento => 38.000 €/anno (≈ 17 €/MWh)



$$\text{Pay-back} \approx 1.275 / (161 - 38) \approx 10 \text{ anni}$$



- ✓ Per ottenere un Pay-back non superiore, ad esempio, a 5 anni :
ricavo min. per MWh = (Investimento / Pay-back minimo) / Ee prodotta \approx
 $\approx 1.275.000 / 5 / 2.300 = 111$ €/MWh,
ovvero, considerando anche l'incidenza della manutenzione => $111 + 17 = 128$ €/MWh

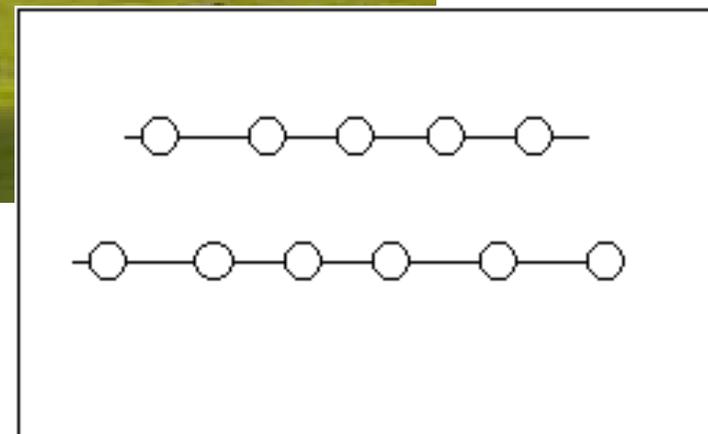


- ✓ Poiché $60 \div 70$ €/MWh si ottengono dalla vendita dell'Ee prodotta, è necessario un incentivo di almeno ulteriori $60 \div 70$ €/MWh.....

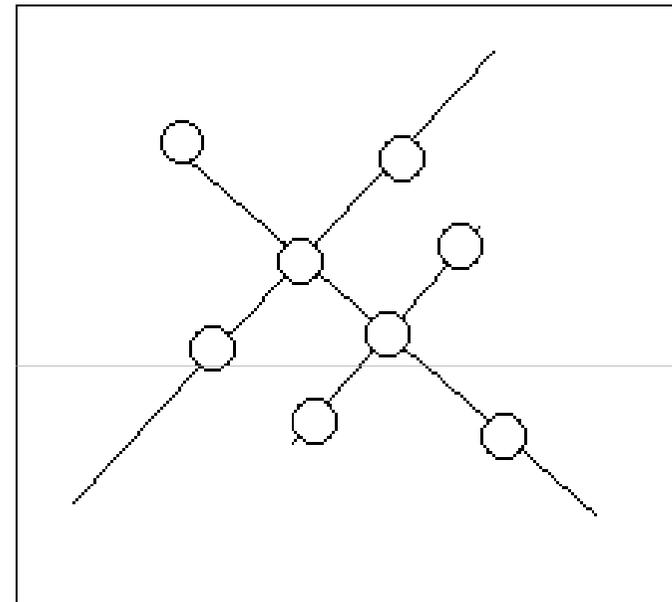
Disposizione Aerogeneratori e superficie occupata

- ✓ Il primo criterio da adottare nella selezione di un parco eolico è che la superficie del terreno sia **priva di elementi che possano ostacolare il flusso del vento** (alberi, case, ostruzioni, etc), in quanto in presenza di questi elementi bisognerebbe incrementare notevolmente l'altezza della torre per evitare tale interferenza
- ✓ Nella progettazione di un campo eolico è importante verificare che non vi sia **interferenza fra i vari aerogeneratori** che lo compongono
- ✓ A questo scopo, è necessario che i vari aerogeneratori siano sufficientemente distanziati fra loro. Generalmente, la distanza reciproca fra due aerogeneratori è circa **5-10 volte il diametro dell'aerogeneratore**
- ✓ La **disposizione** più comune degli aerogeneratori è quella **lineare**, ma sono anche presenti quelle **planari** o **lineare a tratti raccordati**
- ✓ Generalmente, la disposizione va studiata per **limitare l'impatto visivo** sul territorio, vanno ad esempio evitati i **parchi eolici cosiddetti "a selva"**
- ✓ Nel caso di installazioni su alture è sempre preferibile **l'installazione sui crinali delle montagne/colline** per limitare gli effetti di strato limite-> maggiore velocità del vento media
- ✓ Anche se un campo eolico può occupare superfici molto vaste, **l'occupazione effettiva del territorio è modesta** ed è dovuta principalmente allo spazio in pianta occupato dalla torre: per questo motivo lo spazio sottostante può essere comunque utilizzato per **applicazioni agricole e/o per pastorizia**

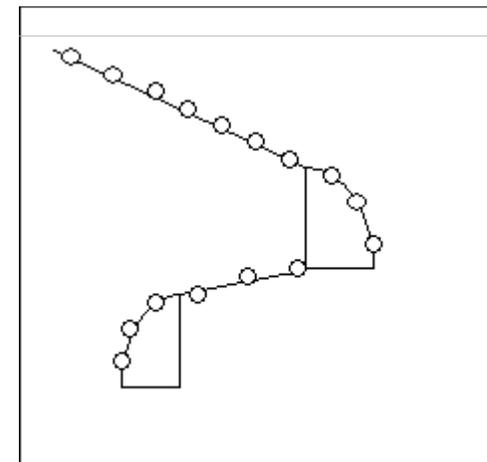
Disposizione in linea



Disposizione planare



Disposizione con linea portante a tratti raccordati



Disposizione su alture



Effetto Selva



Requisiti per l'installazione di un parco eolico

- ✓ Studio Anemologico
- ✓ Progetto definitivo
- ✓ Modalità allaccio alla rete elettrica
- ✓ Nulla osta paesaggistico
- ✓ Nulla osta forze armate
- ✓ Progetto di dismissione dell'impianto
- ✓ **Valutazione di Impatto Ambientale** che considera:
 - ✓ Impatto sul territorio
 - ✓ Impatto sulla flora
 - ✓ Impatto sulla fauna (studio migrazione avifauna, direzione vento dominante)
 - ✓ Rumore
 - ✓ Rischio incidenti
 - ✓ Impatto percettivo
 - ✓ Impatto sul patrimonio naturale

Elementi di incompatibilità per l'installazione di un parco eolico

- ✓ Aree nidificazione e caccia di alcuni uccelli e/o aree utilizzate dall'avifauna
- ✓ Parchi Nazionali e regionali, riserve ed oasi WWF
- ✓ Rete viaria e ferroviaria
- ✓ Aree con alberi ad alto fusto
- ✓ Aree archeologiche
- ✓ Aree vincolate e/o di particolare interesse turistico
- ✓ Aree urbane
- ✓ Eccessiva distanza dalla rete elettrica
- ✓ Mancanza di viabilità per l'accesso al sito
- ✓ Presenza di unità abitative
- ✓ Aree a rischio sismico o idrogeologico
- ✓ Aree in forte pendenza ($> 45\%$)

Criteri di buona pratica per l'installazione di un parco eolico

- ✓ Evitare disposizione a **selva**
- ✓ Preferire **disposizioni in linea** con un **numero massimo di aerogeneratori per linea pari a 10**; **distanza fra i gruppi di aerogeneratori > 1.5 km**
- ✓ Disporre gli aerogeneratori posti nello **stesso allineamento** ad una **distanza non inferiore a 5 diametri**, o comunque ad almeno 300 m;
- ✓ Disporre gli aerogeneratori posti in **allineamenti contigui** ad una **distanza non inferiore a 10 diametri**, o comunque ad almeno 600 m;
- ✓ **Preferire torri tubolari** a quelle a traliccio
- ✓ Prevedere **velocità di rotazione non elevate (< 33 RPM)**
- ✓ Prevedere **linee elettriche interrato** per limitare l'impatto visivo
- ✓ Verificare la **stabilità del terreno** del sito
- ✓ Alla rimozione dell'impianto, **ripristinare lo stato dei luoghi**, rimuovendo anche i plinti di fondazione degli aerogeneratori

Linee Guida Regione Campania

Il Settore Regionale Sviluppo e Promozione delle Attività Industriali Fonti Energetiche, entro trenta giorni dalla ricezione della documentazione, d'intesa con la Provincia/e e con il Comune/i interessati, effettua l'istruttoria tecnica sulla base dei criteri di qualità di cui al successivo art. 3 e degli elementi di carattere ambientali e territoriali di seguito indicati:

- a) **destinazione urbanistica e livello di infrastrutturazione** dell'area del sito e di quelle adiacenti;
- b) **disponibilità preliminare dell'Ente** Locale, interessato territorialmente, alla installazione dell'impianto;
- c) **programmazione** locale in materia di attività produttive e di **produzione di energia**;
- d) vincoli di tutela degli **aspetti idrogeologici, paesaggistici, archeologici, sismici e di sicurezza al volo**;
- e) ottimizzazione delle opere connesse, in particolare del **collegamento alla rete elettrica**;
- f) mitigazione dell'**impatto visivo ed acustico**;
- g) **interferenze con le radiotelecomunicazioni**.

Linee Guida Regione Campania

1. Vanno sottoposti a procedura di verifica i progetti di nuovi campi eolici, per una **potenza totale non superiore a 15 MWe**, con numero **massimo di 20 aerogeneratori**, che rispettano i requisiti ed i criteri di cui al presente articolo.
2. Ogni aerogeneratore deve rispettare **una distanza, con un minimo 500 metri dalla più vicina unità abitativa**, regolarmente censita nel catasto terreni o edilizio urbano, tale da soddisfare il DPCM 01/03/91 e s.m. ed i., nonché la L. 447/95.
3. La progettazione preveda **studi di mitigazione dell'impatto visivo** per indirizzare la scelta sia sul tipo di struttura a sostegno degli aerogeneratori che sulle **colorazioni** da adottare.
4. Le **linee di allacciamento** alla rete di distribuzione sono realizzate in **cavo interrato**, con rispetto del valore limite di esposizione al campo magnetico di 0.2 mT.

Impianti eolici: quadro riassuntivo

Vantaggi:

- ✓ **tecnologia matura e competitiva** (sia per applicazioni grid-connected che per stand-alone, possibile fino a 50÷100 kW);
- ✓ **totale assenza di emissioni nocive** (verso aria, acqua, suolo).

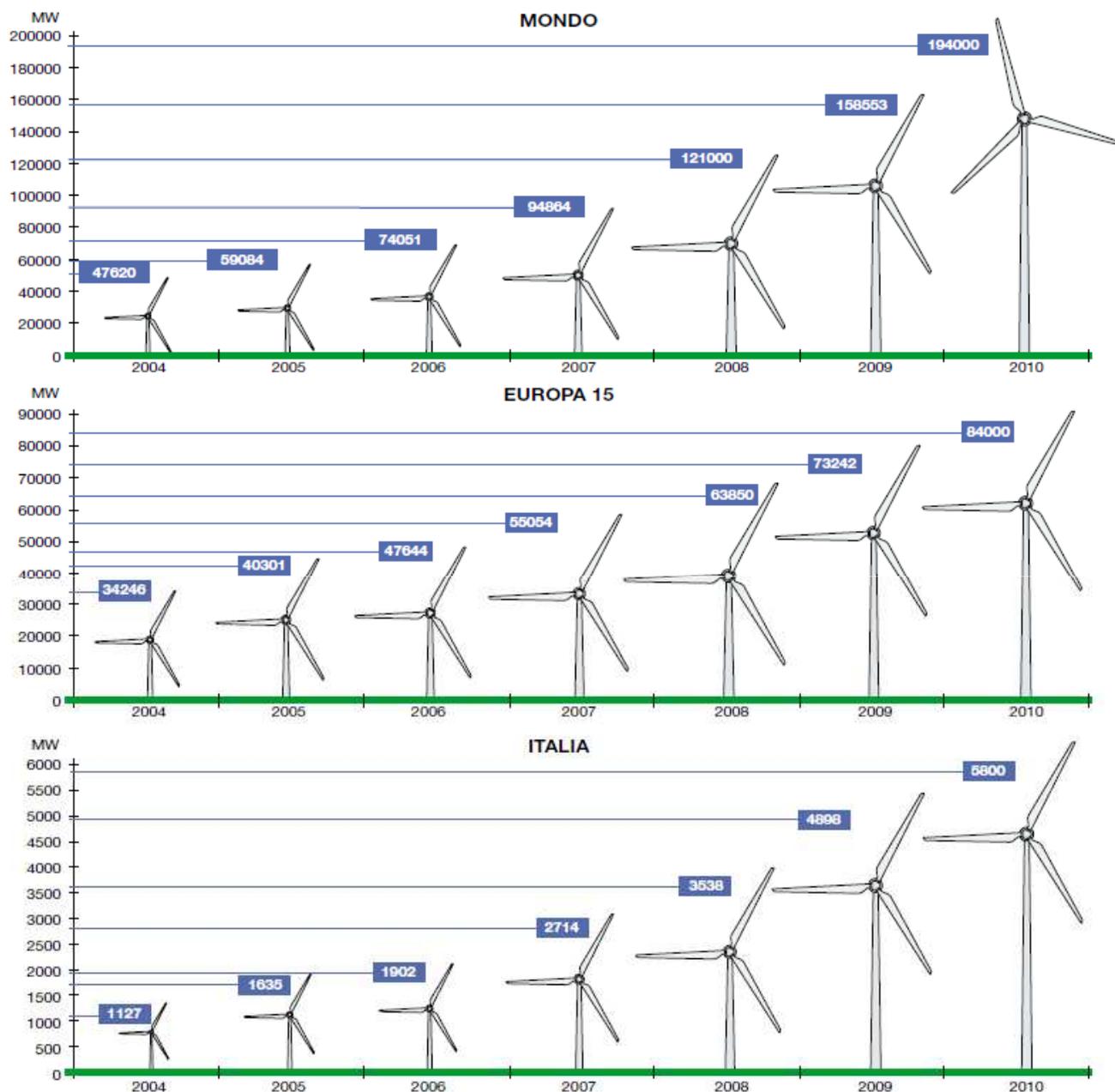
Inconvenienti:

- ✓ impatto **paesaggistico** (*per impianti e parchi eolici di grandi dimensioni*);
- ✓ impatto **acustico** (*per grandi turbine, installazione ad almeno 500 m da luoghi abitati*);
- ✓ occupazione di **suolo** (*densità di potenza $\approx 10 \text{ W/m}^2$, minore di quella del FV: in realtà, l'occupazione effettiva è inferiore...*);
- ✓ **interferenze elettromagnetiche**, disturbo **all'avifauna** ... (*in realtà molto modesti*).

Possibili prospettive per la mitigazione degli impatti ambientali:

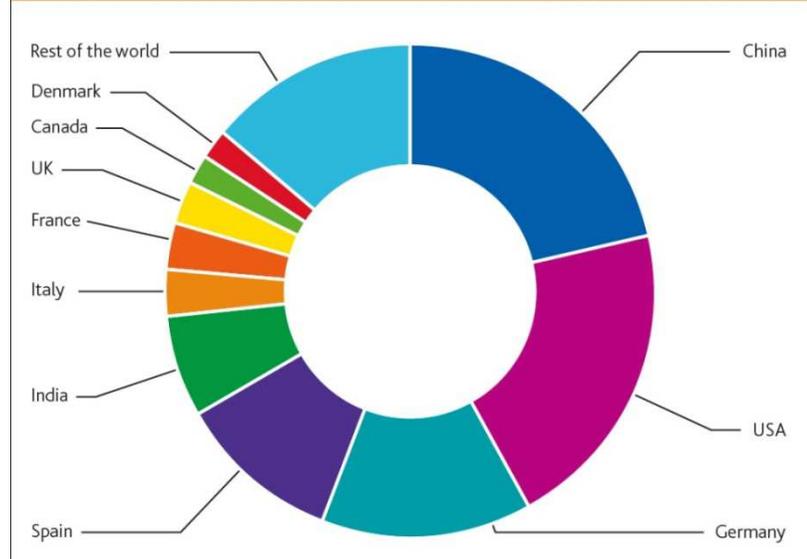
- ✓ impianti **off-shore** (ma per l'Italia la producibilità limitata, per l'Italia);
- ✓ diffusione del **mini e micro-eolico**.

Evoluzione delle potenze installate



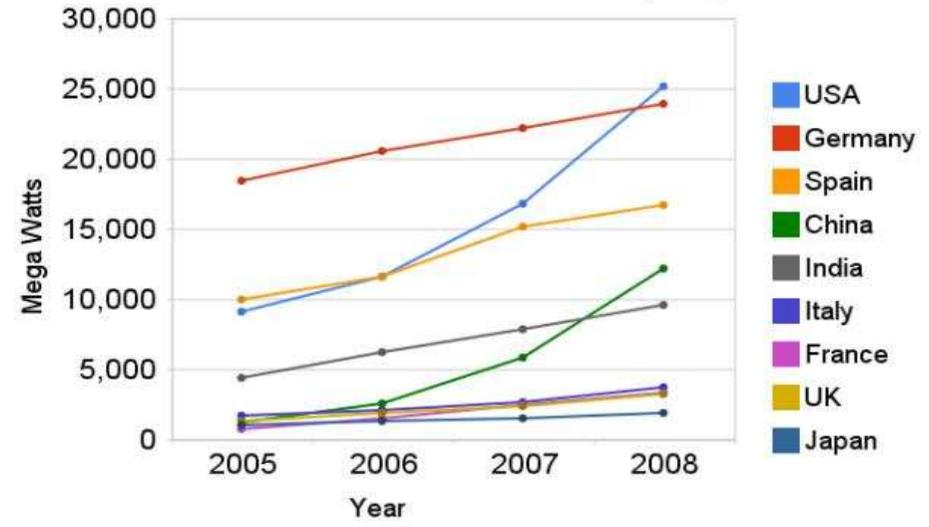
Impianti eolici: prospettive

TOP 10 CUMULATIVE CAPACITY DEC 2010

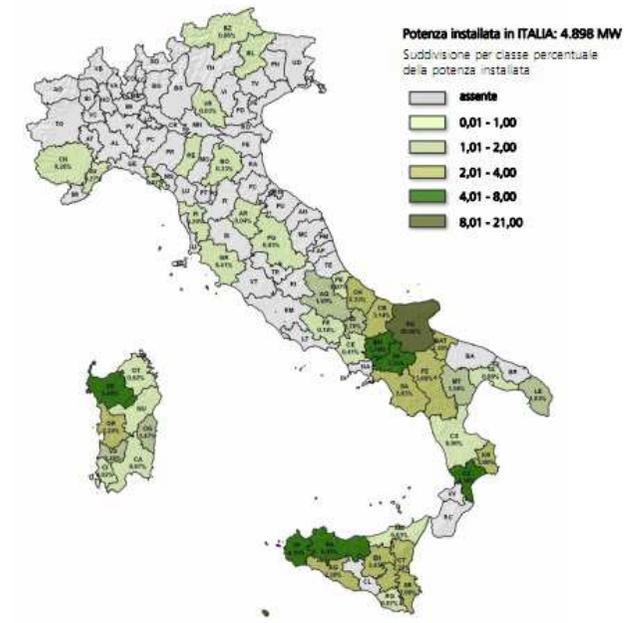


Country	MW	%
China	42,287	21.8
USA	40,180	20.7
Germany	27,214	14.0
Spain	20,676	10.6
India	13,065	6.7
Italy	5,797	3.0
France	5,660	2.9
UK	5,204	2.7
Canada	4,009	2.1
Denmark	3,752	1.9
Rest of the world	26,546	13.7
Total TOP 10	167,844	86.3
World Total	194,390	100

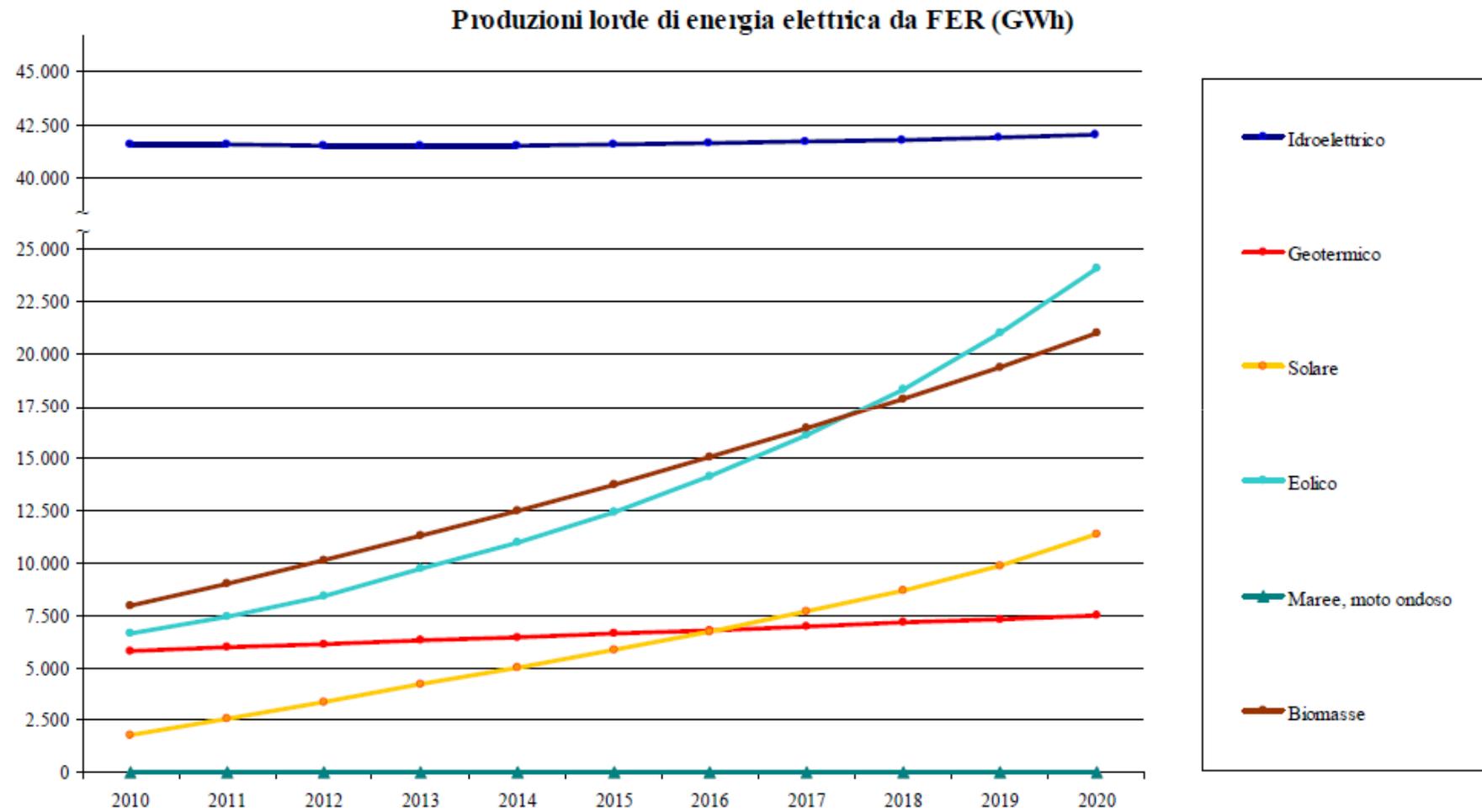
Global Installed Wind Capacity



Distribuzione provinciale % della potenza a fine 2009



Impianti eolici: prospettive



Impianti eolici: prospettive



Impianto off-shore di Hornsrev (Jutland, Danimarca):
80 turbine da 2 MW ciascuna, produzione di 600 GWh/anno
(velocità media ≈ 10 m/s, $H_{eq} \approx 3.750$ h/anno)

Alcuni riferimenti bibliografici

- ✓ Bartolazzi A. Le energie rinnovabili, Hoepli, 2006
- ✓ Caffarelli et al. Sistemi eolici: progettazione e valutazione economica. Maggioli ed.
- ✓ ABB – Quaderni di applicazione tecnica n. 13 – Energia eolica. www.abb.com
- ✓ Kreith and Goswami (ed.). Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy, CRC Press.

