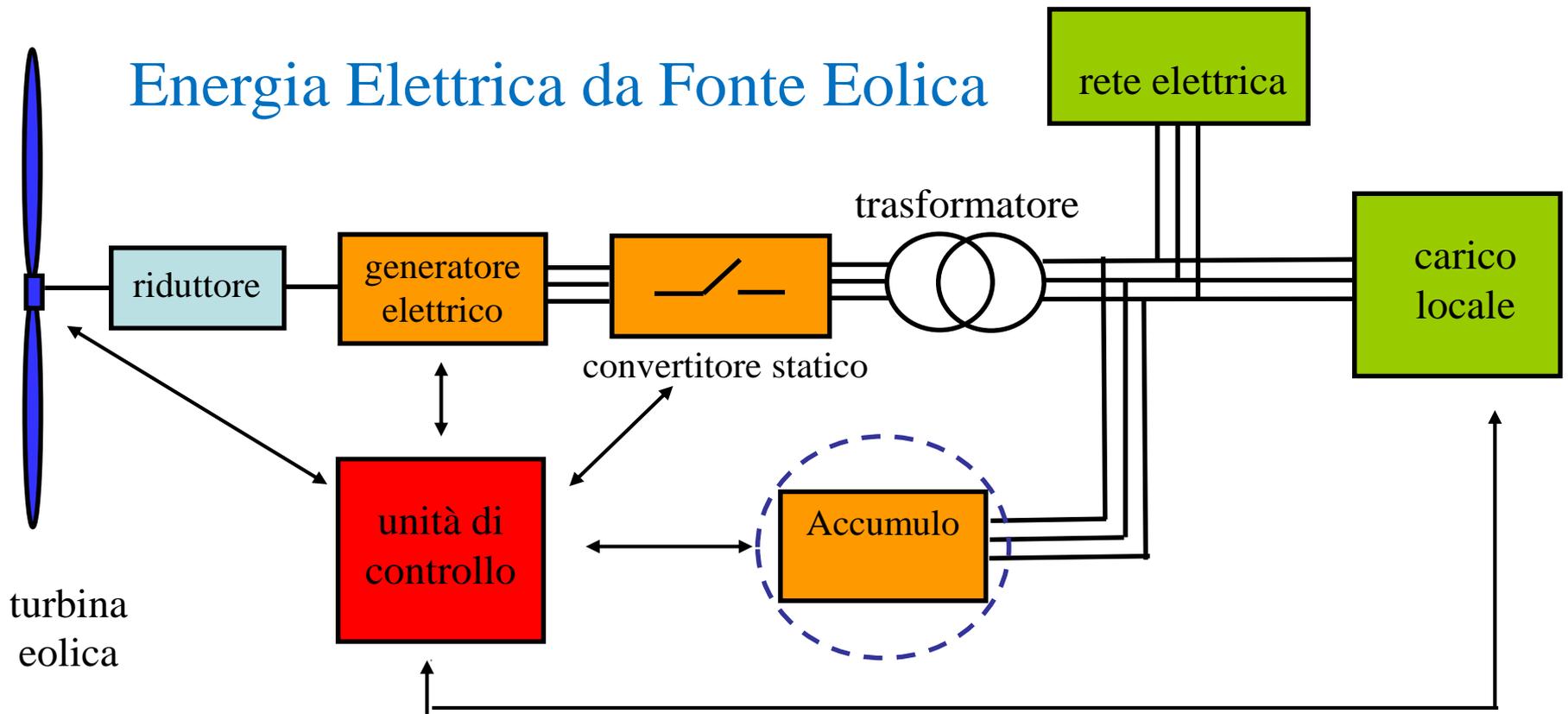


Energia Elettrica da Fonte Eolica



Un generatore eolico è costituito da una turbina, che trasforma l'energia cinetica del vento in energia meccanica di rotazione, e da un generatore elettrico che riceve la potenza meccanica di rotazione dalla turbina e la trasforma in energia elettrica; se la velocità di rotazione del rotore del generatore è diversa da quella della turbina, è presente un riduttore di giri.

L'energia elettrica prodotta può essere erogata alla rete elettrica e/o ad un carico locale; per ottimizzare il rendimento del sistema, nel collegamento elettrico tra generatore e carico può essere presente un convertitore. Può inoltre essere presente un sistema di accumulo per rendere controllabile la potenza erogata, indipendentemente dalle variazioni di velocità del vento.

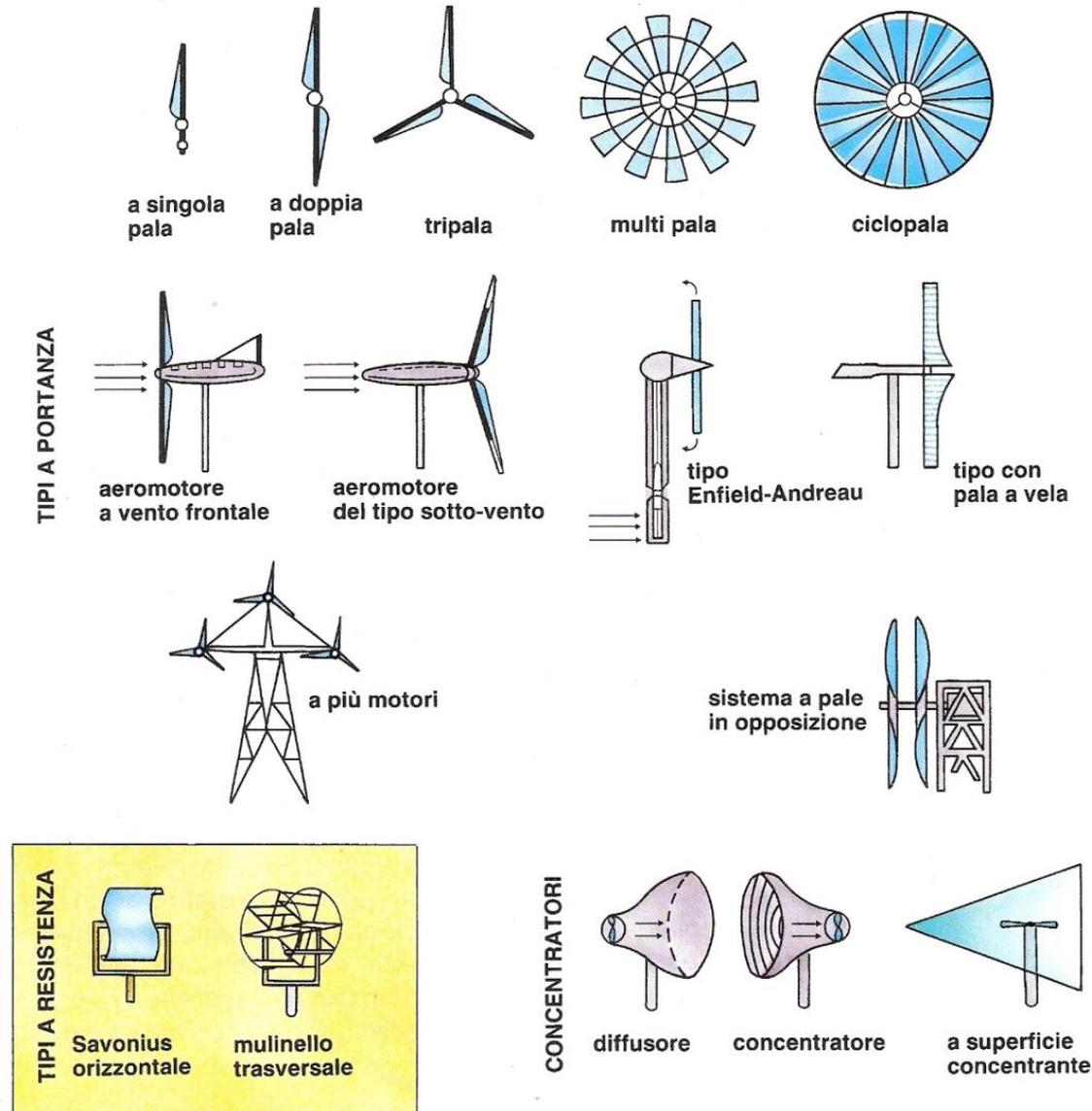
Il sistema di controllo agisce su alcune variabili meccaniche della turbina ed elettriche del generatore eolico per garantire il funzionamento sicuro ed efficiente del generatore eolico.

Tipi di turbine -1

Una prima classificazione delle turbine eoliche può essere fatta considerando l'orientazione dell'asse di rotazione:

- Turbine ad asse orizzontale (parallelo alla direzione del vento)
- Turbine ad asse verticale (perpendicolare alla direzione del vento)

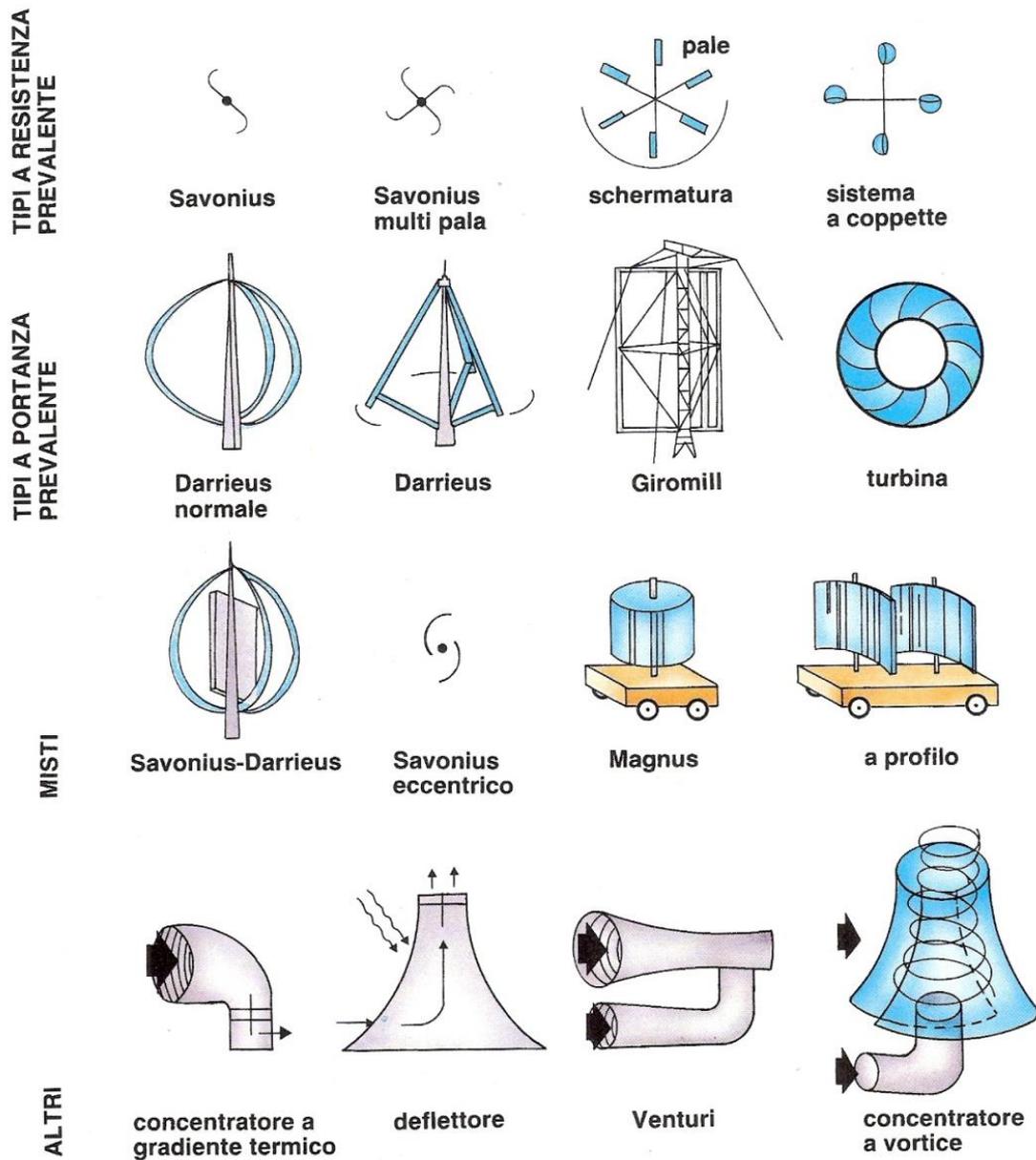
Per ciascuna tipologia di turbina è possibile sfruttare l'attrito del vento sulle pale della turbina oppure la portanza esercitata dal vento sulle pale.



Turbine ad asse orizzontale. (Fonte: ENEL, I quaderni dell'energia N. 17, «Come nasce l'energia eolica»)

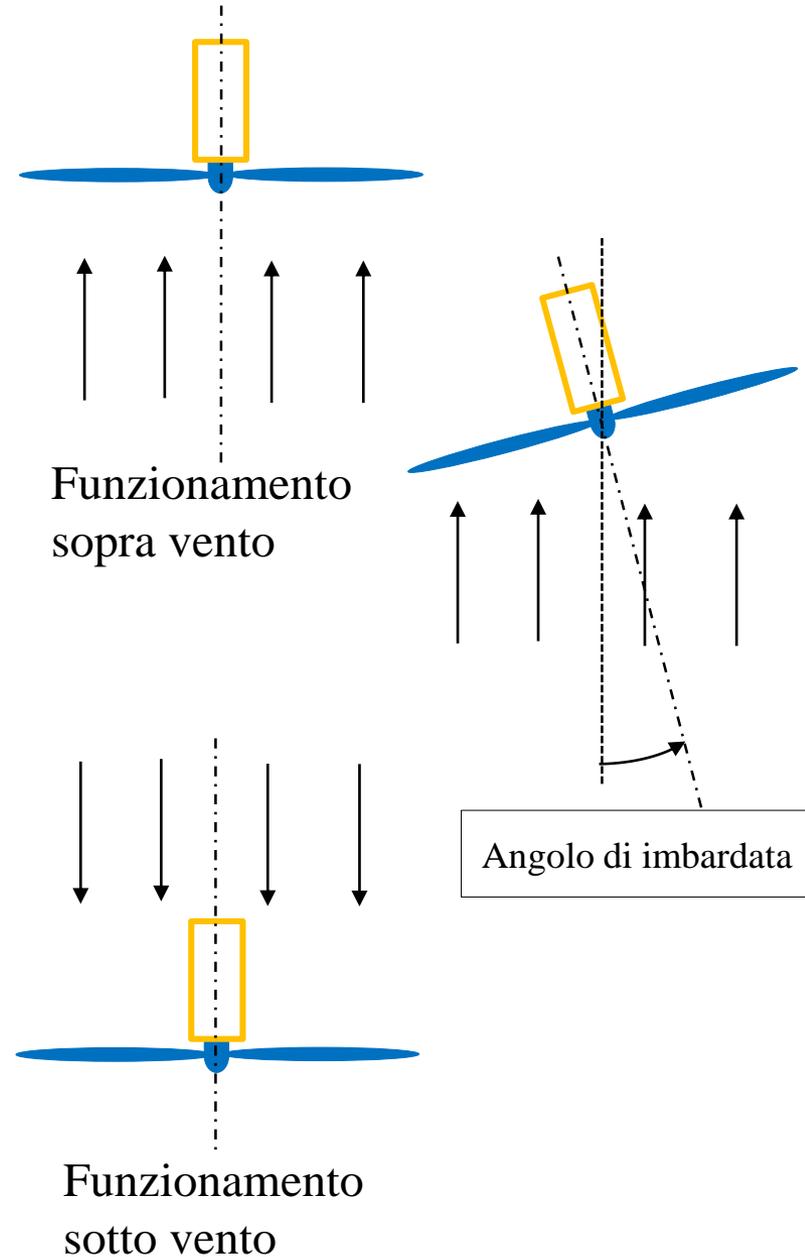
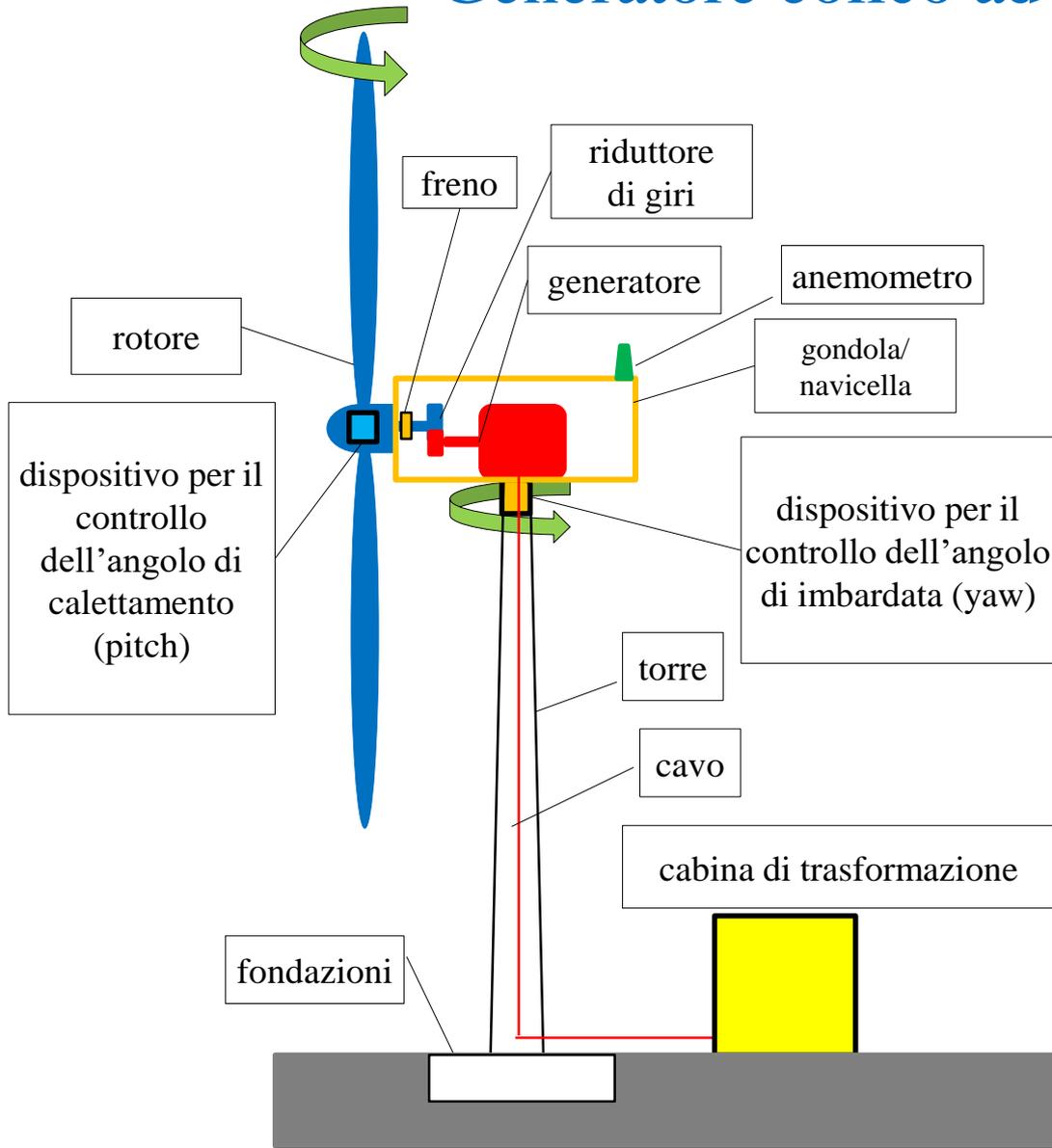
Tipi di turbine -2

- Le prestazioni delle turbine ad asse orizzontale dipendono dalla orientazione dell'asse della turbina rispetto alla direzione del vento
- Le prestazioni delle turbine ad asse verticale non dipendono dalla direzione del vento, che si suppone essere sempre orizzontale.
- Per la produzione di energia elettrica in centrali eoliche viene utilizzata generalmente una turbina ad asse orizzontale con tre pale
- Le turbine ad asse verticale vengono utilizzate per la produzione di energia elettrica distribuita.



Turbine ad asse verticale. (Fonte: ENEL, I quaderni dell'energia N. 17, «Come nasce l'energia eolica»)

Generatore eolico ad asse orizzontale -1



Parti principali di un generatore eolico ad asse orizzontale

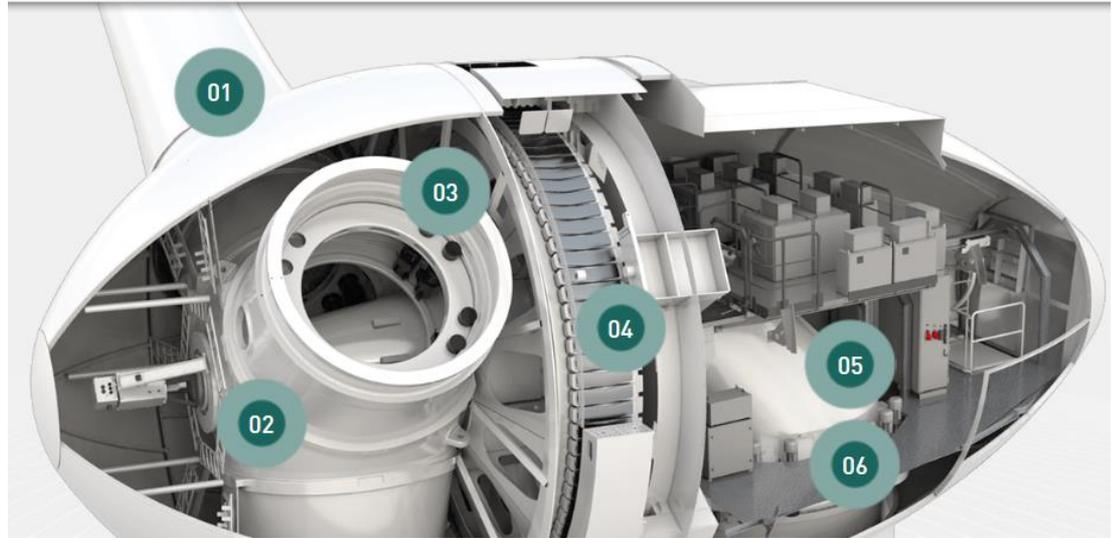
Generatore eolico ad asse orizzontale -2

- E' possibile realizzare l'accoppiamento diretto del rotore con il generatore eliminando il riduttore di giri (direct drive technology)



Turbina ENERCON E-126-EP4

<https://www.enercon.de/en/products/ep-4/e-126-ep4/>



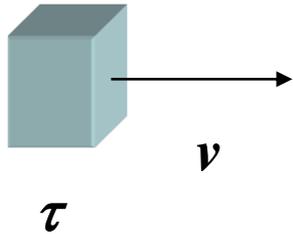
1. rotor blade, 2. rotor hub, 3. pitch system,
4. annular generator, 5. main carrier, 6. yaw drive

Turbina Siemens SWT 6.0

<http://www.siemensgamesa.com/en-int/products-and-services/offshore/wind-turbine-swt-6-0-154>

Principi Fisici - 1

W_τ = energia cinetica di un elemento di fluido in moto [J]



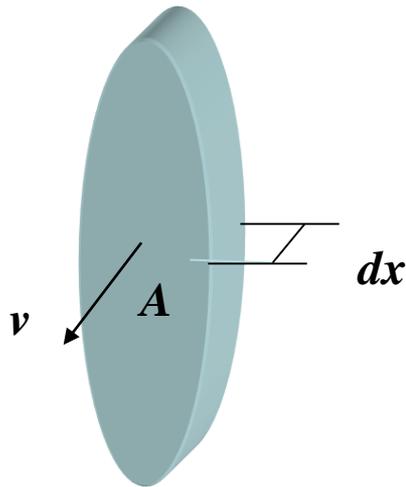
$$W_\tau = \frac{1}{2} \rho \tau v^2$$

ρ = densità di massa [kg/m³],
 τ = volume dell'elemento di fluido [m³]

Q = portata in volume di un fluido attraverso una superficie [m³/s]

$$Q = Av$$

A = sezione della superficie [m²]
 v = componente della velocità del
fluido normale alla superficie [m/s],



W = potenza, legata alla energia cinetica,
trasportata da un fluido in moto attraverso una superficie [W]

$$W = Q \frac{1}{2} \rho v^2 = \frac{1}{2} \rho A v^3$$

**La potenza dipende dal cubo
della velocità**

$$\tau = A \Delta x = A v \Delta t$$

Principi Fisici - 2

Modello del disco attuatore

Distribuzione di velocità

- moto laminare
- fluido incomprimibile
- interazione nulla col fluido confinante

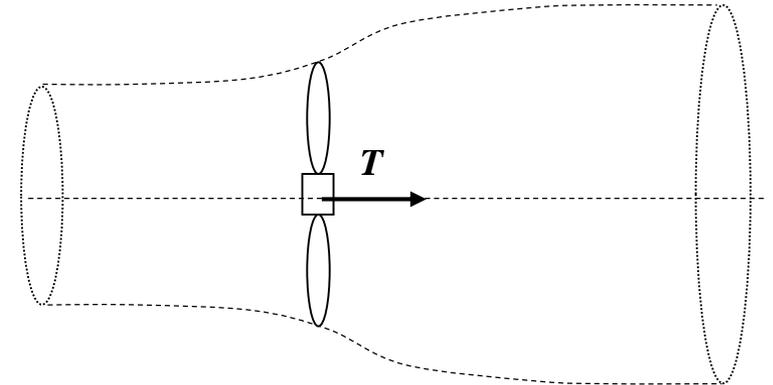
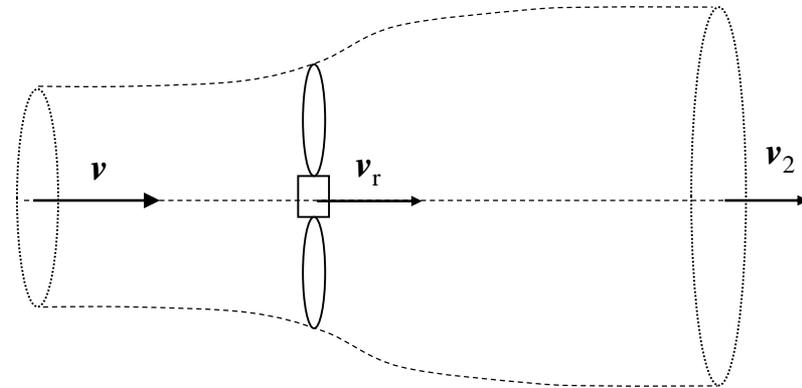
Interazione con il rotore

- In prossimità del rotore, supposto di spessore nullo si ha una discontinuità della pressione Δp

$T =$ Spinta esercitata dal vento sul rotore $= \Delta p A_r$

$T v_r =$ Potenza ceduta dal vento alla turbina $= P$

Bilancio di massa, quantità di moto, energia



$$Q = A v = A_r v_r = A_2 v_2$$

$$T = \rho v_r A_r (v - v_2)$$

$$P = \frac{1}{2} \rho v_r A_r (v^2 - v_2^2)$$

Principi Fisici - 3

Condizione di massima potenza estraibile (teorema di Betz)

$$T = \rho v_r A_r (v - v_2)$$

T = Spinta esercitata dal vento sul rotore

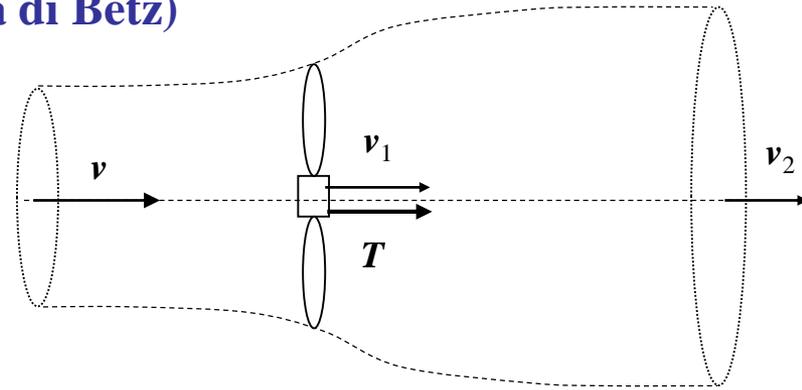
$$P = \rho A_r v_r \left(\frac{v^2 - v_2^2}{2} \right) \quad P = \text{potenza meccanica ceduta dal vento}$$

$$P = T v_r \quad \longrightarrow \quad v_r = \frac{v + v_2}{2}$$

$$P = \rho A_r \frac{v + v_2}{2} \left(\frac{v^2 - v_2^2}{2} \right)$$

$$\frac{dP}{dv_2} = 0 \quad \longrightarrow$$

$$v_2 = \frac{v}{3}, \quad v_r = \frac{2v}{3},$$
$$P_{max} = \frac{16}{27} \frac{\rho A_r v^3}{2}$$



Principi Fisici - 4

$$P_{max} = \frac{16 \rho A_r v^3}{27} \quad \text{Potenza massima estraibile}$$

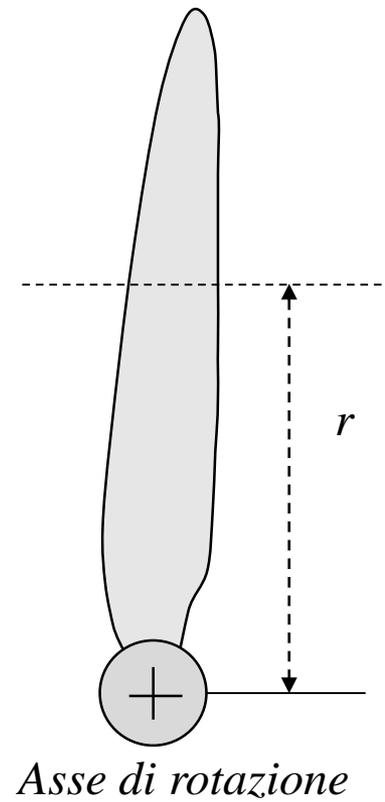
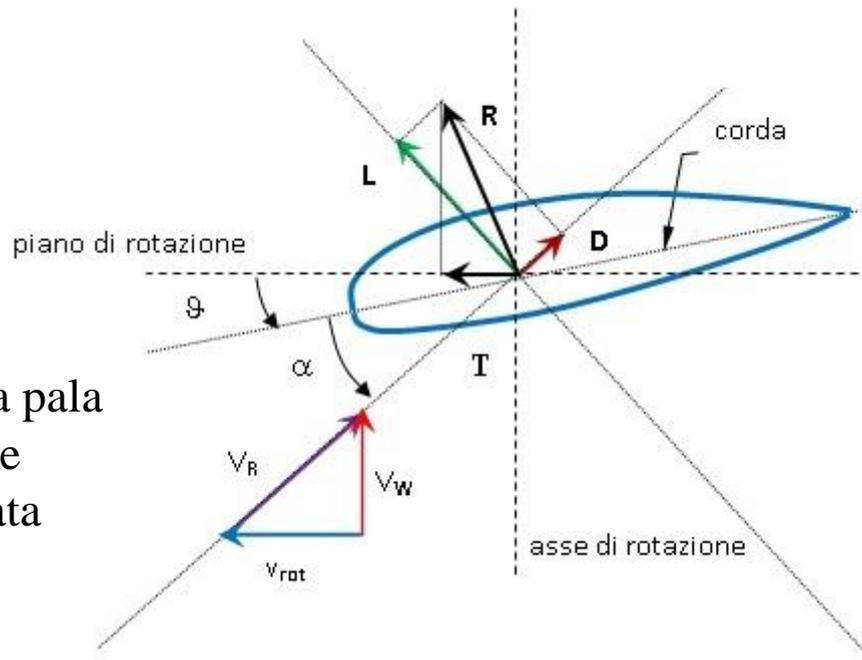
Coefficiente di potenza (prestazione)

$$C_p = \frac{\text{Potenza estratta}}{\text{Potenza disponibile}} = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho A_r v^3}$$

Valore massimo possibile del coefficiente di Potenza

$$C_{p,max} = \frac{16}{27} \quad (59.3 \%)$$

Prestazione delle turbine - 2

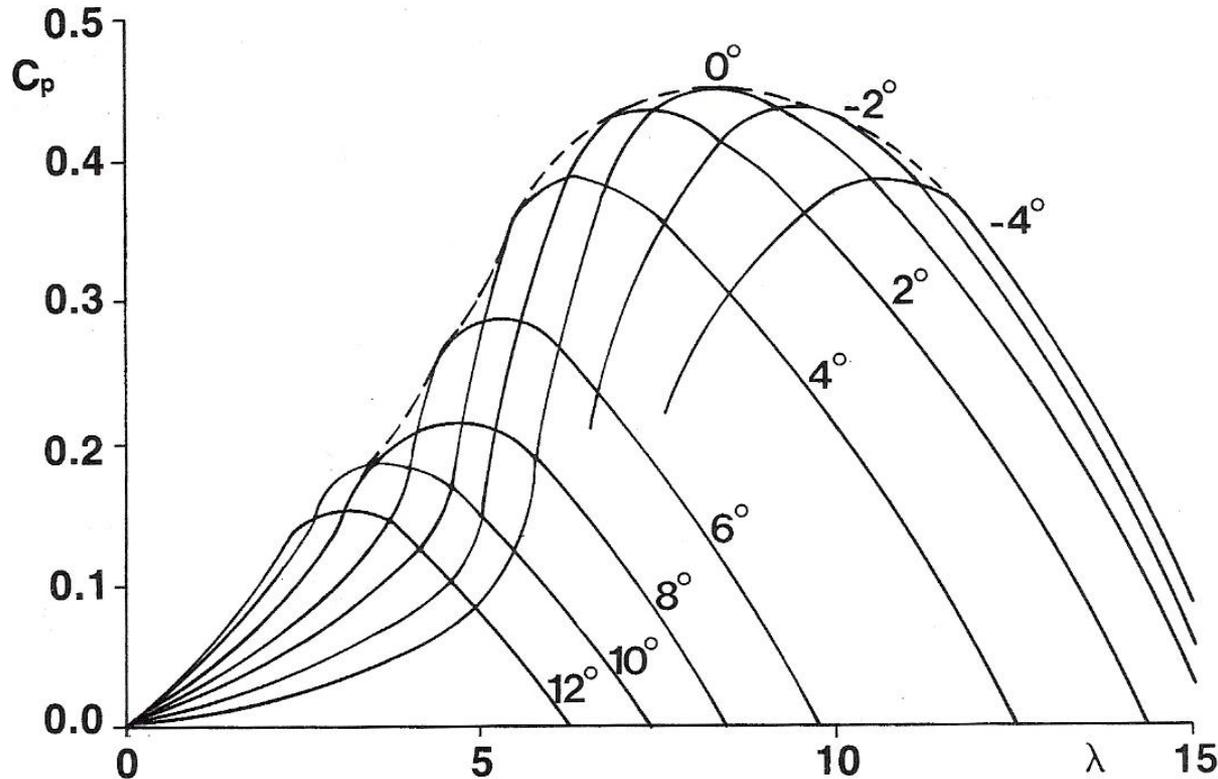


- Il profilo della pala varia al variare della coordinata radiale

θ = angolo di calettamento (pitch angle), angolo fra la corda della pala ed il piano normale all'asse di rotazione, α = angolo di attacco, angolo fra la velocità del vento rispetto alla pala e la corda della pala, v_w = velocità del vento, ω = velocità angolare della pala, r = coordinata radiale, v_R = velocità del vento rispetto alla pala = $v_w - \omega r$, R = forza esercitata dal vento sulla pala, D (drag) = forza di trascinamento (nella direzione della velocità del vento rispetto alla pala) esercitata dal vento sulla pala, L (lift) = forza di sollevamento (nella direzione perpendicolare alla velocità del vento rispetto alla pala) esercitata dal vento sulla pala, T = forza nella direzione del moto della pala ($T r$ = contributo alla coppia motrice) esercitata dal vento sulla pala,

Prestazione delle turbine - 1

Turbina a tre pale



$$\lambda = \frac{v_p^{\max}}{v} = \frac{\omega R}{v}$$

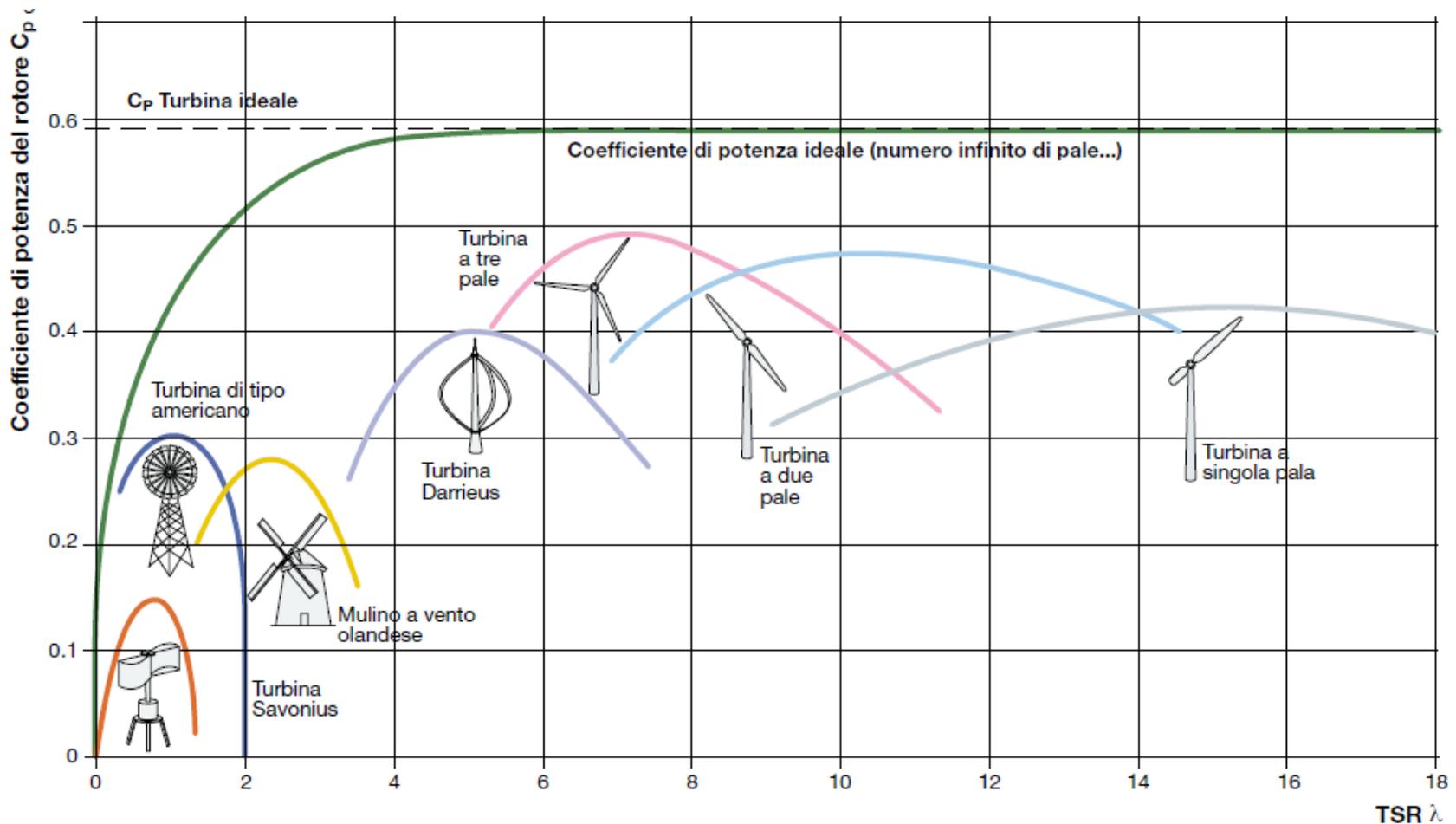
v_p^{\max} = massima velocità
lineare della pala

ω = velocità angolare di
rotazione

Andamento del coefficiente di potenza (C_p) al variare del parametro λ per diversi valori dell'angolo di calettamento (l'angolo di imbardata è nullo)

- Il valore massimo si ottiene in corrispondenza di un angolo di pitch = 0
- Per avere il valore massimo del coefficiente di potenza al variare della velocità del vento bisogna variare la velocità di rotazione delle pale

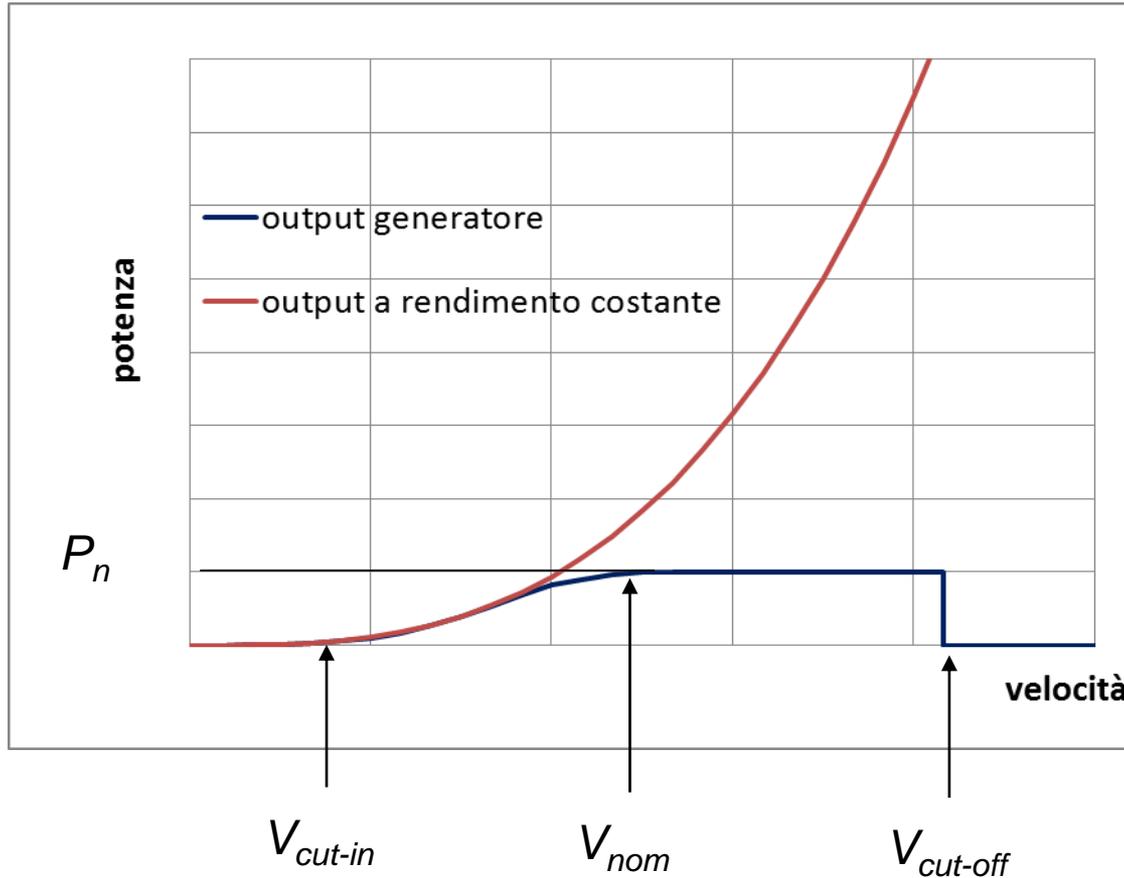
Prestazione delle turbine - 3



Andamento del coefficiente di potenza massimo (C_p) al variare del parametro λ per diversi tipi di turbina (Fonte: ABB "Quaderni di Applicazione Tecnica N. 13: Impianti Eolici")

- La turbina ad asse orizzontale a tre pale raggiunge il valore massimo del coefficiente di potenza

Controllo della potenza - 1



Valori tipici

$$v_{cut-in} = 2 - 3 \text{ m/s}$$

$$v_{cut-off} = 25 - 30 \text{ m/s}$$

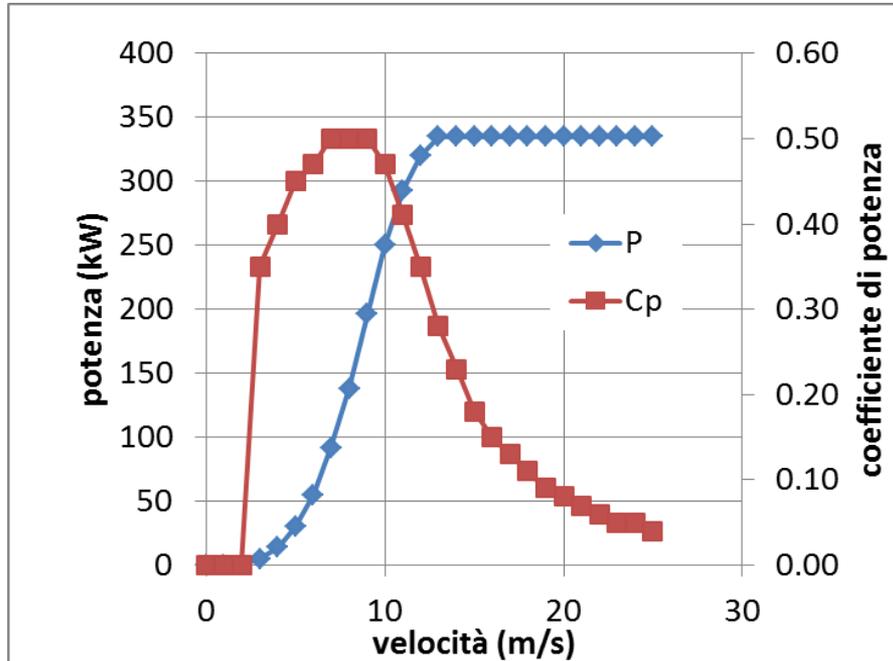
$$v_{nom} = 10 - 15 \text{ m/s}$$

- La potenza in uscita dal generatore è limitata dalla potenza nominale del generatore elettrico collegato alla turbina

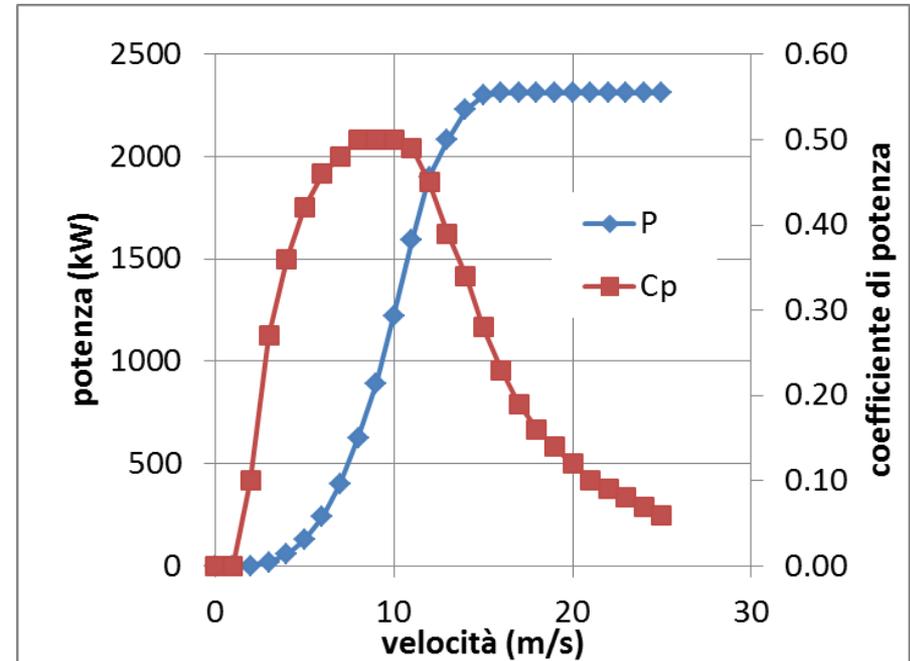
- Quando la velocità del vento è minore di quella di cut-in il generatore non è in grado di produrre energia
- Quando la velocità del vento è maggiore di quella di cut-off il generatore viene fermato per motivi di sicurezza (sollecitazioni meccaniche troppo elevate)

Controllo della potenza - 2

ENERCON E33 (330 kW)



ENERCON E70 (2300 kW)



- Quando la velocità del vento è minore di quella nominale, il sistema di controllo agisce per massimizzare la potenza estratta (variazione della velocità della turbina, mantenendo nullo sia l'angolo di calettamento che quello di imbardata)
- Quando la velocità del vento è maggiore di quella nominale il sistema di controllo agisce per ridurre la coppia aerodinamica (controllo dell'angolo di pitch, stallo, imbardata)

Controllo della potenza - 3

$$P = c_p \cdot \frac{1}{2} \rho A_r v^3 \quad v \leq v_{\text{nominale}}$$

$$P = P_n \quad v_{\text{nominale}} \leq v \leq v_{\text{cut-out}}$$

Parametri di regolazione *Angolo di calettamento (Pitch control),*

Velocità di rotazione

Imbardata (Yaw control)

$$P = c_p \cdot \frac{1}{2} \rho A_r v^3$$

Velocità del vento

Solidità (area effettiva) del rotore controvento

Densità dell'aria

Coefficiente di potenza

Imbardata

- Per massimizzare la potenza estratta è necessario mantenere l'asse di rotazione parallelo alla velocità del vento: per le piccole turbine si può utilizzare una banderuola, altrimenti è necessario un sistema in grado di ruotare l'asse di rotazione della turbina

Controllo passivo (banderuola)

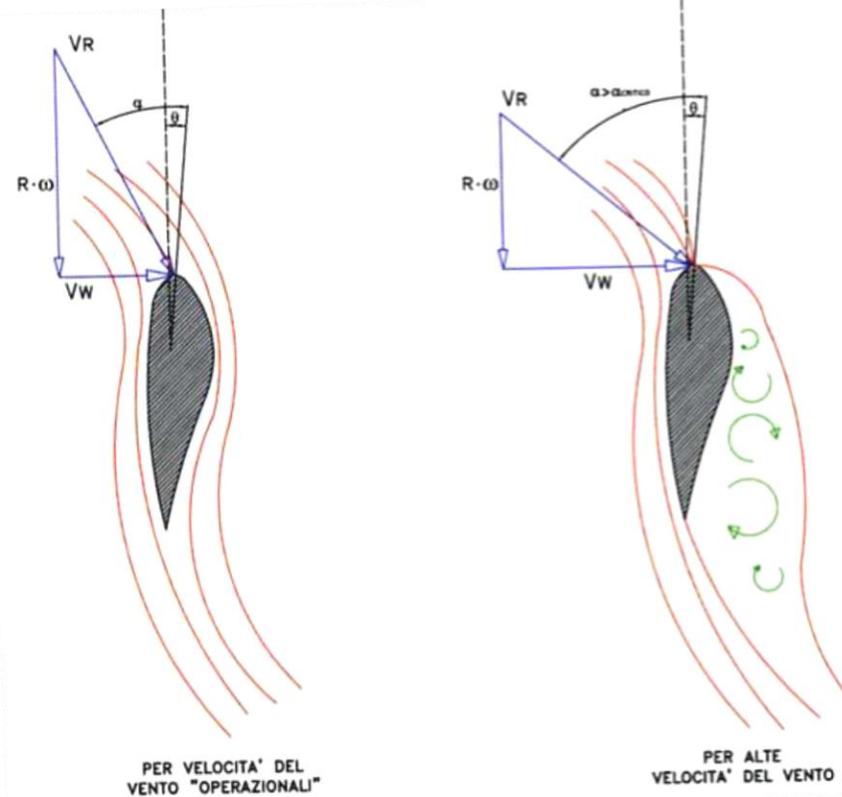
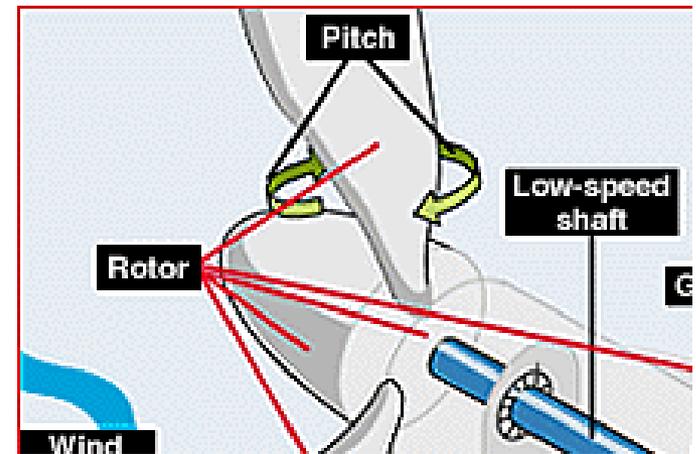
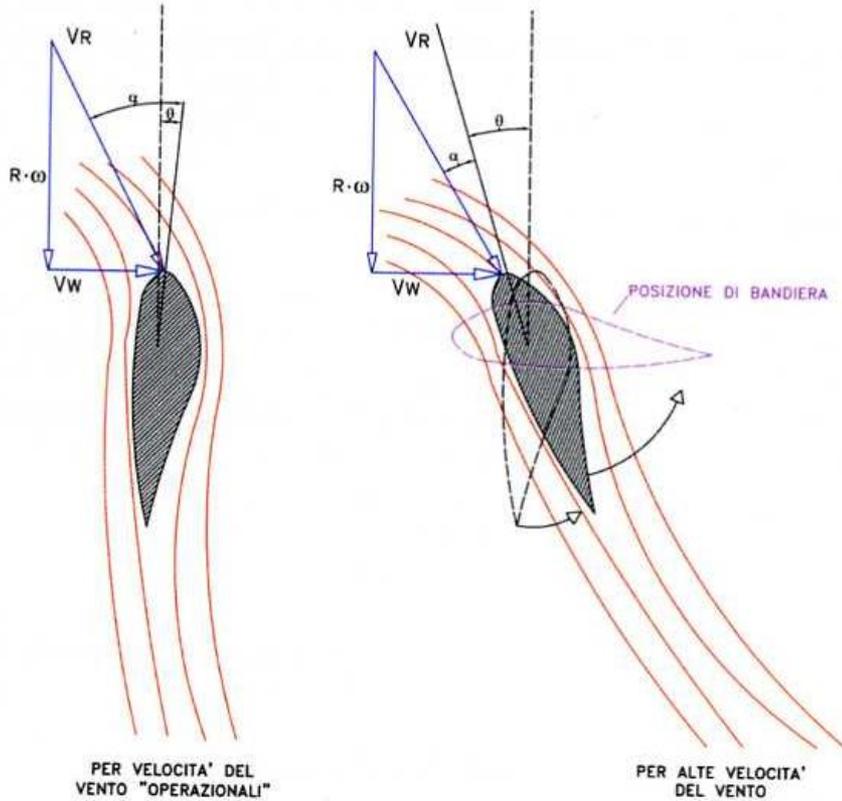


Controllo attivo (attuatore elettrico e/o idraulico, con dinamica lenta)



Blade Pitch Control

Angolo di calettamento della pala



- Controllo attivo, mediante un attuatore elettrico e/o idraulico
- Controllo passivo (stallo)

Generatore elettrico

Le macchine elettriche utilizzate nei generatori eolici sono;

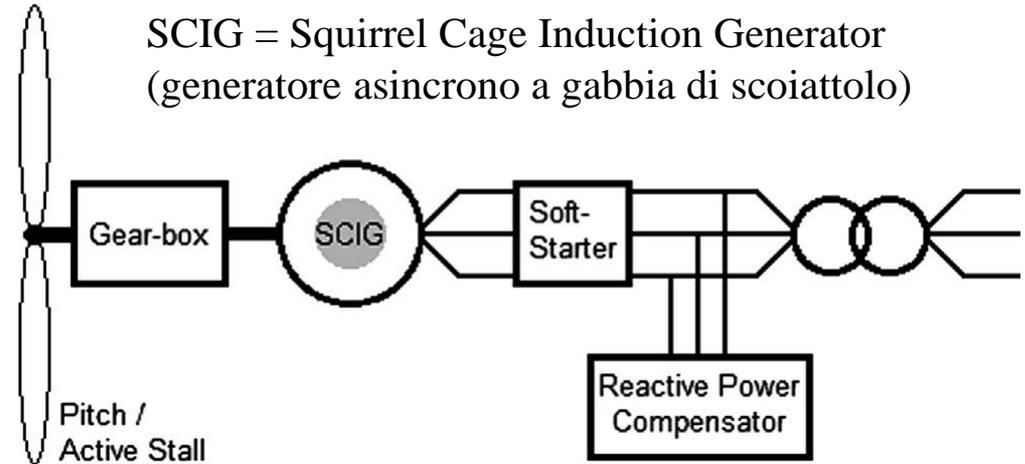
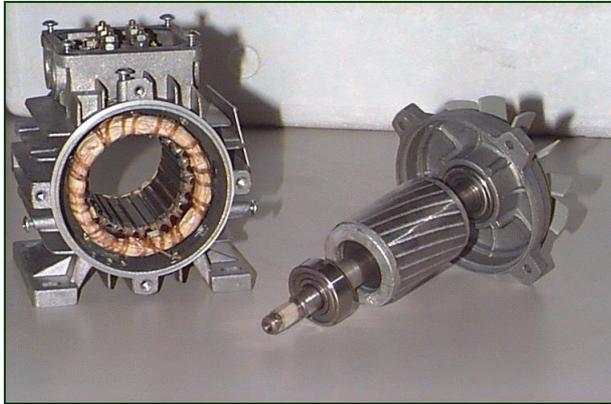
Generatori sincroni: sono realizzati o con magneti permanenti o con il rotore avvolto e sono collegati alla rete mediante un convertitore in modo da poter funzionare a velocità variabile

Generatori asincroni: sono realizzati o con il rotore a gabbia di scoiattolo o con il rotore avvolto,

- direttamente connessi alla rete e funzionanti quindi a velocità costante
- connessi alla rete mediante un convertitore in modo da funzionare a velocità variabile. Il convertitore può essere collegato al circuito di statore, ma preferibilmente viene collegato sul circuito di rotore (**macchina asincrona a doppia alimentazione**)

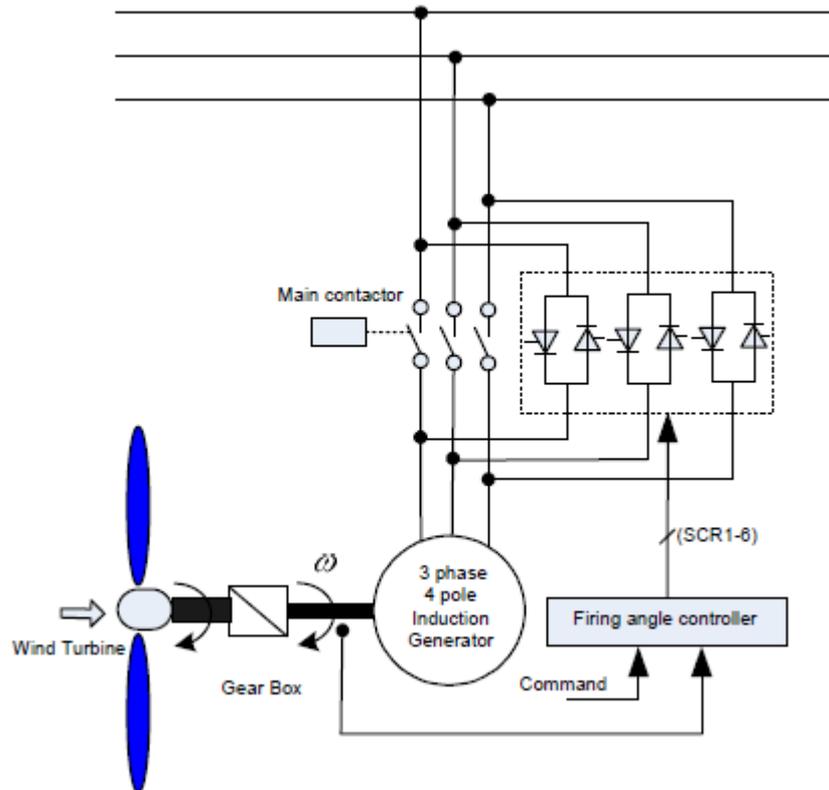
Le variazioni delle condizioni del vento avvengono su tempi lunghi rispetto alle costanti di tempo caratteristiche dei generatori e per la regolazione del sistema si può fare riferimento alla caratteristica elettromeccanica dei generatori a regime

Generatore asincrono con connessione diretta - 1



- La macchina asincrona a gabbia di scoiattolo funziona da generatore per velocità di rotazione superiori a quella di sincronismo: $n_c = \frac{60f}{p}$ (p = numero di coppie di poli). La regione di funzionamento stabile permette variazioni di velocità piccole ($s=2\%$) rispetto alla velocità di sincronismo
- Il generatore asincrono assorbe potenza reattiva di tipo induttivo. Il compensatore di potenza reattiva è un banco di condensatori che riduce la potenza reattiva assorbita dalla rete. A causa del magnetismo residuo il generatore asincrono può autoeccitarsi (fenomeno che gli permette di operare alimentando un carico isolato ma è da evitare per problemi di sicurezza nel collegamento alla rete)

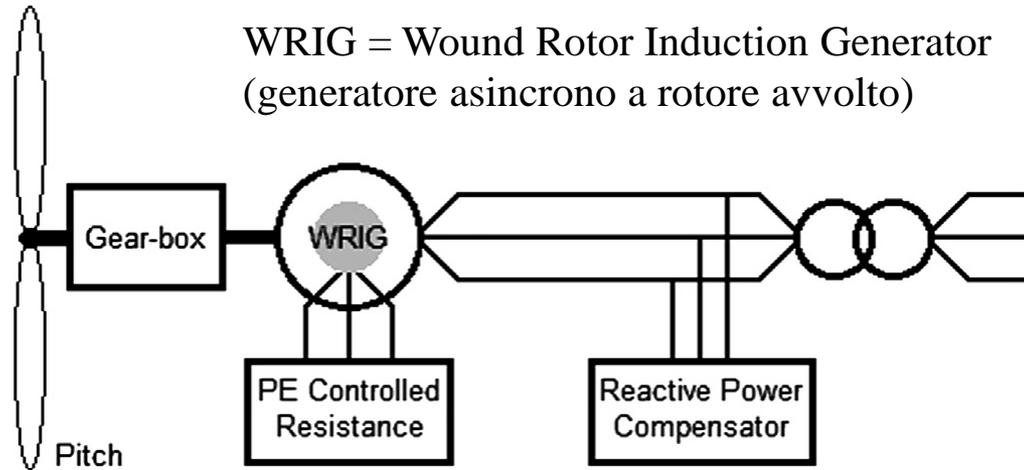
Generatore asincrono con connessione diretta - 2



“Phase Control Thyristor Based Soft-starter for a Grid Connected Induction Generator for Wind Turbine System”, S. Tunyasirut, B. Wangsilabatra, T. Suksri, International Conference on Control, Automation and Systems 2010

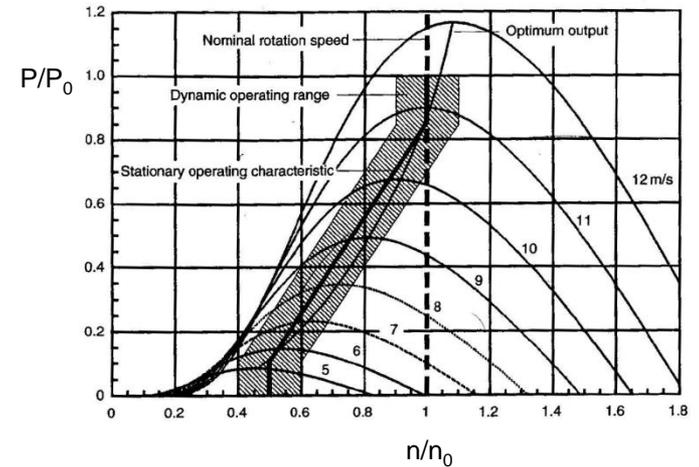
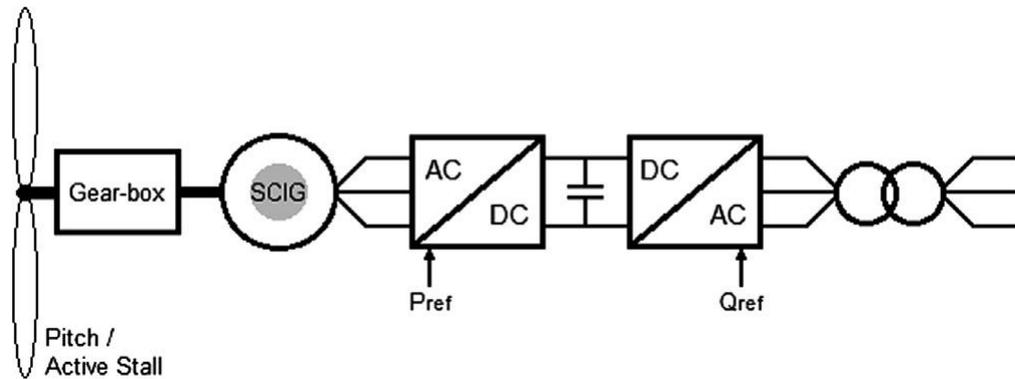
- Durante la fase di avviamento il generatore asincrono si comporta da motore ed assorbe una corrente di spunto sensibilmente maggiore di quella nominale. Il «soft starter» è un dispositivo per ridurre la corrente all’avviamento. Una alternativa è collegare alla rete il generatore solo dopo che il vento lo ha portato alla velocità di sincronismo (per fare ciò è necessario avere il controllo dell’angolo di pitch)

Generatore asincrono con connessione diretta - 3



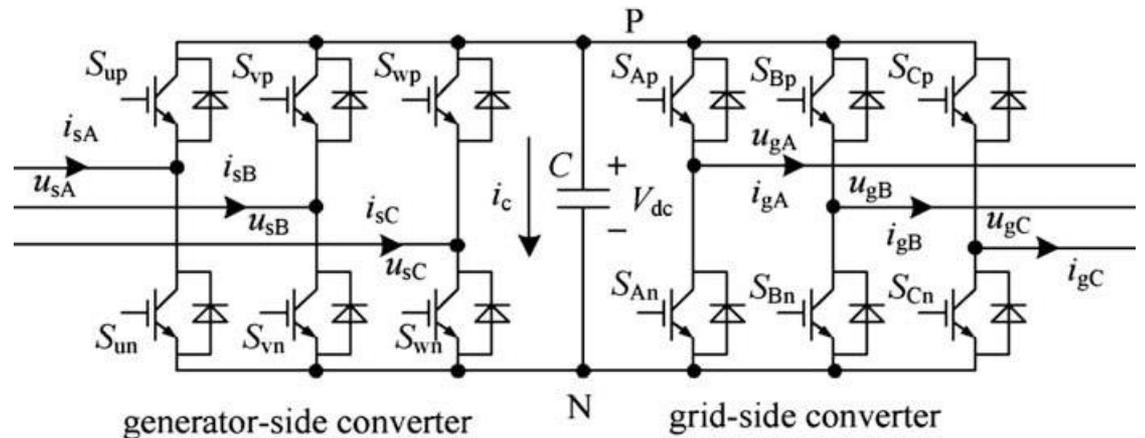
- Quando la macchina asincrona ha il rotore avvolto, mediante un collettore ad anelli si può collegare in serie agli avvolgimenti di rotore una stella di resistori (reostato) la cui resistenza viene controllata elettronicamente. E' così possibile ridurre le correnti di spunto e variare leggermente la velocità di rotazione ($s = 0-10\%$)

Generatore asincrono connesso alla rete mediante un convertitore

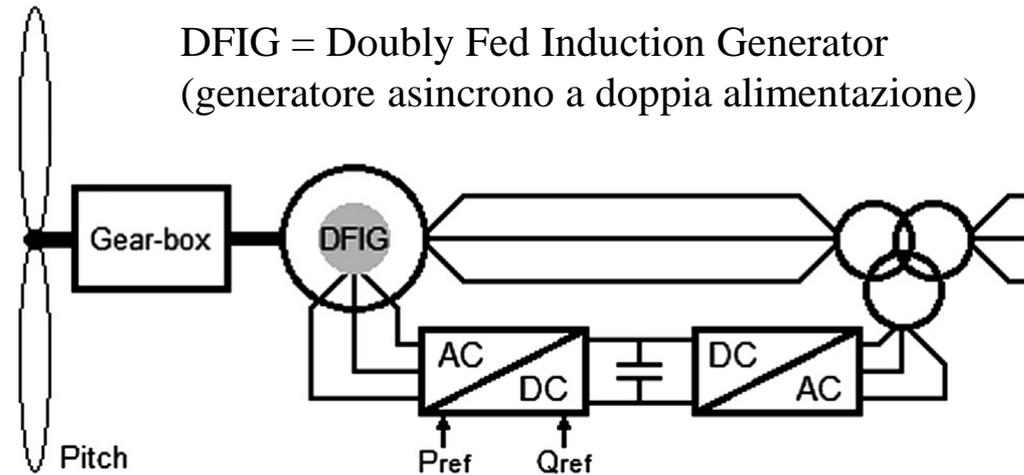


➤ Mediante l'introduzione di un convertitore elettronico è possibile disaccoppiare la frequenza del generatore da quella della rete, consentendo alla turbina di operare alla velocità di massimo rendimento

➤ Il convertitore (back-to-back PWM) permette il controllo della potenza reattiva

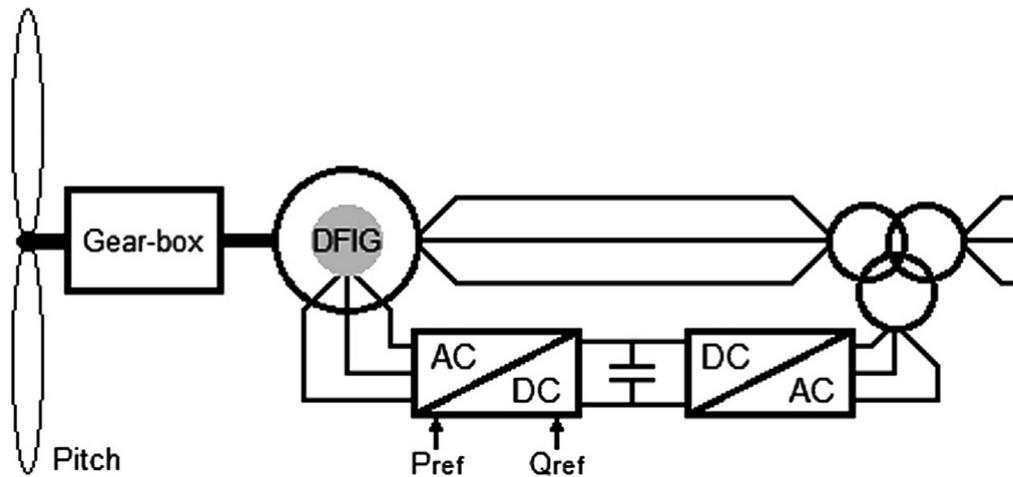
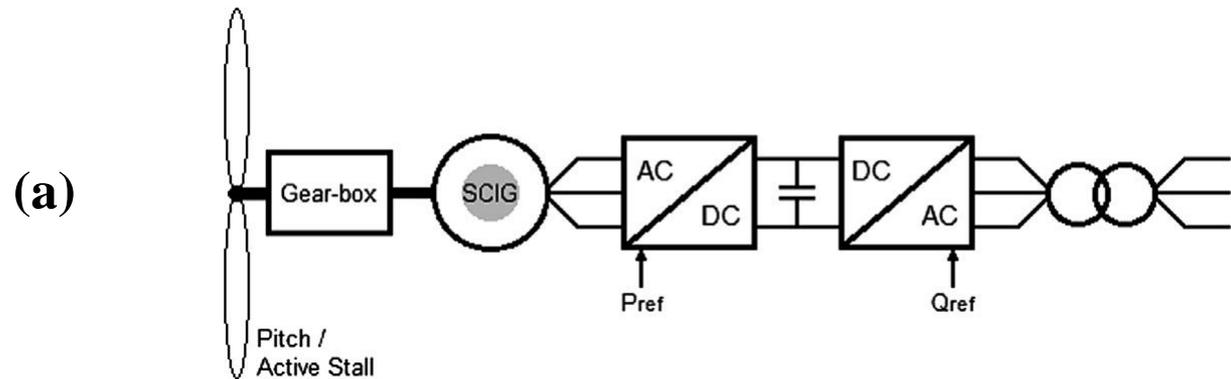


Generatore asincrono a doppia alimentazione



- Alimentando il rotore, collegandolo alla rete mediante un convertitore, si può controllare la frequenza delle correnti di rotore; si può quindi controllare la velocità di rotazione del rotore (e di conseguenza della turbina) con una variazione massima di circa il $\pm 30\%$ della velocità di sincronismo
- E' possibile fare funzionare la macchina asincrona a doppia alimentazione da generatore anche a velocità minori di quella di sincronismo (in tali condizioni il rotore assorbe potenza dalla rete mentre eroga potenza alla rete quando la macchina opera da generatore a velocità supersincrona)
- E' possibile controllare la potenza reattiva.

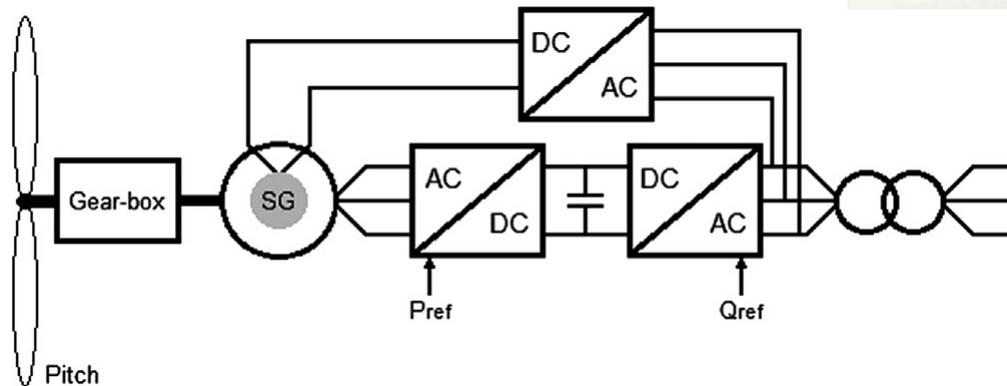
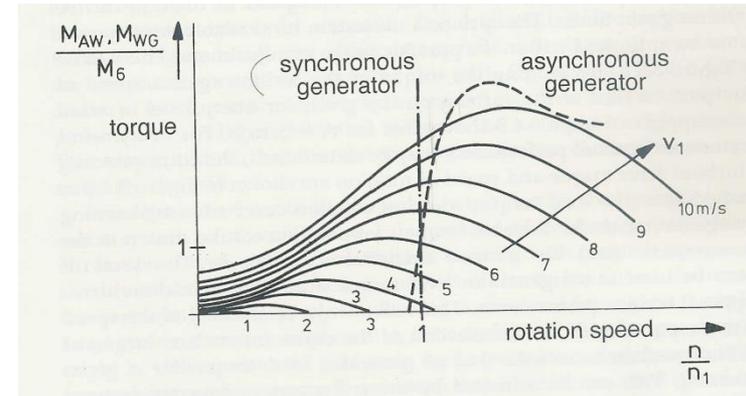
Generatore asincrono a velocità variabile



La soluzione (b) di solito viene preferita alla soluzione (a) in quanto, anche se il campo di variazione della velocità è minore, risulta notevolmente minore (20-30 %) la potenza che attraversa il convertitore e di conseguenza risultano notevolmente minori il suo costo e le sue perdite.

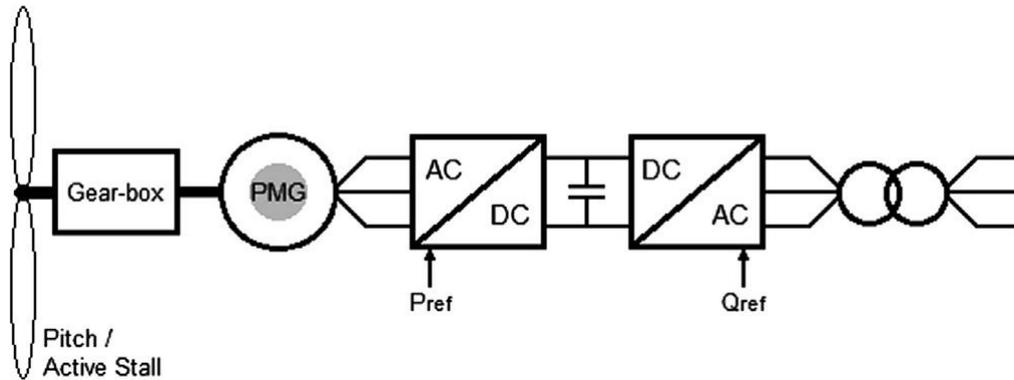
Generatore sincrono, con rotore avvolto, connesso alla rete mediante un convertitore

La connessione diretta del generatore sincrono alla rete non viene utilizzata perché, a causa della costanza della velocità, in condizioni di violente raffiche di vento, il generatore viene sottoposto a sollecitazione meccaniche troppo elevate



- Si utilizza un convertitore back-to-back per controllare la frequenza del generatore sincrono al variare della velocità del vento. Questa soluzione permette la maggiore variazione della velocità della turbina ed è quindi la più efficiente per la realizzazione delle condizioni di massimo rendimento.
- Viene usato un convertitore per controllare la corrente di eccitazione

Generatore sincrono, con magneti permanenti, connesso alla rete mediante un convertitore



- La macchina con eccitazione mediante magneti permanenti può essere realizzata con diametri sufficientemente grandi in modo da consentire velocità di rotazione del rotore tali da consentire **l'accoppiamento diretto del generatore sincrono alla turbina senza uso di riduttore di giri.**



Fonte: ENERCON

<https://www.enercon.de/en/technology/wec-components/>

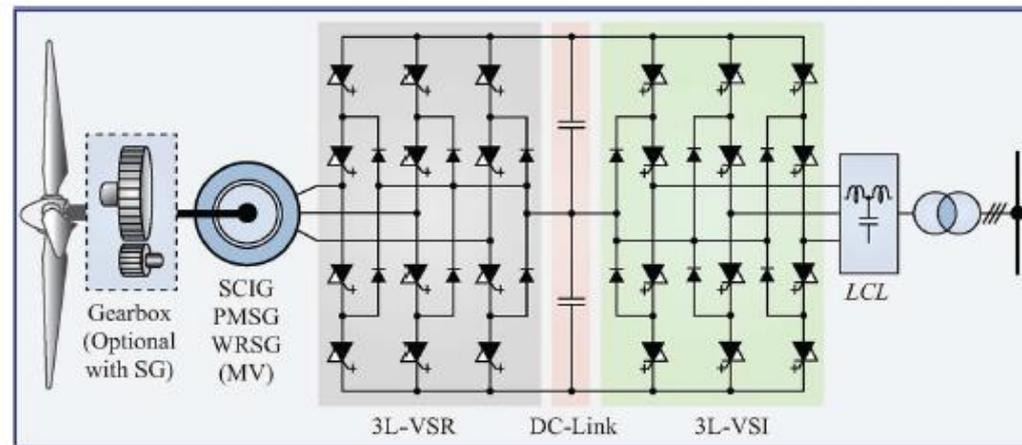
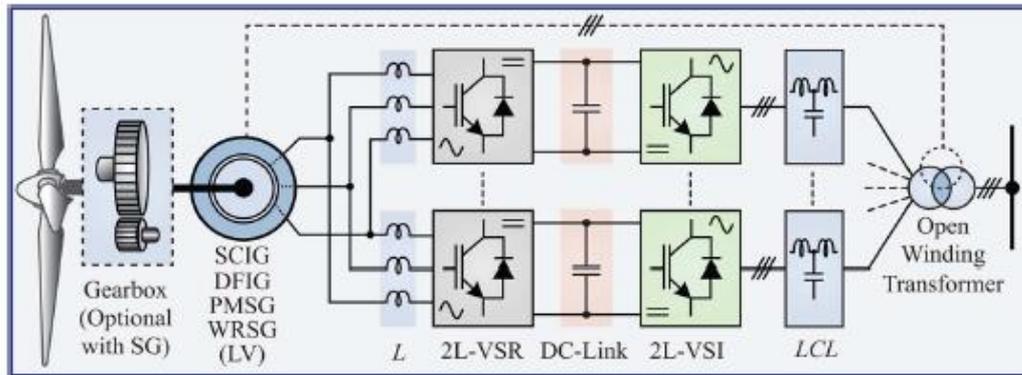
Generatori eolici con potenze superiori a 1 MW - 1

- Per i generatori eolici con potenza nominale superiore a 1 MW le configurazioni più utilizzate sono quella con generatore asincrono a doppia alimentazione e quella con generatore sincrono a magneti permanenti

	Fixed Speed	Semi-Variable Speed		Full-Variable Speed		
Turbine Type	Type 1 Turbine	Type 2 Turbine	Type 3 Turbine	Type 4 Turbine		Type 5 Turbine
Generator	SCIG	WRIG	DFIG	SCIG	PMSG/WRSG	WRSG
Power Converter	None	Diode + Chopper	AC/DC+DC/AC (or) AC/AC	AC/DC+DC/AC (or) AC/AC	AC/DC+DC/AC (or) AC/AC (or) AC/DC+DC/DC+DC/AC	None
Converter Capacity	0 %	10 %	30 %	100 %	100 %	100 %
Speed Range	± 1 %	± 10 %	± 30 %	0 – 100 %	0 – 100 %	0 – 100 %
Soft Starter	Required	Required	Not Required	Not Required	Not Required	Not Required
Gear Box	3–Stage	3–Stage	3–Stage	3–Stage	3/2/1/0–Stage	2–Stage
Aero Dynamic Power Control	Active Stall, Stall, Pitch	Pitch	Pitch	Pitch	Pitch	Pitch
MPPT Operation	Not Possible	Limited	Achivable	Achivable	Achivable	Achivable
External Reactive Power Compensation	Needed	Needed	Not Needed	Not Needed	Not Needed	Not Needed
FRT Compliance	By External Hardware	By External Hardware	By Power Converter	By Power Converter	By Power Converter	Unknown
Technology Status	Outdated	Outdated	Highly Mature	Emerging	Mature	Old Concept
Current Market Penetration	Few/No Installations	Few/No installations	> 50 % Share	Few Installations	2 nd Highest Share	Few Installations
Example Commercial Wind Turbines	Vestas V82, 1.65 MW	Suzlon S88-2.1 MW	Repower 6M, 6.0 MW	Siemens SWT-3.6, 3.6 MW	Enercon E126, 7.5 MW	DeWind D82, 2.2 MW

Generatori eolici con potenze superiori a 1 MW -2

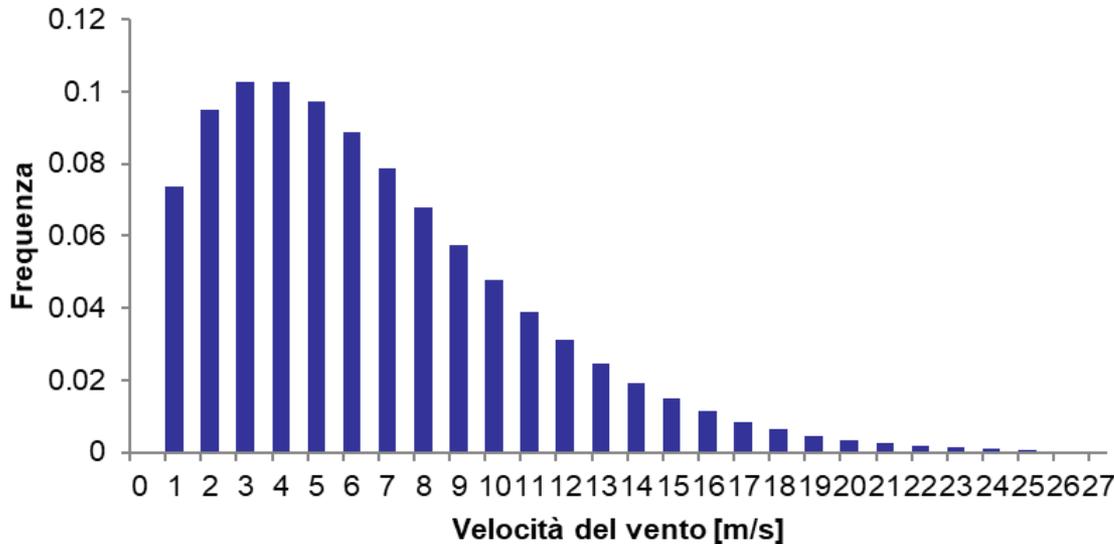
- Un singolo convertitore back-to-back a due livelli non è in grado di trasmettere potenze molto elevate (> 1 MW); i convertitori utilizzati nei generatori di grande potenza vengono realizzati ad esempio mettendo in parallelo più convertitori a due livelli (che funzionano in BT), oppure mediante convertitori che funzionano in MT, con più interruttori in serie, oppure multilivello.



	LV WECS	MV WECS
Typical Converter	BTB 2L-VSC	BTB 3L-VSC (NPC)
Typical Power	0.75–6 MW	3–8 MW
Typical Voltage	690 V	3000 V
Number of Converters	8	1
Number of Switches	96	24
Switching Devices	LV-IGBT	MV-IGBT/IGCT
Claming Diodes	0	12
Redundancy	High	Low
WECS Efficiency	Medium	High
Converter Complexity	Very High	High
Controller Complexity	Medium-High	Medium
Grid Code Compliance	Good	Excellent
Cable/Transformer/Filter/Nacelle Size	High	Medium
Cost of Production	100 %	97–98 %
Technology Status	Well Established	Well Established
Market Penetration	Mature	Available
Example Commercial Products	Ingteam FC LV	Ingteam FC MV

Calcolo della energia prodotta - 1

Distribuzione vento



N numero complessivo di rilevazioni
 n_i numero di occorrenze della velocità v_i

valore medio

$$\langle v \rangle = \sum_i \frac{n_i}{N} v_i$$

Scarto quadratico medio

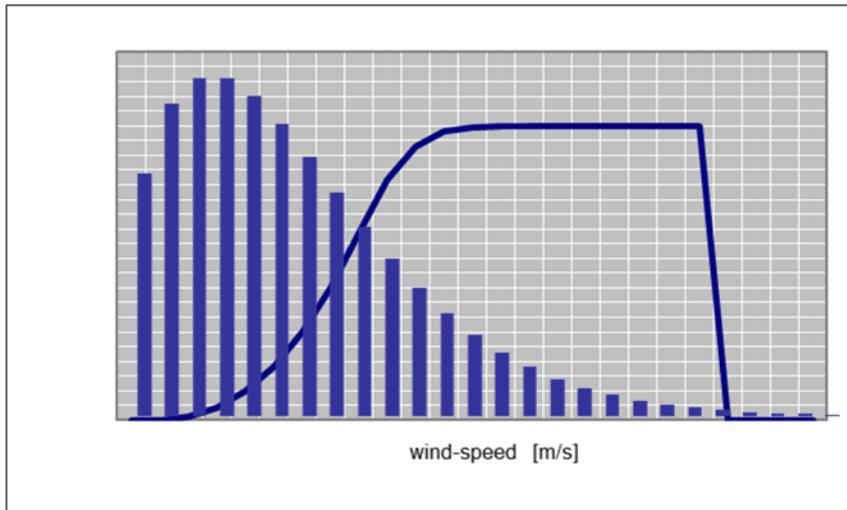
$$\sigma = \sqrt{\sum_i \frac{n_i}{N-1} (v_i - \langle v \rangle)^2}$$

Frequenza della velocità v_i :
probabilità che il vento abbia
una velocità compresa
nell'intervallo di ampiezza
 Δv centrato su v_i

$$f(v_i) = \frac{n_i}{N}$$

Calcolo della energia prodotta - 2

Calcolo dell'energia prodotta in un anno (AEP)



$$AEP = \sum_i f(v_i) P(v_i) 8760$$

$P(v_i)$ = potenza (kW) erogata dal generatore eolico in corrispondenza della velocità del vento v_i

8760 = numero di ore in un anno

AEP = energia prodotta in un anno (kWh/anno)

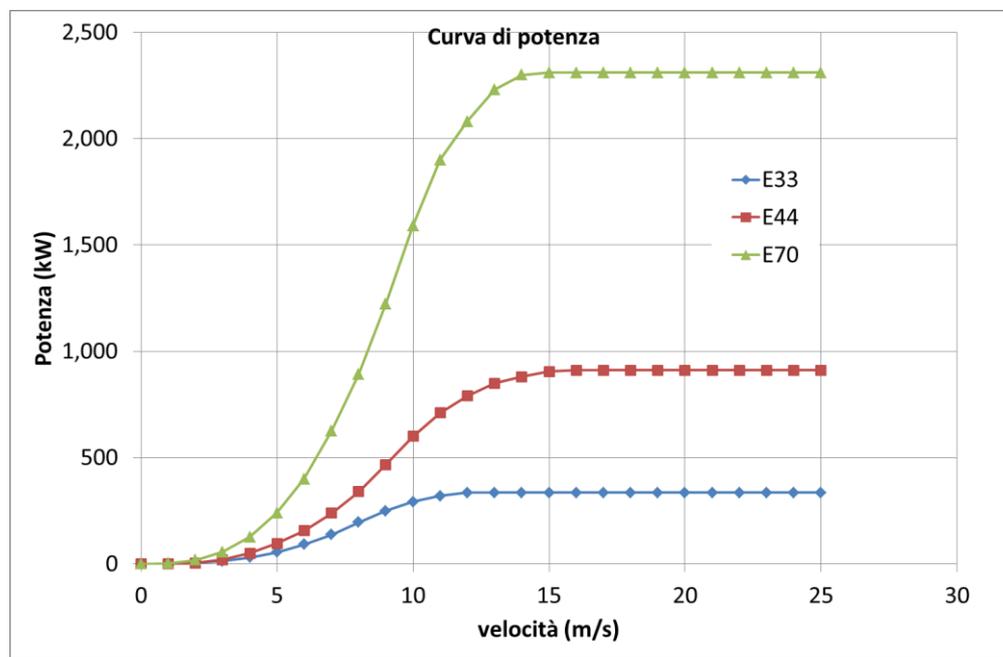
- Per la maggior parte del tempo la velocità del vento è minore di quella nominale ed il rendimento del generatore è elevato.

Esempio di calcolo dell'energia prodotta in un anno - 1

ENERCON E33: $P_n = 330 \text{ kW}$, $D = 33.4 \text{ m}$, $H = 37/44/49/50 \text{ m}$

ENERCON E44: $P_n = 900 \text{ kW}$, $D = 44 \text{ m}$, $H = 45/55/65 \text{ m}$

ENERCON E70: $P_n = 2300 \text{ kW}$, $D = 71 \text{ m}$, $H = 57/84/85/98/113 \text{ m}$



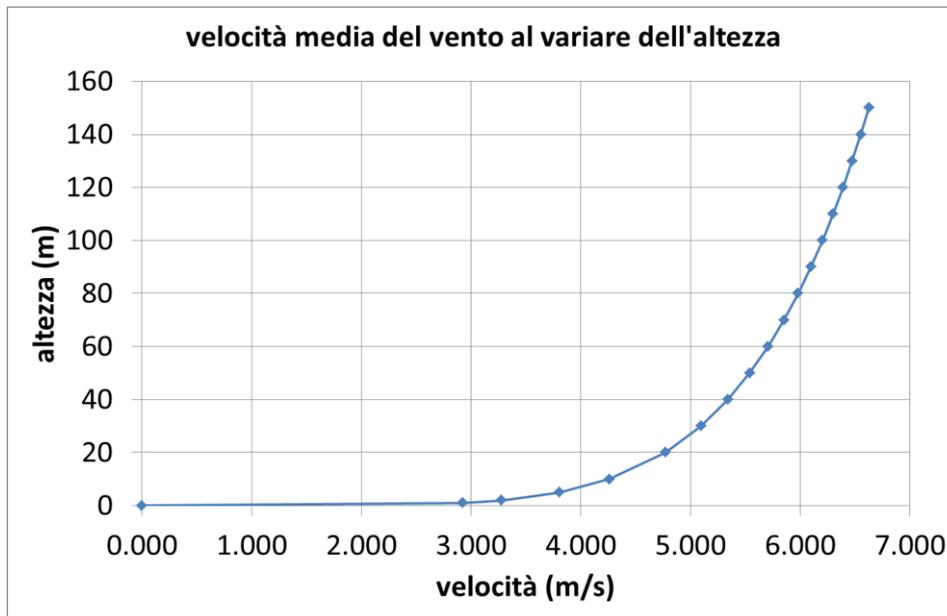
Esempio di calcolo dell'energia prodotta in un anno - 2

Rilevazione della velocità del vento ad una altezza dal suolo di 10 m (valore medio = v_{10}) e 20 m (valore medio = v_{20})

$v_{10} = 4.26$ m/s, $v_{20} = 4.77$ m/s

Profilo di velocità con legge di potenza:

$$v(z) = v(z_1) \left(\frac{z}{z_1} \right)^\alpha$$



α = parametro di rugosità

α è un parametro che dipende dalla rugosità del terreno (presenza di ostacoli, boschi, case, colline ..) (0.1 – 0.3)

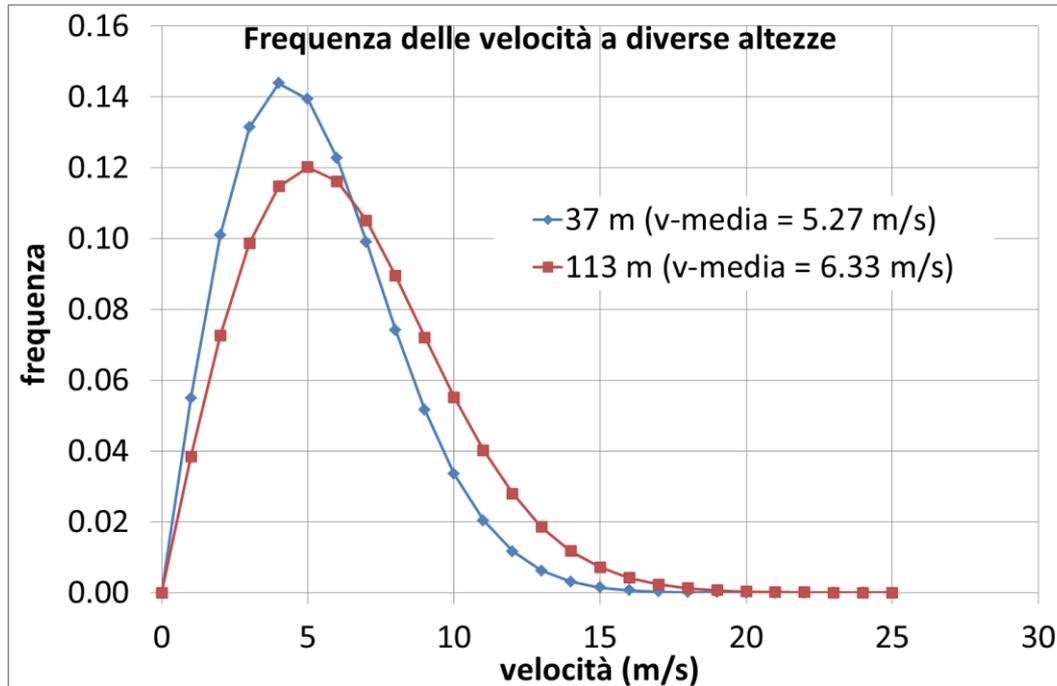
$$\alpha = \frac{\ln\left(\frac{v_{20}}{v_{10}}\right)}{\ln\left(\frac{20}{10}\right)} = 0.16$$

Esempio di calcolo dell'energia prodotta in un anno - 3

Frequenza delle velocità descrivibile mediante la funzione distribuzione delle probabilità di Weibull a due parametri

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k} \quad k = \text{parametro di forma, adimensionale}$$

c = parametro di scala (m/s) che dipende dalla velocità media



$$c = \frac{\langle v \rangle}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)}$$

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} y^{x-1} e^{-y} dy$$

$k = 2$: distribuzione di Rayleigh

$$c = \frac{2\langle v \rangle}{\pi}$$

Esempio di calcolo dell'energia prodotta in un anno - 4

Generatore	H (m)	$\langle v \rangle$ (m/s)	AEP (MWh/yr) (MWh/yr/MW)	CF (%)
E-33	37	5.27	796 (2412)	27.1
E-44	45	5.44	1599 (1777)	20.1
E-70	57	5.66	4567 (1986)	22.6
E-70	64	5.77	4759 (2069)	23.5
E-70	85	6.04	5247 (2281)	25.9
E-70	98	6.18	5502 (2392)	27.2
E-70	113	6.33	5762 (2505)	28.5

CF = capacity factor

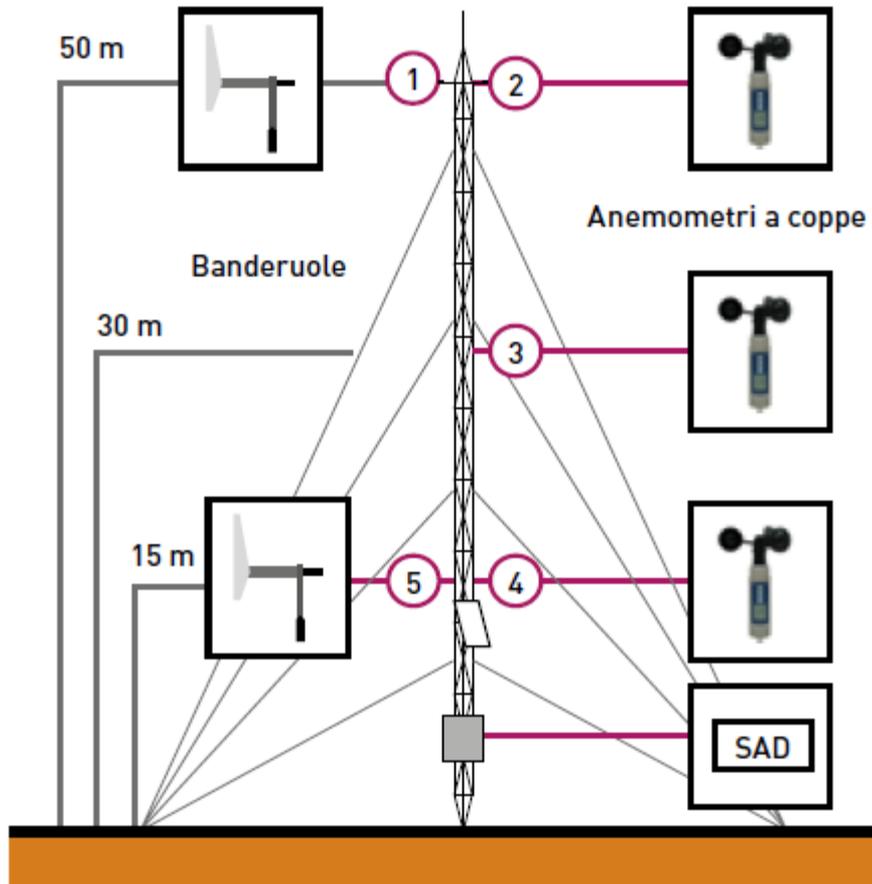
= Energia Prodotta (MWh/yr) / Potenza nominale (MW) * 8760 (h/yr)

E33: Pn = 330 kW, D = 33.4 m, H = 37/44/49/50 m

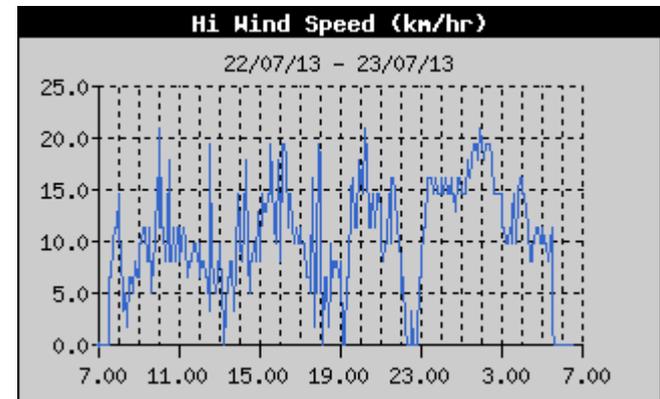
E44: Pn = 900 kW, D = 44 m, H = 45/55/65 m

E70: Pn = 2300 kW, D = 71 m, H = 57/84/85/98/113 m

Potenziale Eolico -1



Nelle stazioni anemometriche viene rilevata la velocità del vento (direzione ed intensità) in corrispondenza di diversi valori della altezza dal suolo. I dati ottenuti ad intervalli temporali costanti vengono memorizzati da un sistema di acquisizione dati.



Fonte: RSE: L'energia elettrica dal vento

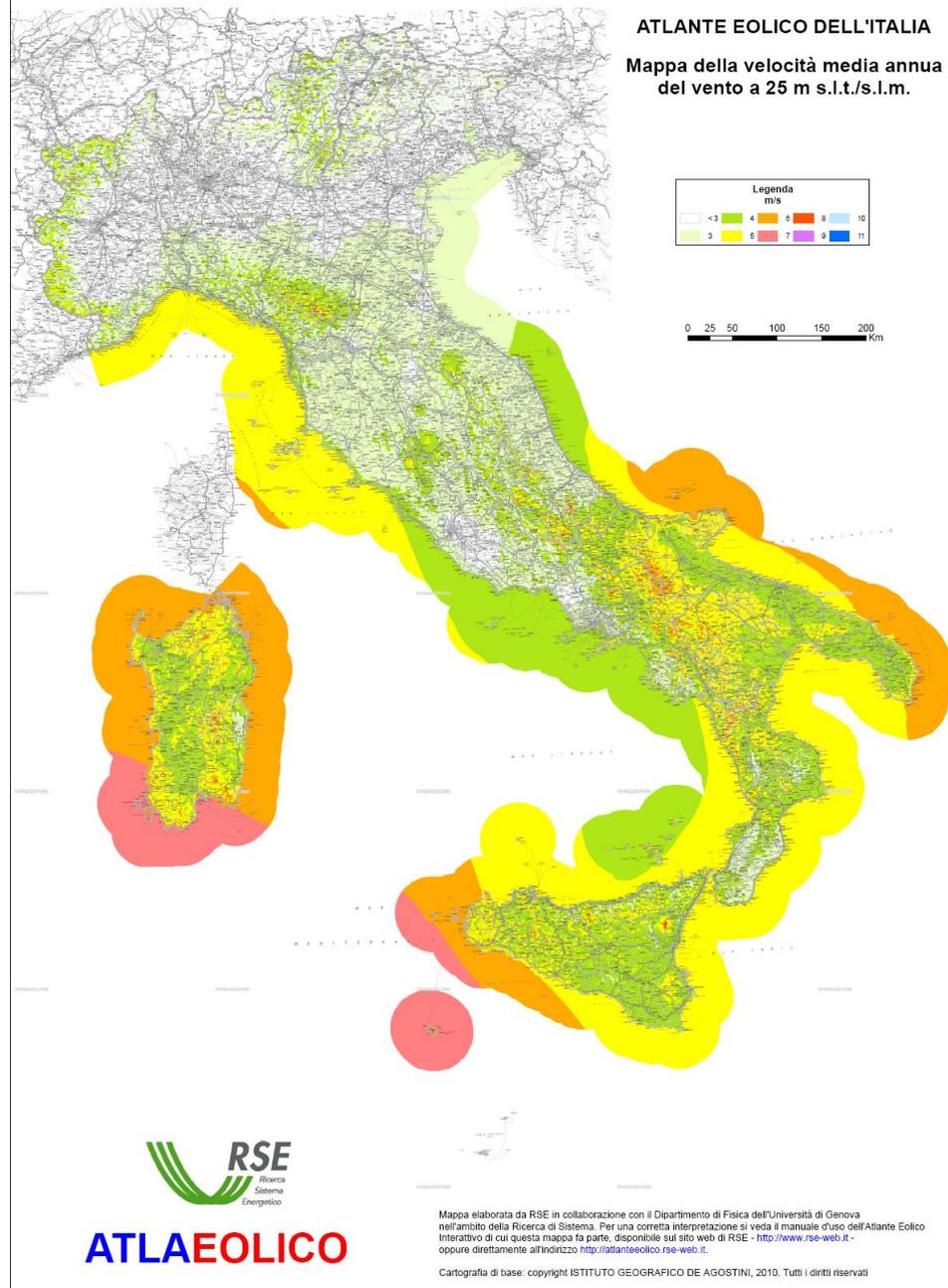
Potenziale Eolico - 2

Ricerca sul Sistema Energetico (RSE)

Società di proprietà di GSE (Gestore dei Servizi Energetici). Assume la denominazione attuale il 21/7/2010 (la precedente denominazione era ENEA – Ricerca sul Sistema Elettrico (ERSE)). La finalità di RSE è quella di sviluppare programmi di ricerca nel settore elettro-energetico, rivolte all'intero sistema elettrico nazionale.

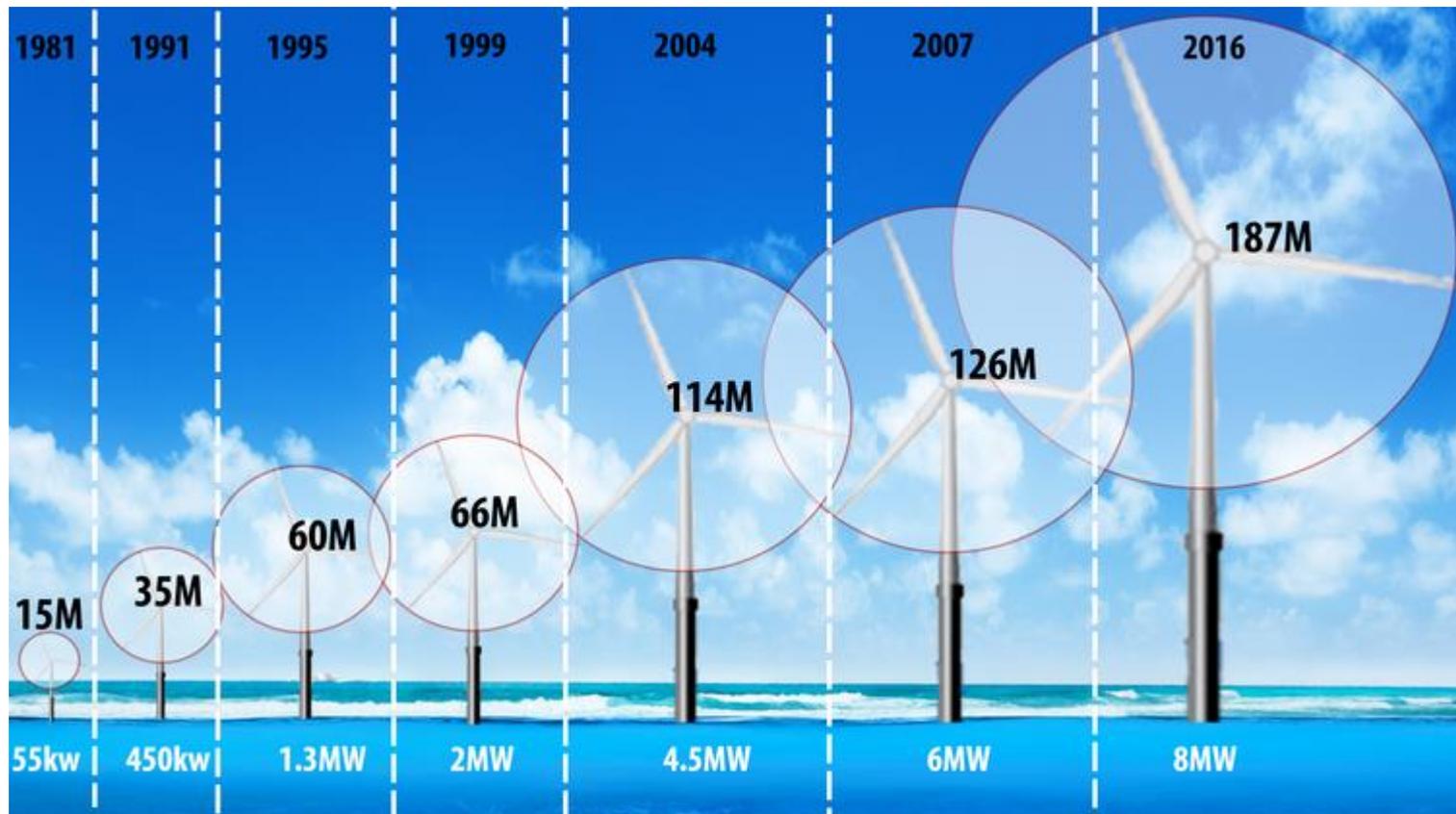
RSE gestisce l'atlante eolico dell'Italia, sviluppato inizialmente (2002) da CESI e dal Dipartimento di Fisica dell'Università di Genova.

<http://atlanteeolico.rse-web.it/viewer.htm>



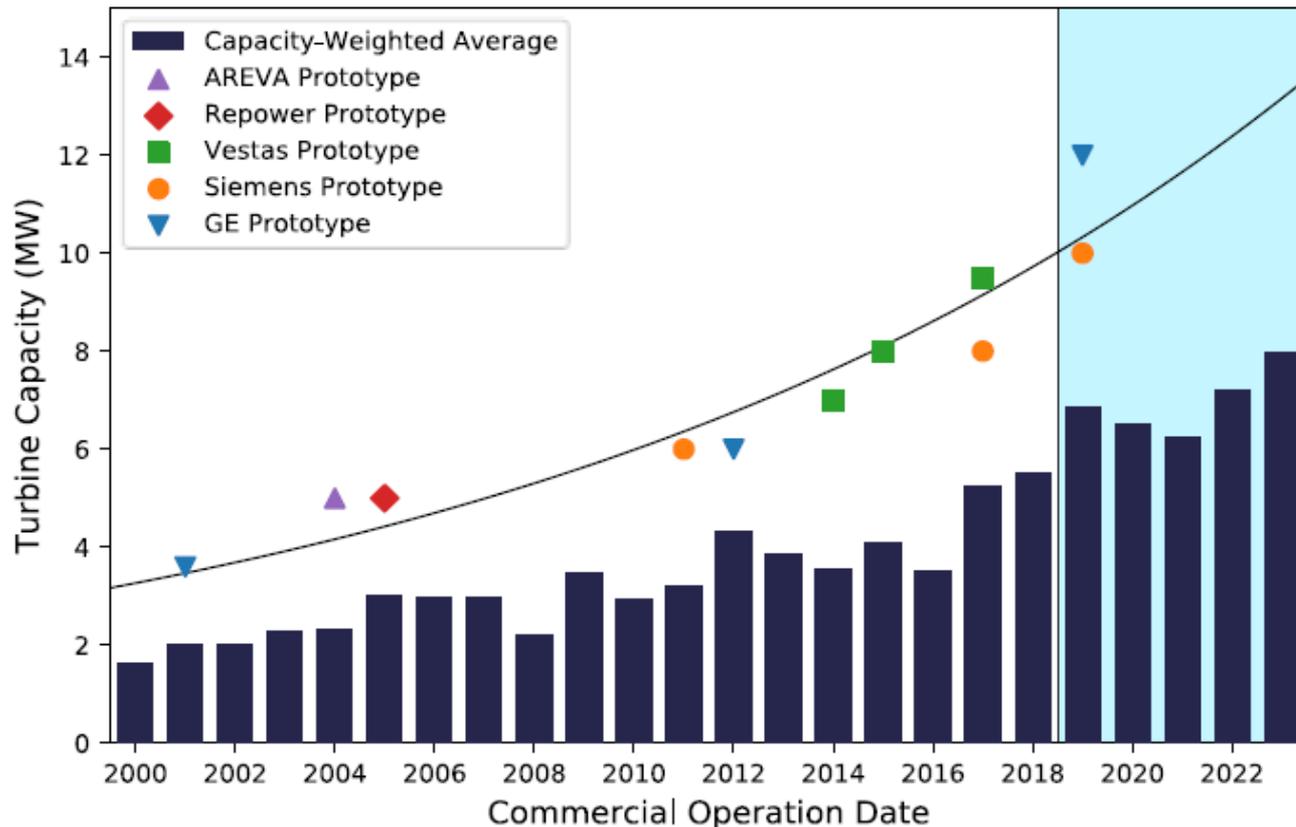
Evoluzione dei generatori eolici -1

- Il costo dell'energia elettrica prodotta con un generatore eolico che utilizza una turbina ad asse orizzontale con tre pale diminuisce al crescere delle dimensioni: maggiore velocità del vento, minore costo unitario del sistema di condizionamento della potenza, minore costo di manutenzione. Di conseguenza, le dimensioni e potenze unitarie dei generatori eolici sono aumentate con il tempo.



Evoluzione dei generatori eolici -2

Average commercial offshore wind turbine rating compared to prototype deployment by year



➤ At the end of 2018, the largest turbine installed was the MHI-Vestas V164–8.8 MW turbine at the Aberdeen Bay (European Offshore Wind Development Centre) project in Scotland, but the V174–9.5 is now available for commercial use and was ordered for the Baltic Eagle project in Germany.

➤ In March 2018, GE announced the 12-MW Haliade-X turbine, which has a prototype in production that is scheduled for installation in Rotterdam in 2019, and ready for market in 2021 (GE 2018b). The turbine is first in class, with a 12-MW direct-drive generator, 220-m rotor, and 140-m hub height. In January 2019, Siemens Gamesa announced the development of the SG10.0-193 DD turbine—a 10-MW direct-drive turbine with a 193-m rotor—which is planned to be ready for market in 2022 (Siemens 2019).

Evoluzione dei generatori eolici -2



Generatori **MHI Vestas Offshore Wind** (joint venture fra Vestas Wind Systems A/S 50% and Mitsubishi Heavy Industries (MHI) 50%) con diametro di rotore di 164 m:

- V164-8.0 MW: record di produzione giornaliera dal 6 al 7 ottobre 2014 ad Østerild nel nord della Danimarca (192000 kWh). Centrale Burbo Bank Extension nella baia di Liverpool (a 7 km dalla costa) con 32 generatori, entrata in esercizio nel maggio 2017
- V164-10.0 MW: in fase di test, dimensioni della navicella 9.3 m x 20.7 m x 8.8 m.

Fonte: <http://www.mhivestasoffshore.com>

Generatore Siemens-Vestas SWT-6.0
con potenza nominale di 6 MW
<http://w5.siemens.com/>

Principali parametri del generatore V164-8MW

POWER REGULATION pitch regulated with variable speed

OPERATING DATA

Rated power	8.0 MW
Cut-in wind speed	4 m/s
Operational rotor speed	4.8 - 12.1 rpm
Nominal rotor speed	10.5 rpm
Operational temperature range	-10 - +25°C
Extreme temperature range	-15 - +35°C

DESIGN PARAMETERS

Wind class	IECS
Annual avg. Wind speed	11 m/s
Weibull shape parameter	k 2.2
Weibull scale parameter	12.4 m/s
Turbulence intensity	IEC B
1 year mean wind speed V1 (10 min avg.)	40 m/s
50 year mean wind speed V50 (10 min avg.)	50 m/s
Max inflow angle (vertical)	0°
Structural design lifetime	25 years

ROTOR

Rotor diameter	164 m
Swept area	21,124 m ²

ELECTRICAL

Frequency	50 Hz
Converter type	Full scale converter
Generator type	Permanent magnet
Nominal voltage	33 - 35 and 66 kV

TOWER

Type	Tubular steel tower
Hub heights	Site specific

BLADE DIMENSIONS

Length	80 m
Max. chord	5.4 m

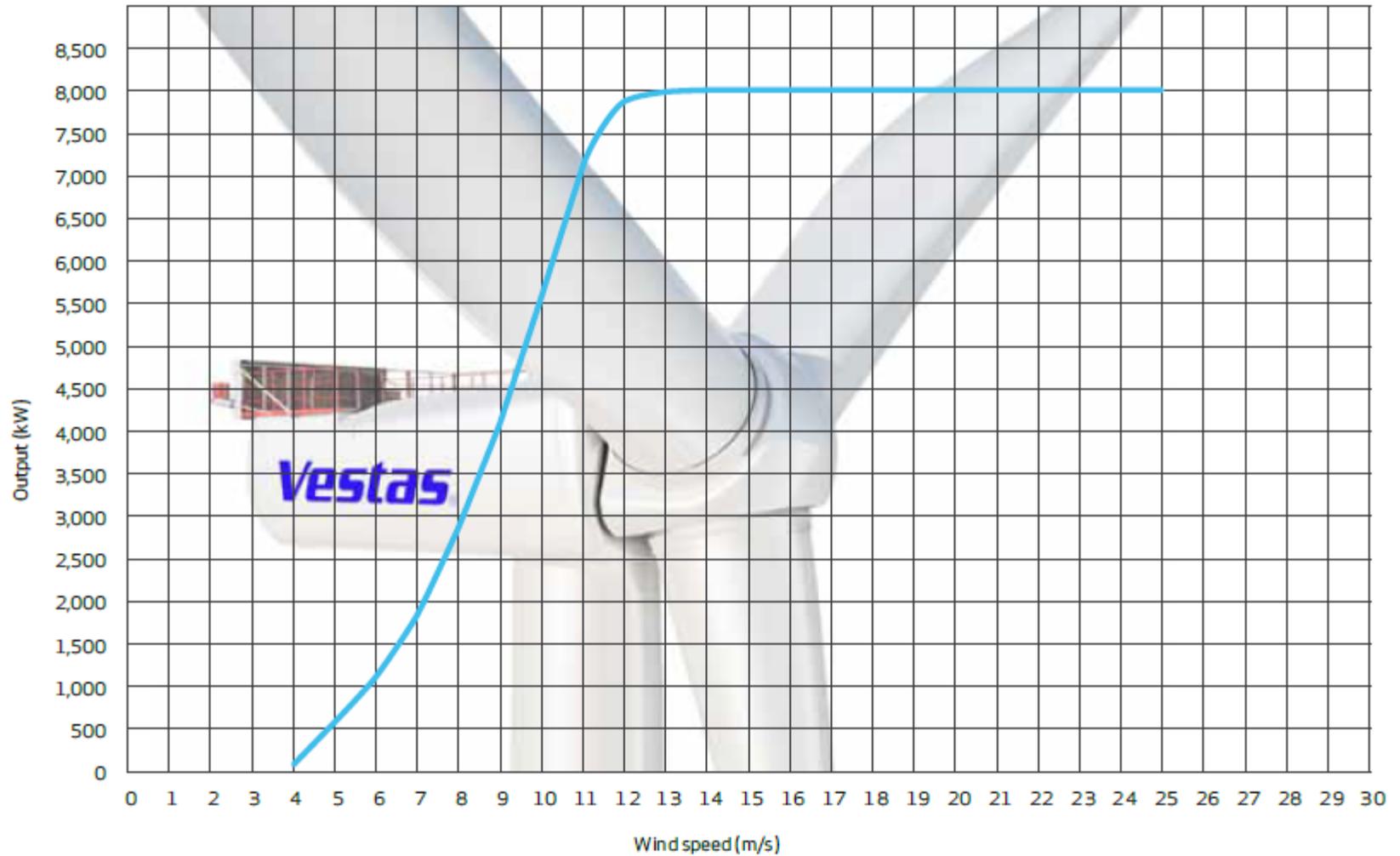
NACELLE DIMENSIONS (INCL HUB AND COOLERS)

Height	8 m
Length	20 m
Width	7.5 m

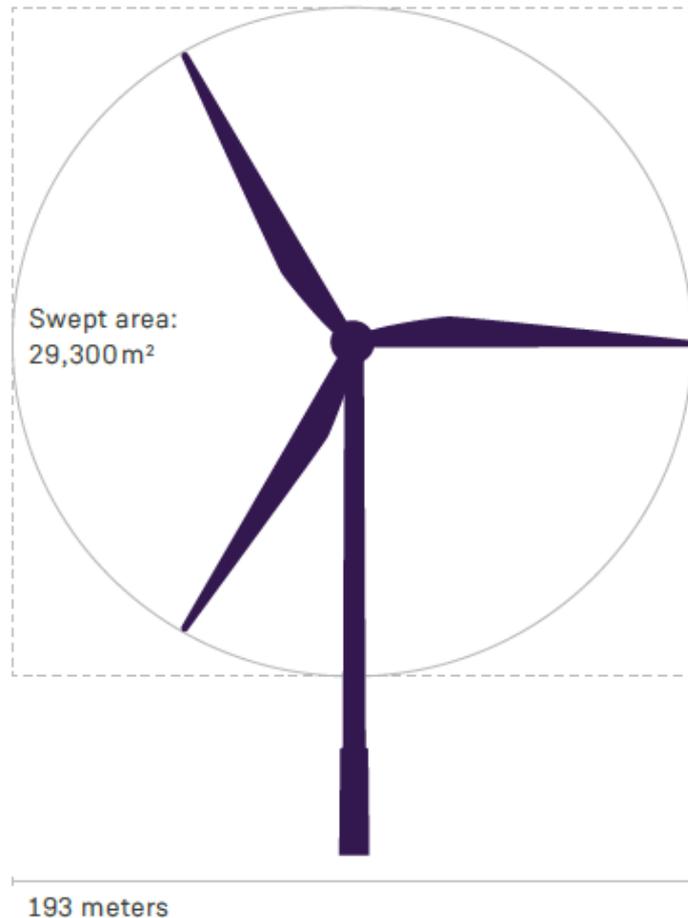
WEIGHTS

Nacelle, including hub	390 ± 10% tonnes
Blade	35 tonnes
Tower	Site dependent

Principali parametri del generatore V164-8MW



Principali parametri del generatore SG 10.0-193 DD



SiemensGamesa sta sviluppando una turbina da impiegare offshore con una potenza di 10 MW, la cui produzione è prevista per il 2022

SG 10.0-193 DD

IEC class	S (1B)
Nominal power	10,000 kW
Rotor diameter	193 m
Blade length	94 m
Swept area	29,300 m ²
Hub height	Site specific
Power regulation	Pitch-regulated, variable speed

Ciclo di vita di un generatore eolico - 1

Un esempio di calcolo, con la metodologia LCA (Lyfe Cycle Assessment) , dell'energy payback time e della carbon footprint di generatori eolici onshore e offshore è riportato in A. Bonou et al. (Applied Energy 180 (2016), 327–337), con risultati in accordo con precedenti studi

Market	Plant name	Turbine (MW-rotor diameter)	Hub height (m)	Wind speed (m/s)	Loss ^a (%)	Energy to grid/turbine/year (MW h)	Lifetime (y)
Onshore	G2	2.3–108	99.5	8.5	10	11,169	20
	D3	3.2–113	92.5	8.5	10	14,403	20
Offshore	G4	4.0–130	68.25	9.5	15	20,528	20
	D6	6.0–154	87.72	10	15	31,045	25

^a Wake, electrical and availability losses.

^b Sea/land.

LCA results for climate change and energy payback time.

Market	Plantname	Turbine(MW-rotor diameter)	Climate change g CO ₂ -eq/kWh	EPBT (months)
Onshore	G2	2.3–108	6.0	6.2
	D3	3.2–113	5.0	5.2
Offshore	G4	4.0–130	10.9	11.1
	D6	6.0–154	7.8	10

- L'energy payback time di un impianto eolico risulta minore di un anno, a fronte di una vita utile di più di venti anni
- Le emissioni di gas serra sono comprese tra 5 e 11 g CO₂-eq/kWh (carbone: 990 g CO₂-eq/kWh , gas naturale: 530 g CO₂-eq/kWh). Le emissioni di gas serra sono maggiori per gli impianti offshore a causa del contributo nelle fasi di installazione e smantellamento.

Ciclo di vita di un generatore eolico - 2

La carbon footprint è una misura che esprime in CO₂ equivalente il totale delle emissioni di gas ad effetto serra associate direttamente o indirettamente ad un prodotto, un'organizzazione o un servizio.

In conformità al Protocollo di Kyoto, i gas ad effetto serra da includere sono: anidride carbonica (CO₂), metano (CH₄), protossido d'azoto (N₂O), idrofluorocarburi (HFCs), esafluoruro di zolfo (SF₆) e perfluorocarburi (PFCs). La tCO₂e (tonnellate di CO₂ equivalente) permette di esprimere l'effetto serra prodotto da questi gas in riferimento all'effetto serra prodotto dalla CO₂, considerato pari a 1 (ad esempio il metano ha un potenziale serra 25 volte superiore rispetto alla CO₂, e per questo una tonnellata di metano viene contabilizzata come 25 tonnellate di CO₂ equivalente).

Impatto ambientale degli impianti eolici

- Occupazione del suolo
- Impatto visivo
- Rumore: il rumore di un generatore eolico viene solitamente diviso in una parte meccanica, dovuta al movimento delle parti situate all'interno della navicella, ed in una parte aerodinamica (a bassa frequenza) dovuta al movimento delle pale. La parte meccanica del rumore può essere efficientemente ridotta e la parte predominante è quella aerodinamica. L'inquinamento acustico dovuto alla parte aerodinamica può risultare importante quando la zona è particolarmente silenziosa (mancanza di traffico, fabbriche, etc.) in condizioni di bassa velocità del vento e può provocare disturbi del sonno, dell'udito e dolori alla testa.
- Interferenza elettro-magnetica (disturbi nei segnali radio-televisivi)
- Impatto sull'ecosistema: l'impatto con le pale delle turbine eoliche non sembra incidere significativamente sulla quantità di uccelli morti a causa delle attività umane; non è stato ancora sufficientemente studiato l'effetto sugli animali acquatici del rumore dovuto alle vibrazioni delle fondazioni negli impianti offshore.
- Modificazioni climatiche: gli impianti eolici modificano l'andamento delle correnti d'aria e la loro temperatura (in qualche caso si è osservata una riduzione delle precipitazioni atmosferiche); ad oggi tali modificazioni climatiche risultano non significative

Caratteristiche degli impianti offshore

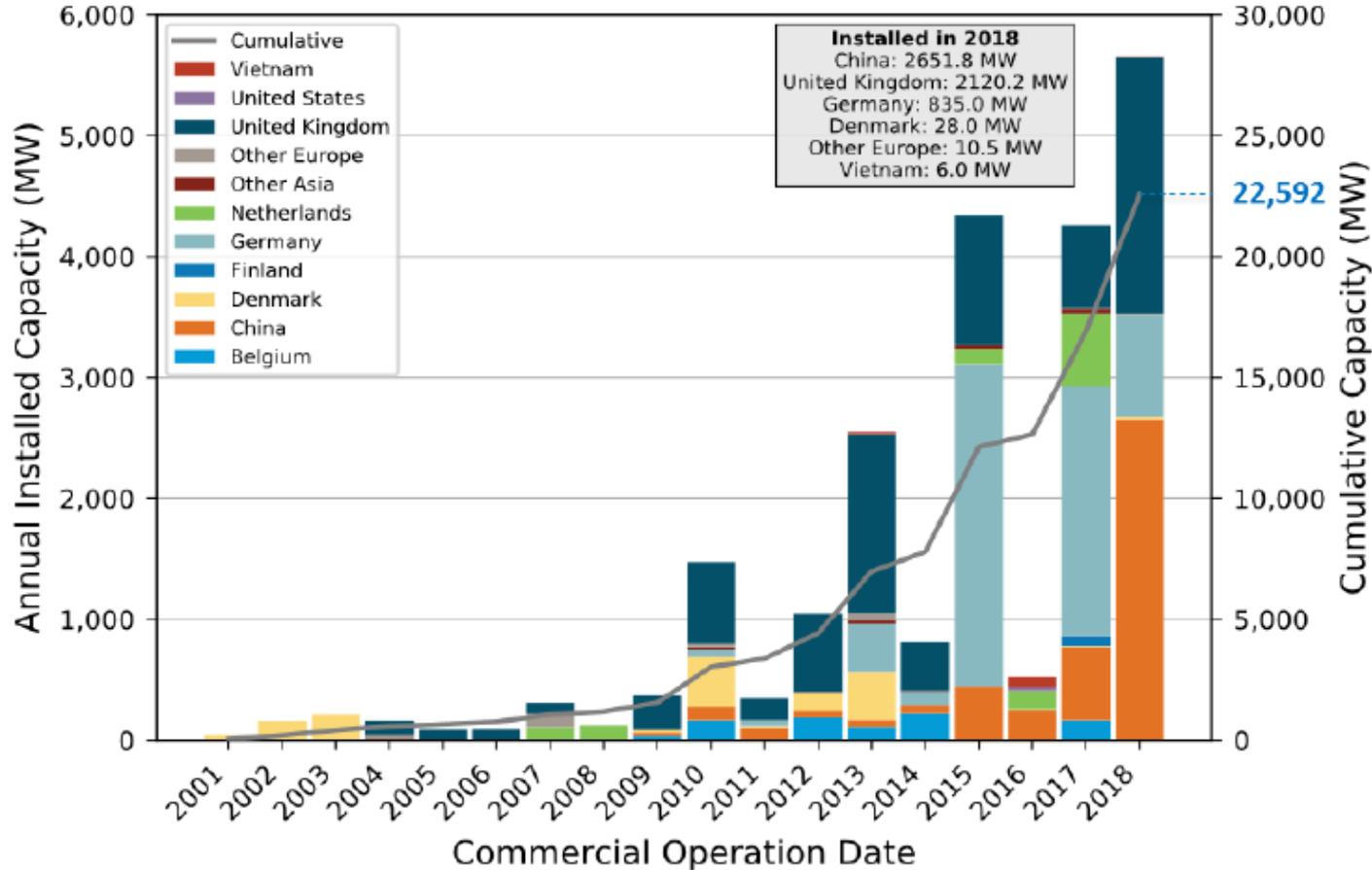
Vantaggi (rispetto agli impianti sulla terra ferma):

- Maggiore producibilità dovuta a venti più intensi e regolari (3000-4000 MWh/MW invece che 2000-2500 MWh/MW)
- Riduzione dell'impatto visivo (distanza dalla costa maggiore di 5 km)

Svantaggi:

- Maggiore costo di installazione principalmente dovuto alla necessità di ancorare le turbine al fondale marino
- Necessità di un collegamento delle turbine alla rete con un cavo sottomarino
- Maggiore costo di manutenzione

Impianti offshore nel mondo

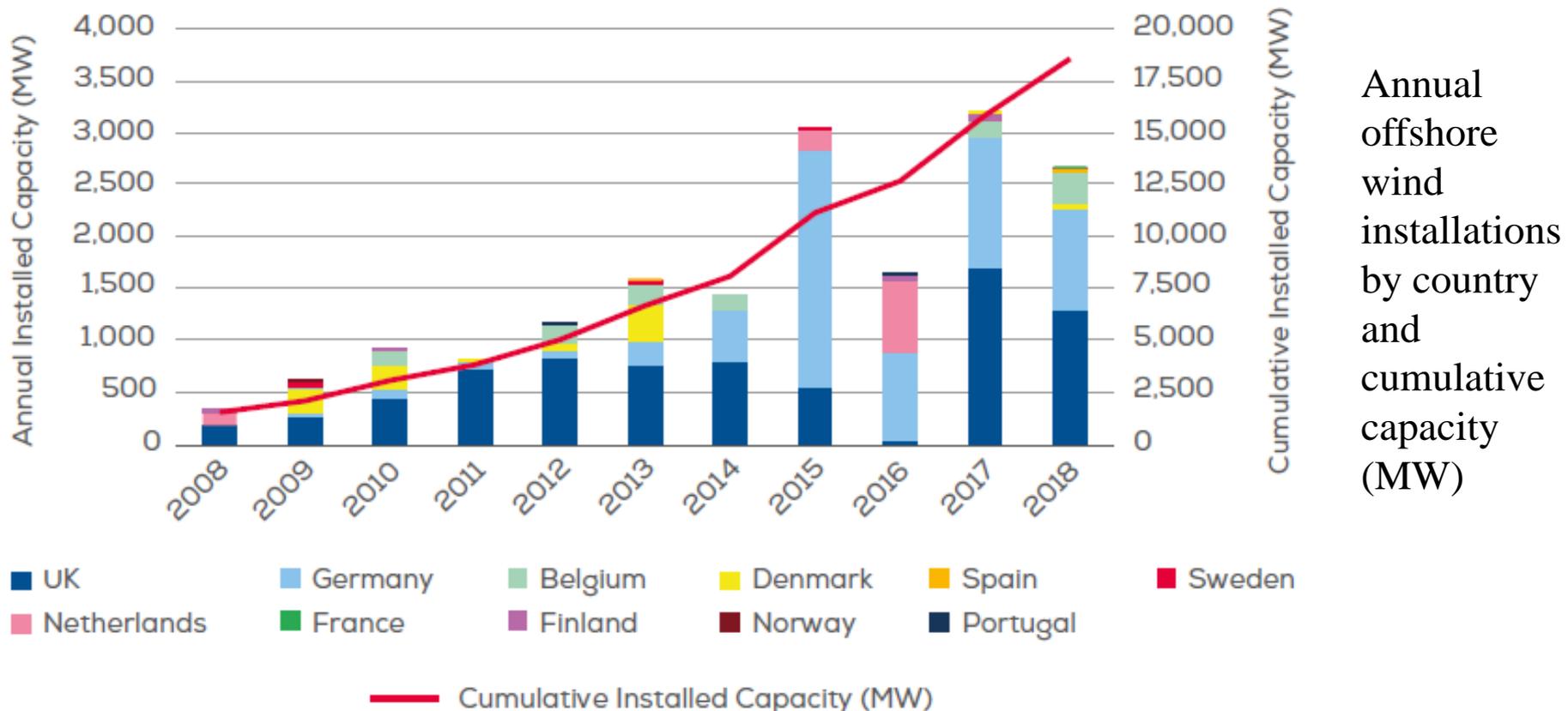


Fonte: US DOE,,
2018 offshore wind
market report

The global offshore wind market is still centered in Europe, with approximately 17,979 MW of installed cumulative capacity. Asia is the second largest regional market, with 4,639 MW, and North America is the third largest market, with only 30 MW of capacity installed today.

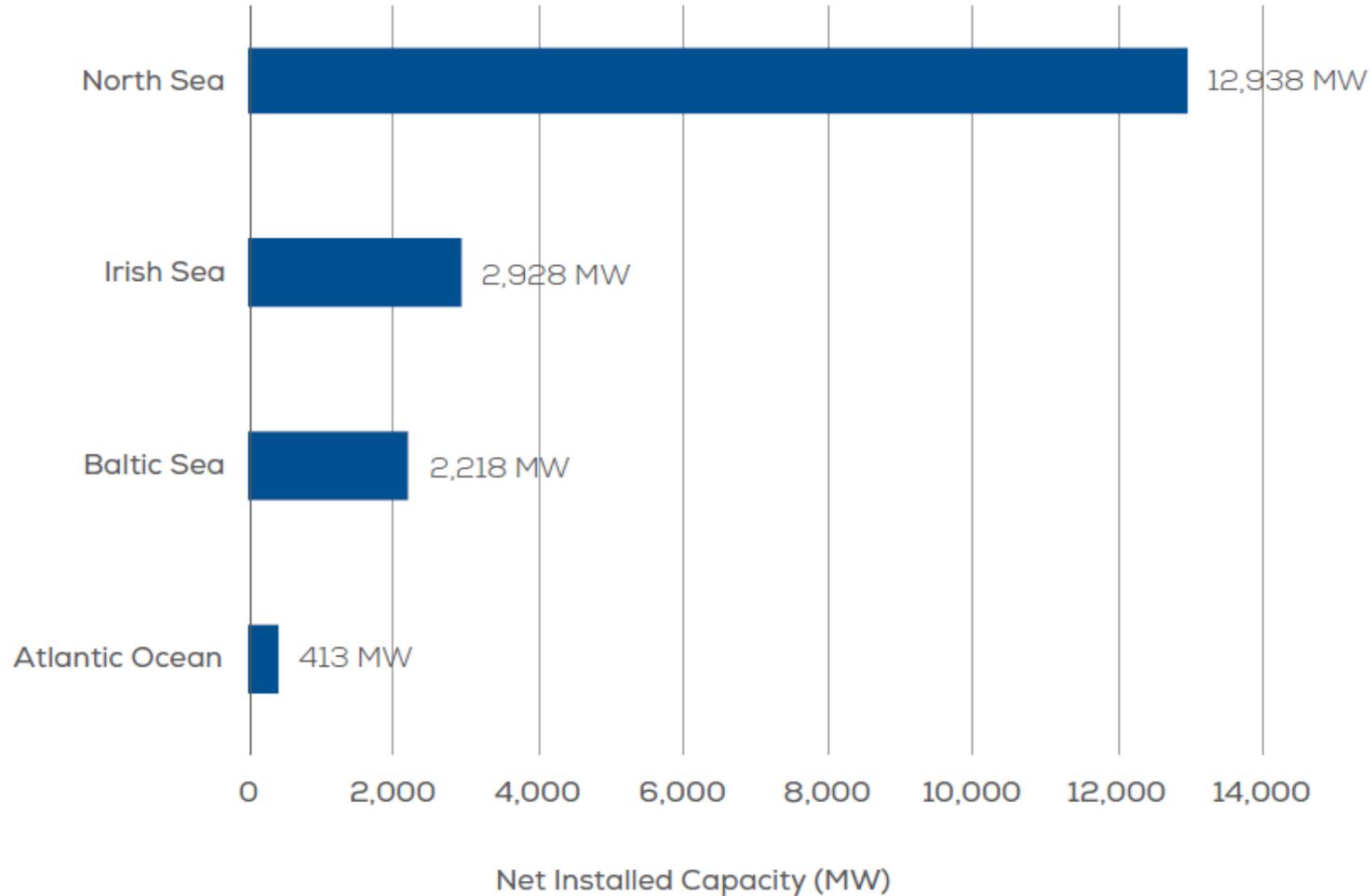
Impianti offshore in Europa - 1

- By the end of 2018, the UK has the largest amount of offshore wind capacity in Europe with 44% of all installations. Germany is second, with 34%, followed by Denmark (7%), Belgium (6.4%) and the Netherlands (6%).

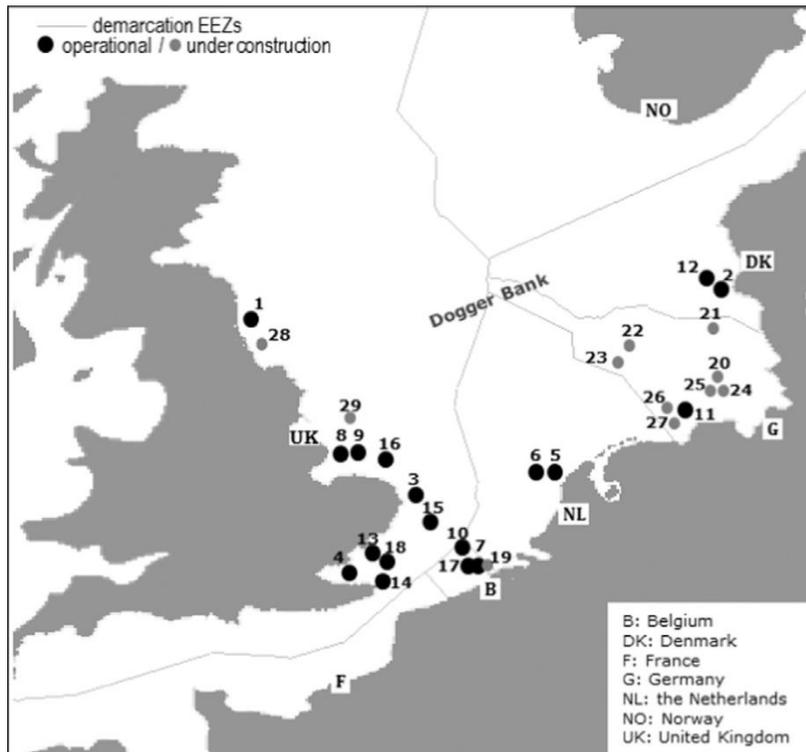


Impianti offshore in Europa - 2

- The North Sea accounts for 70% of all offshore wind capacity in Europe, followed by the Irish Sea with 16%, the Baltic Sea with 12%, and the Atlantic Ocean with 2%.

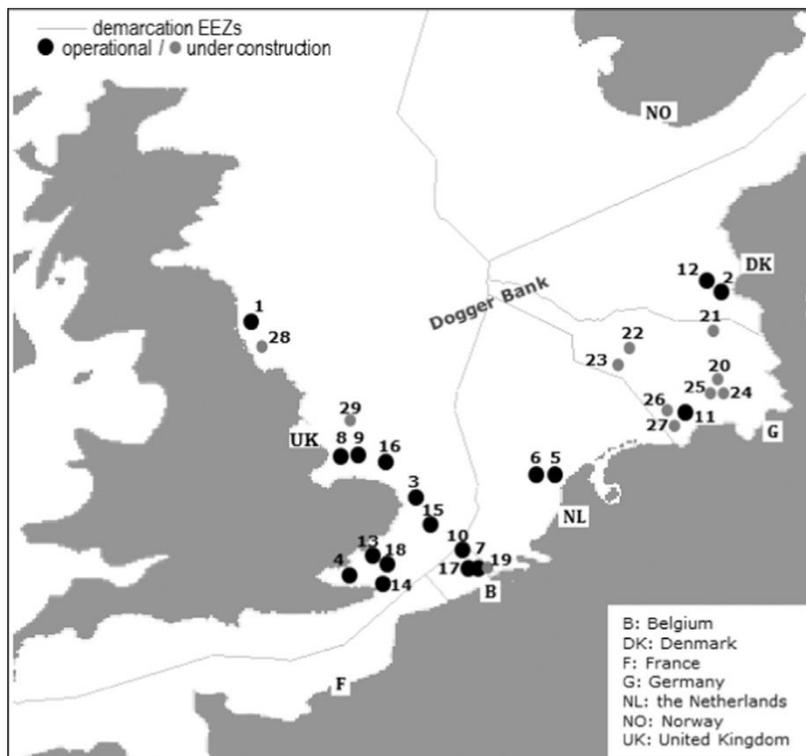


Impianti in esercizio nel mare del Nord (giugno 2013)



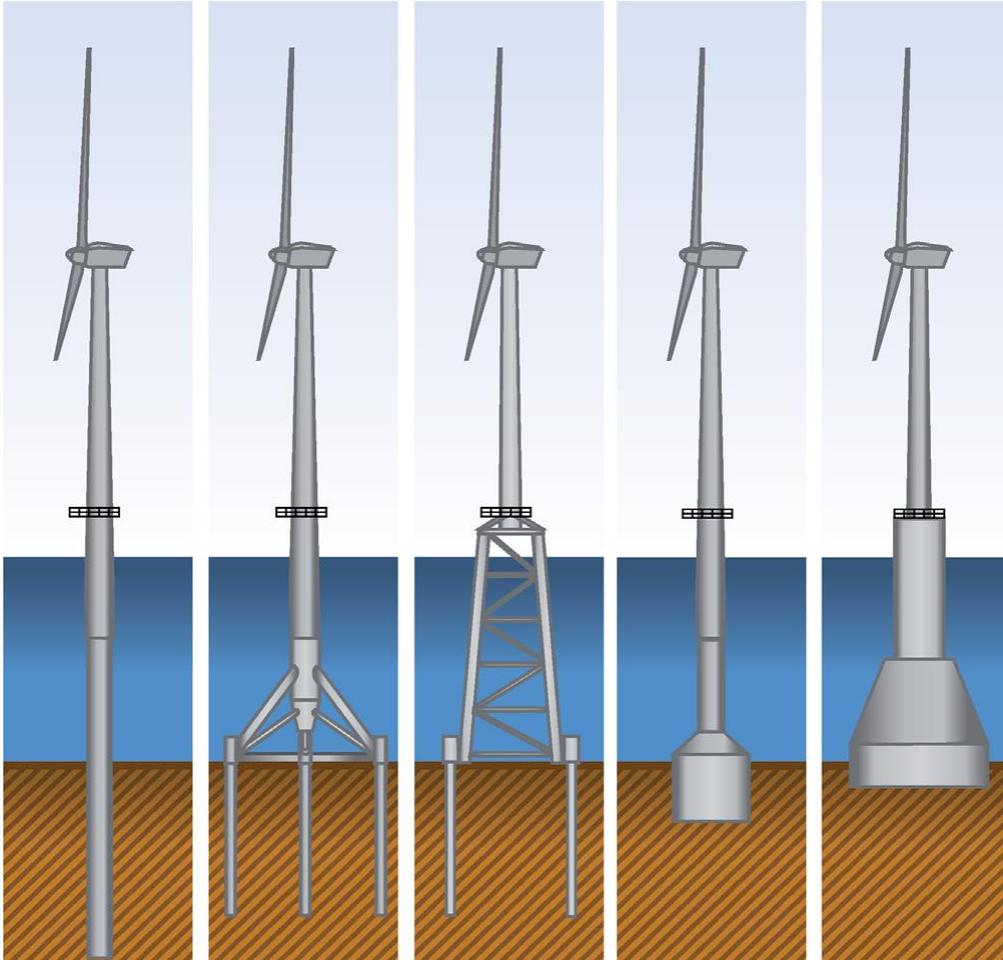
Name	Anno	D (km)	P (MW)
1. Blyth (UK)	2001	1.6	4
2. Hornsrev1(DK)	2002	18	160
3. Scrobysands(UK)	2004	2.3	60
4. Kentish flats (UK)	2005	8.5	90
5. OWEZ (NL)	2007	14	108
6. PrinsesAmaliawindpark (NL)	2008	23	120
7. Thorntonbankphasel (B)	2009	27	300
8. Innerdowsing (UK)	2009	5	97.2
9. Lynn (UK)	2009	5	97.2
10. Belwindphasel (B)	2010	46	300
11. Alphaventus (G)	2010	56	60
12. Hornsrev2 (DK)	2010	32	209.3
13. Gunfleet sands (UK)	2010	7	172.8
14. Thanet (UK)	2010	12	300
15. Greatergabbard (UK)	2012	36	504
16. Sheringhamshoal (UK)	2012	23	316.8
17. Thorntonbankphasell (B)	2013	27	184.5
18. Londonarrayphase1 (UK)	2013	20	630

Impianti in costruzione nel mare del Nord (giugno 2013)



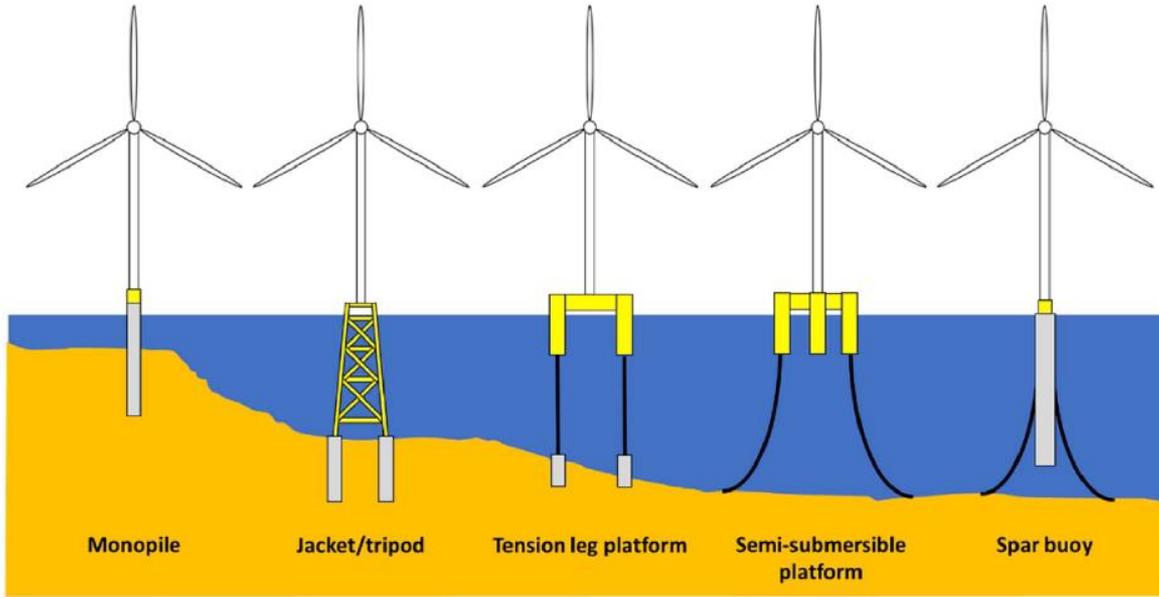
Name	Anno	D (km)	P (MW)
19. ThorntonbankphaseIII (B)	2004	26	111
20. Nordseeost (G)	2004	57	295.2
21. Dantysk (G)	2005	70	400
22. Globaltech (G)	2006	115	400
23. BARDOffshore1 (G)	2007	101	400
24. Meerwindost (G)	2007	23	144
25. Meerwindsüd (G)	2007	53	144
26. Borkumphase1 (G)	2008	45	200
27. Riffgat (G)	2010	15	108
28. Teesside (UK)	2007	1.5	62.1
29. Lincs (UK)	2008	8	270

Tipologia delle fondazioni -1



- Sistema monopalo in acciaio (come quello on-shore) adatto ai bassi fondali sabbiosi, utilizzato fino ad una profondità massima di 25 m.
- Sistemi a gravità in calcestruzzo, strutture costruite, trasportate al sito e depositate sul fondale marino, quindi appesantite attraverso il pompaggio di sabbia rocce e ferro, utilizzato fino ad una profondità massima di 30 m.
- Sistemi a traliccio in acciaio, a tripode in calcestruzzo utilizzate per i fondali più profondi.

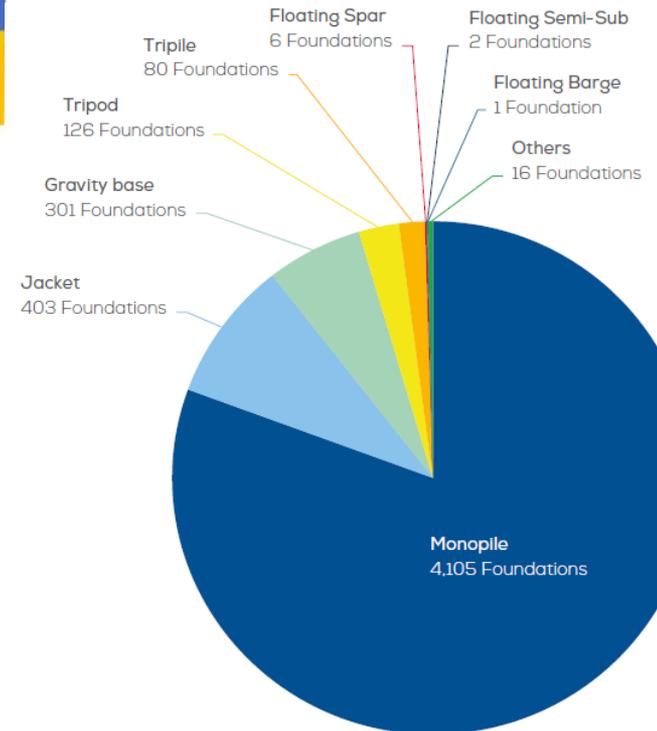
Tipologia delle fondazioni -2



Fonte: Future emerging technologies in the wind power sector: A European perspective, Renewable and Sustainable Energy Reviews 113 (2019) 109270

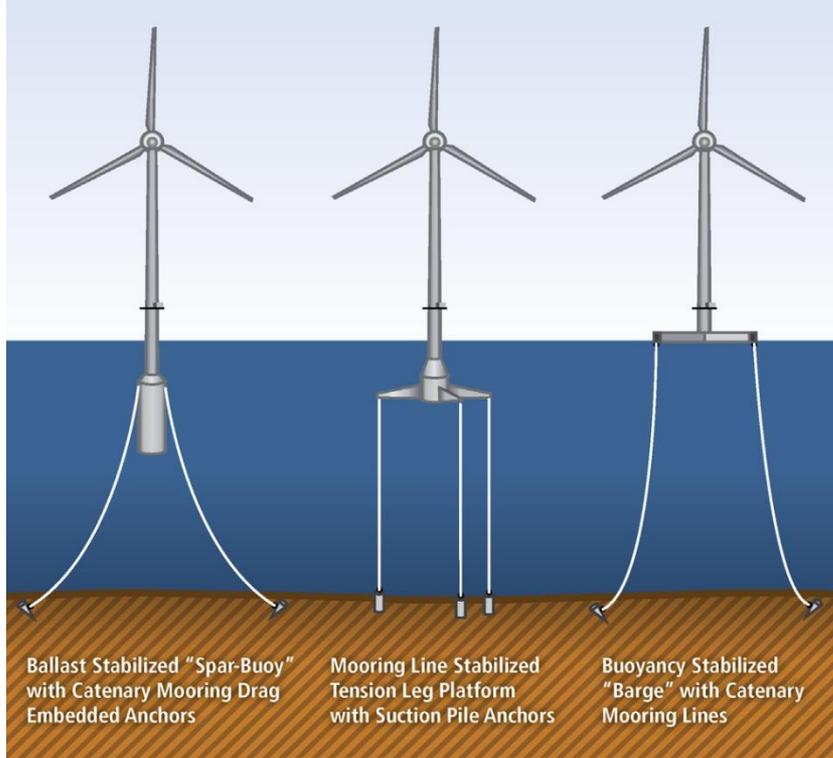
At the end of 2018, regarding the total installed fleet Monopiles represents 81.5% of all installed substructures in Europe.

Tripile (1.6%) and Tripod (2.5%) saw no additional installations in 2018. And the share of jacket foundations (8%) rose due to construction at Beatrice 2, East Anglia 1 and EOWDC.



Fonte: Offshore Wind in Europe Key trends and statistics 2018

Tipologia delle fondazioni - 3



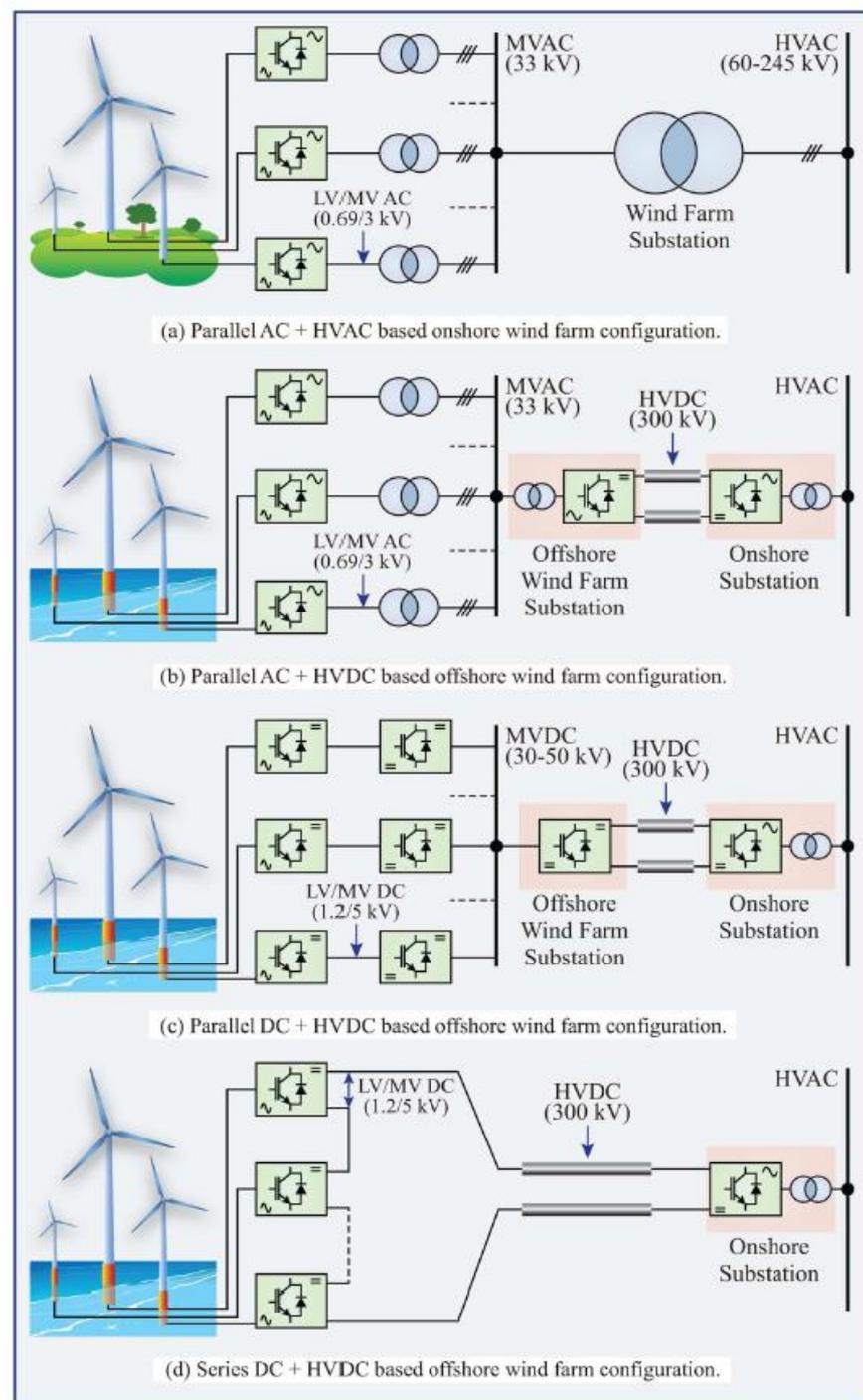
Floating offshore wind project in Europe

Fonte: WindEurope: floating offshore wind vision statement 2017

PROJECT NAME	CAPACITY	COUNTRY	EXPECTED COMMISSIONING DATE
Dounreay Tri	2 x 5 MW	Scotland	2018
Gaelectic	30 MW	Ireland	2021
Hywind Scotland	30 MW	Scotland	2017
WindFloat Atlantic	30 MW	Portugal	2018-2019
Kincardine	48 MW	Scotland	From 2018
French pre-commercial farms	4 x 25 MW	France	2020
Atlantis / Ideol project	100 MW	UK	2021

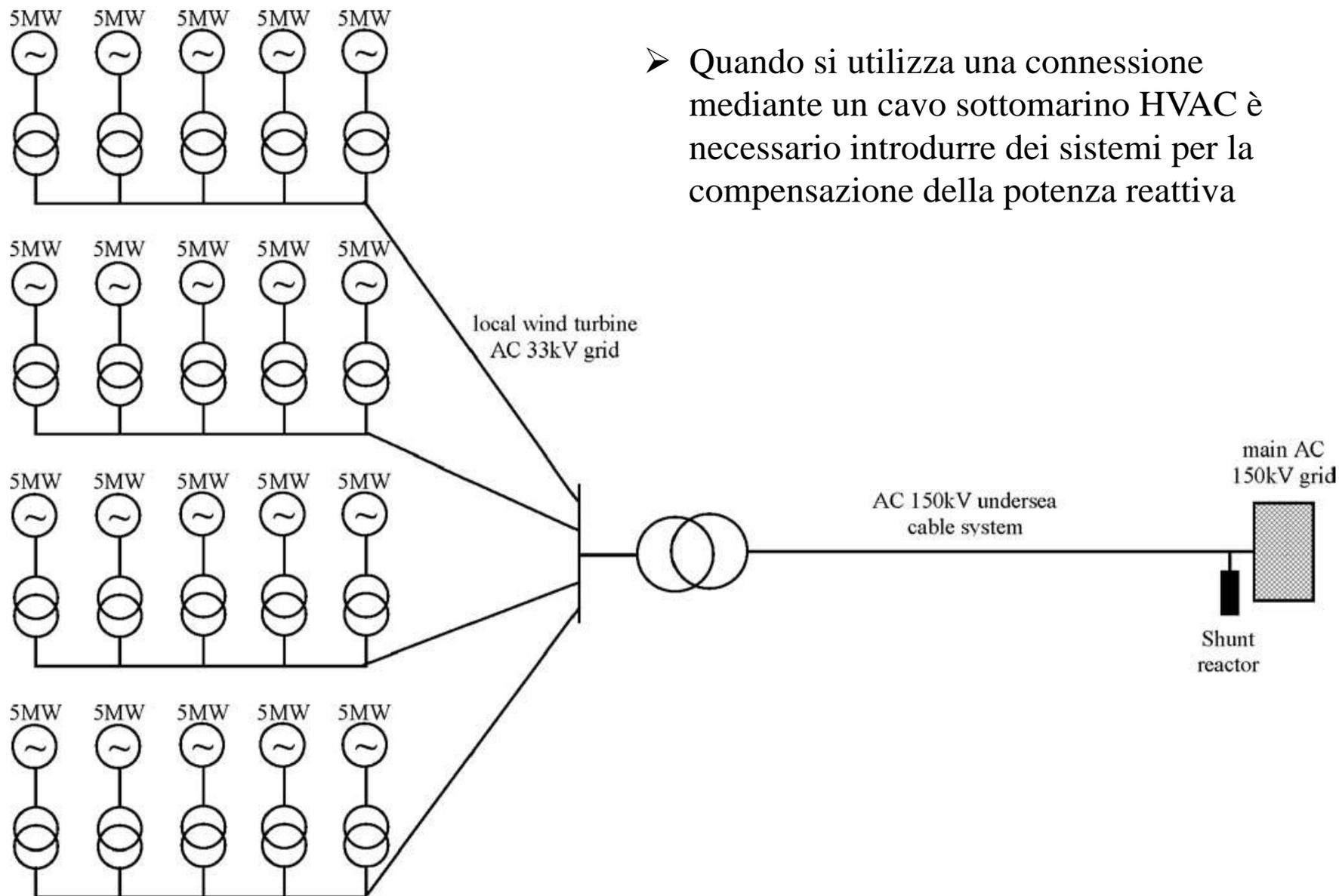
Connessione alla rete elettrica di centrali eoliche

- Una centrale eolica è costituita da un numero elevato di generatori eolici che erogano potenza alla rete di trasmissione in AT attraverso un unico punto di connessione.
- Normalmente i singoli generatori eolici sono collegati in parallelo ad una rete locale in MT. Negli impianti onshore la rete locale è collegata alla rete in AT mediante un trasformatore posto nella sottostazione della centrale. Negli impianti offshore, la rete locale viene collegata alla sottostazione sulla terra ferma per mezzo di un cavo sottomarino in AT che può essere in corrente continua o alternata.
- E' possibile anche collegare i singoli generatori in parallelo ad una rete dc (MT) o in serie ad una rete dc (AT)

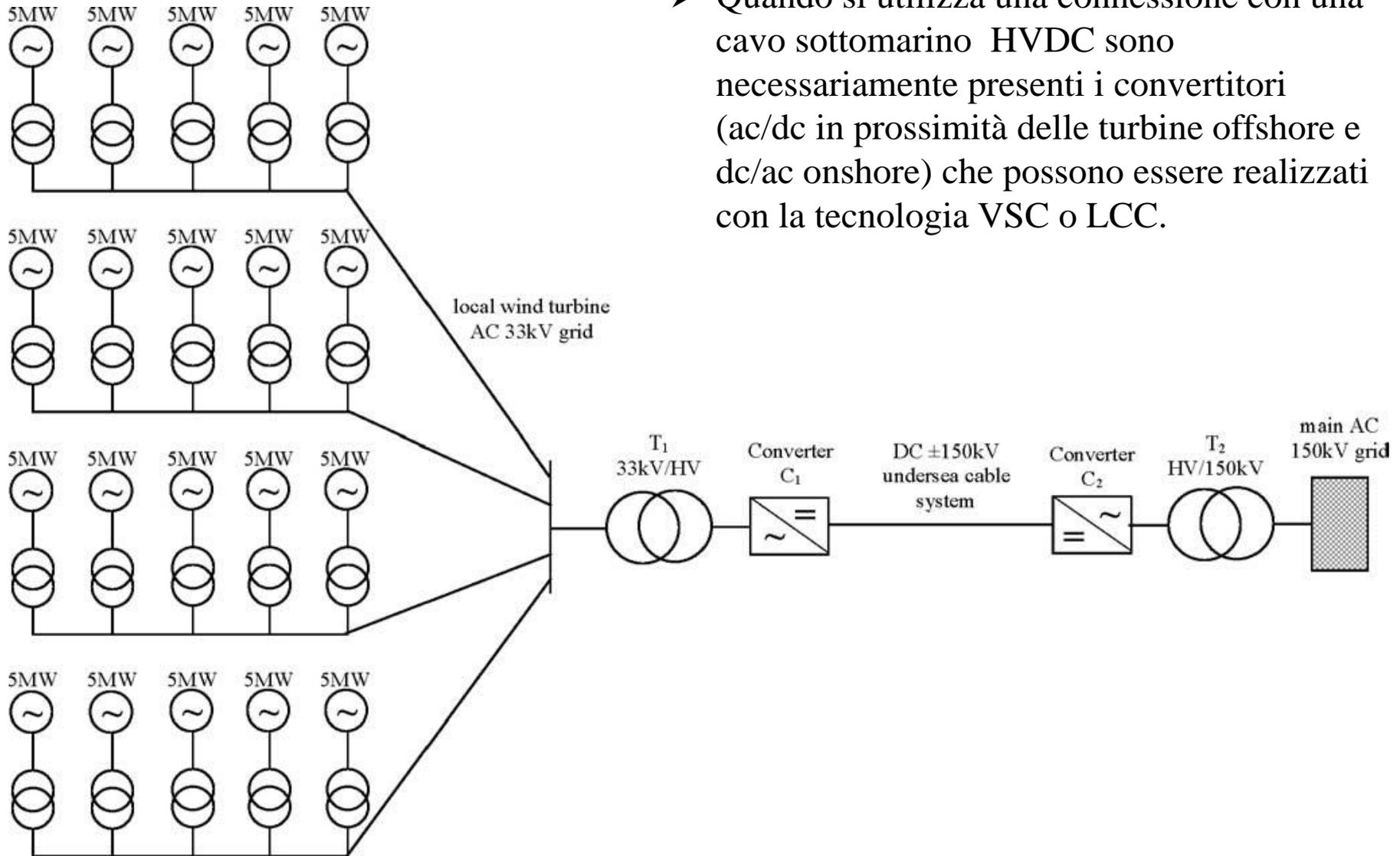


Connessione alla rete elettrica di centrali offshore (HVAC)

- Quando si utilizza una connessione mediante un cavo sottomarino HVAC è necessario introdurre dei sistemi per la compensazione della potenza reattiva



Connessione alla rete elettrica di centrali offshore (HVDC)



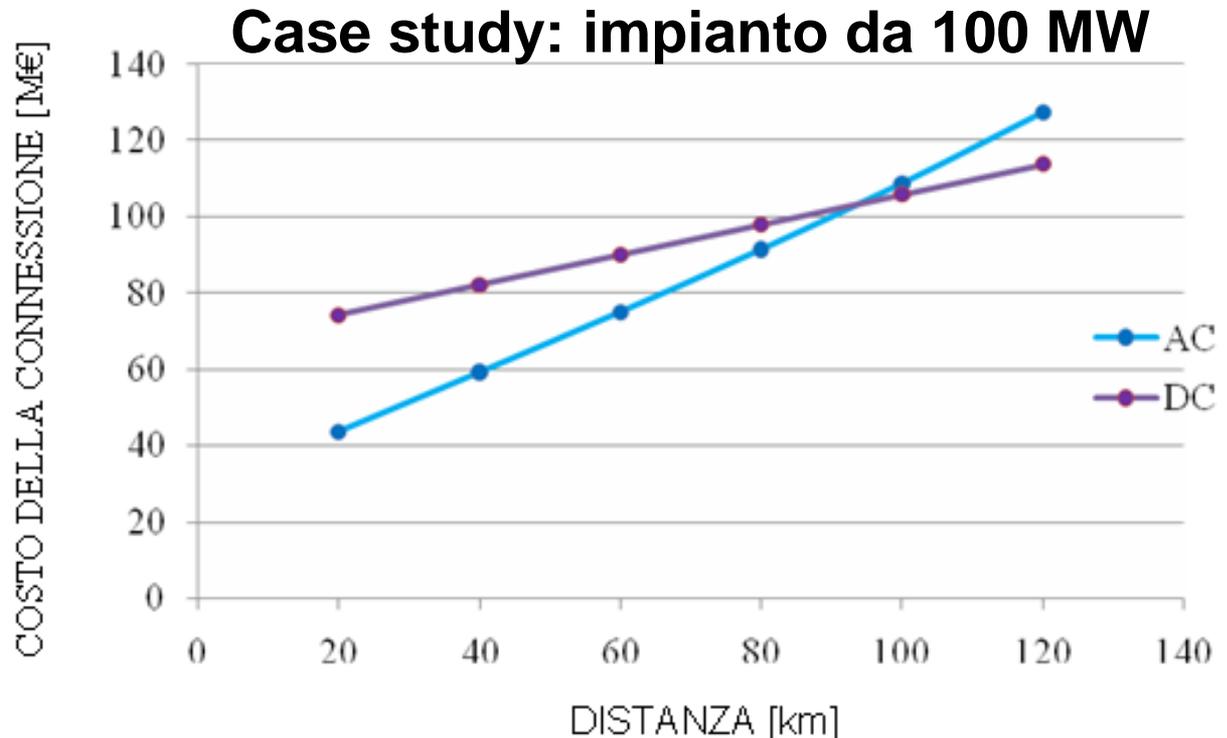
- Quando si utilizza una connessione con un cavo sottomarino HVDC sono necessariamente presenti i convertitori (ac/dc in prossimità delle turbine offshore e dc/ac onshore) che possono essere realizzati con la tecnologia VSC o LCC.

Case	Type	Investment costs	Year zero losses costs	Year zero O&M costs	Year zero ENS costs	Year zero total costs
		M€	M€	M€	M€	M€
100 MW - 20 km	AC	31.98	6.13	3.71	1.75	43.57
	DC	46.82	16.06	4.46	6.91	74.24
100 MW - 40 km	AC	45.12	7.92	4.37	1.75	59.17
	DC	53.61	16.83	4.80	6.91	82.15
100 MW - 60 km	AC	58.21	10.03	5.03	1.75	75.02
	DC	60.39	17.61	5.14	6.91	90.05
100 MW - 80 km	AC	71.29	12.73	5.69	1.75	91.46
	DC	67.18	18.38	5.48	6.91	97.95
100 MW - 100 km	AC	84.35	16.37	6.34	1.75	108.82
	DC	73.97	19.16	5.82	6.91	105.86
100 MW - 120 km	AC	97.41	21.33	7.00	1.75	127.49
	DC	80.75	19.93	6.16	6.91	113.76

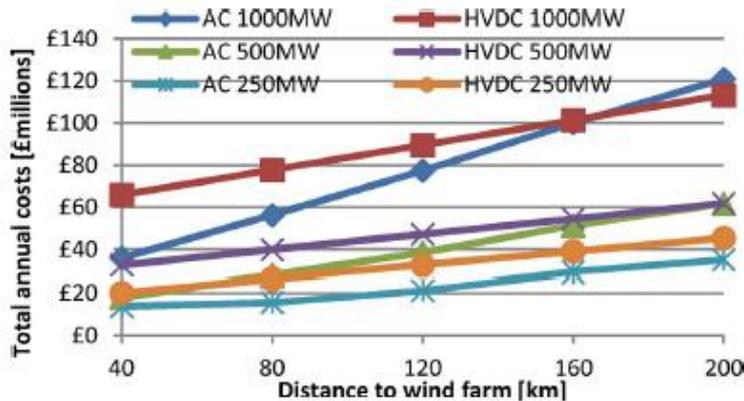
HVDC vs. HVAC - 1

Fonte: “HVDC Connection of Offshore Wind Farm to the Transmission System”, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 22 No. 1 March 2007.

- Esiste un valore limite della distanza del collegamento per la convenienza economica della connessione HVDC rispetto a quella HVAC



HVDC vs. HVAC - 2

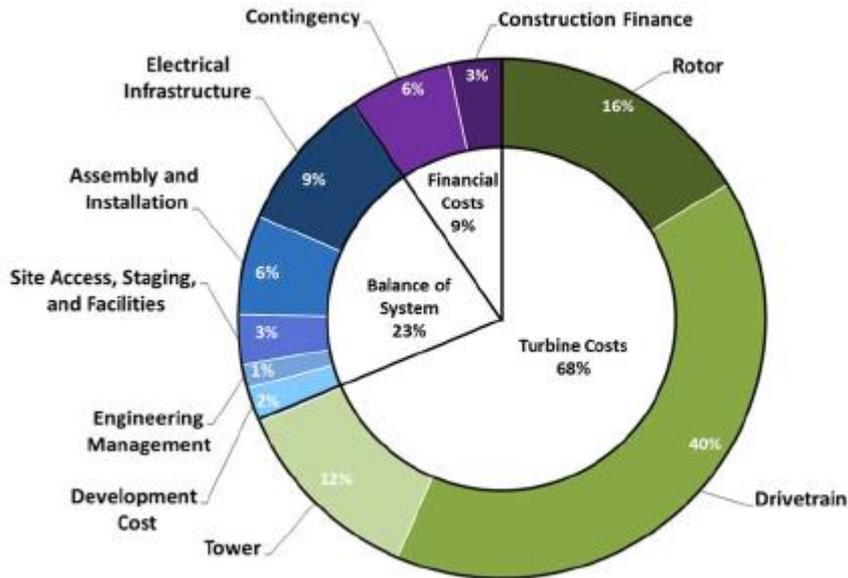


- Il valore limite per la convenienza economica della connessione HVDC rispetto a quella HVAC dipende dai parametri del modello di costo adottati

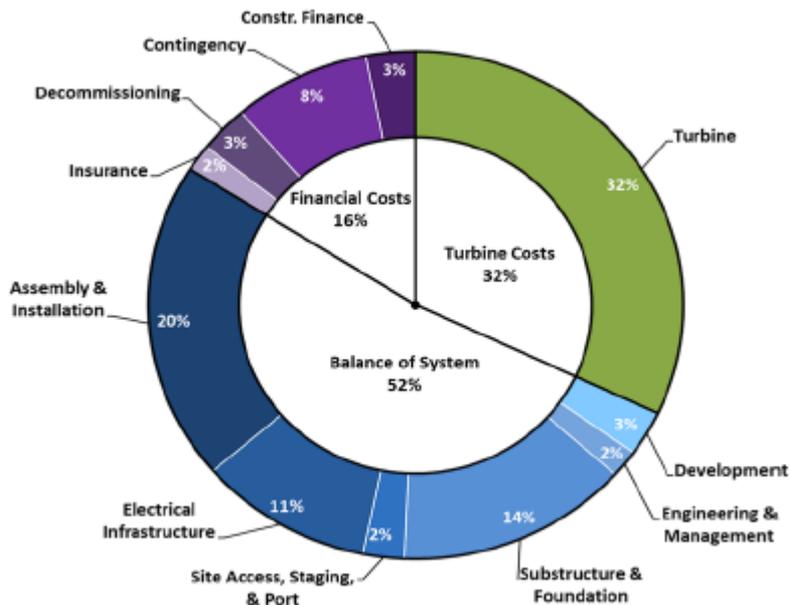
Component	Cost	Notes, e.g. for 1000MW wind farm
350MVA 220kV 3-core, submarine cable	£470k / km	4 parallel cables with length increasing with distance to wind farm.
Cable installation of 2 cables in one trench at 1m depth	£675k/km / trench with 2 cables	4 cables require 2 trenches.
Onshore GIS switchgear (275kV and 400kV).	£2.1million / 275kV substation £2.6million / 400kV substation	Required for either side of GIP transformers.
220kV/400kV 275MVA transformer.	£2.34million / transformer	1053MVA capacity is required to transfer 1000MW at 0.95 pf, hence 4 transformers required.
500MW 220kV/33kV Offshore substation, including 500tonne platform, 220kV GIS switchgear, jacket foundation and installation in 20-30m water depth.	£39.1million / 500MW	A single platform would most likely be used; therefore the costs have been scaled linearly to give 1000MW capacity.
Mechanically switched shunt reactors 100MVar at 220kV.	£1.2million / 100Mvar	Required at GIP, cable mid-point and WFB, depending on cable length

Component	Cost	Notes, e.g. for 1000MW wind farm
500MW 300kV HVDC 1800mm ² single core cable.*	£360k / km	3 parallel cables required for positive and negative poles and metallic earth return with length increasing with distance to wind farm. (earth return cable is assumed to be same as pole cables)
Installation of cables at 1m depth.	£675k/km / trench with 2 cables £400/km / trench with single cable	3 cables, 2 buried in a single trench and one cable in a second trench.
Shore end 550MVA 300kV Voltage Source Converter (VSC), inc.AC switchgear.	£68million / converter	2 VSCs are required giving +/- 300kV.
150kV/400kV 275MVA transformer, inc. 400kV GIS switchgear	£2.34million / transformer £2.6million / 400kV GIS substation	1053MVA capacity is required to transfer 1000MW at 0.95 pf, therefore 4 transformers are required.
Offshore VSC platform inc. 2x 500MW VSCs and 220kV GIS switchgear, including 8000tonne platform, jacket foundation and installation in 20-30m water depth.	£232million / platform	Single platform for bi-pole VSCs and AC switchgear.

Costo di un impianto eolico



Ripartizione dei costi per un impianto eolico on-shore

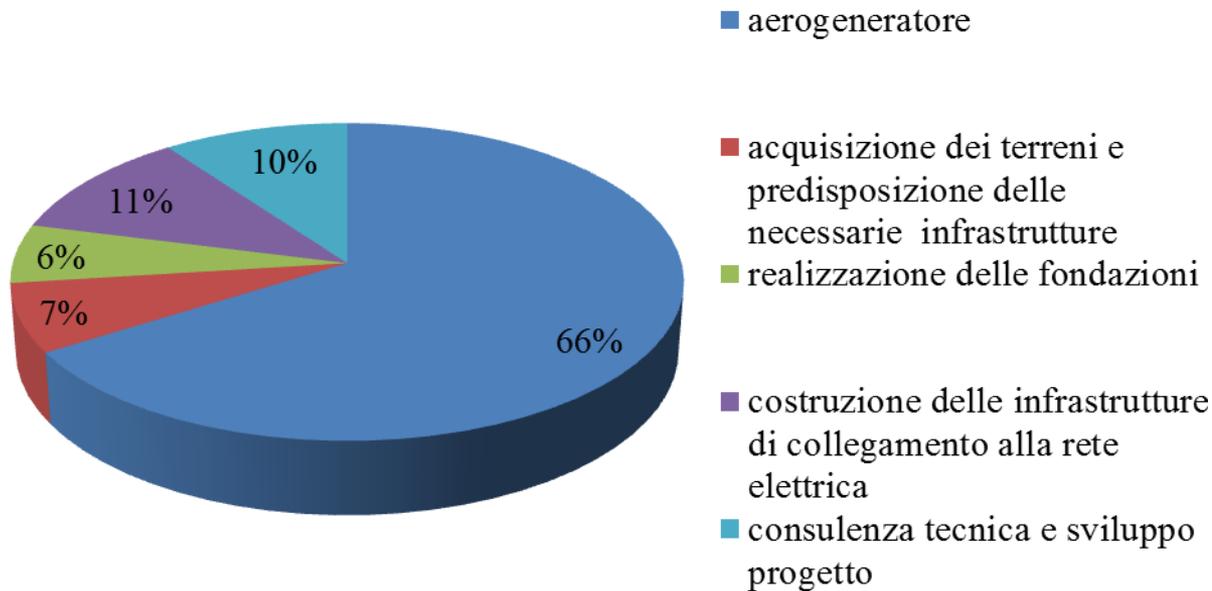


Ripartizione dei costi per un impianto eolico off-shore

Fonte: 2013 «Cost of Wind Energy review», National Renewable Energy Laboratory (national laboratory of the US Department of Energy)

Costo di un impianto eolico in Italia

Composizione dei costi di investimento di un impianto eolico in Italia



Costo unitario:
1600 €/kW

Fonte: Politecnico di Milano, «Wind Energy Report. Il sistema industriale italiano nel business dell'energia eolica», luglio 2012.

In Italia, nel 2016, il costo degli impianti eolici è variato da 1840 €/kW per gli impianti di piccola taglia a 1500 €/kW per gli impianti di taglia maggiore.

Componente	2008	2016
Turbina	77 %	70 %
Costi di connessione	5 %	13 %
Costi di costruzione infrastruttura, building, opere civili	10 %	10 %
Costi di progettazione, autorizzazione e permessi	8 %	7 %

Scomposizione dei costi di un impianto eolico in Italia:

Costo della energia prodotta per via eolica - 1

$$LCOE = \frac{CapEx \times FCR + OpEx}{AEP_{net}/1000}$$

$$FCR = \frac{d(1+d)^n}{(1+d)^n - 1} \times \frac{1 - (T \times PVdep)}{(1-T)}$$

LCOE = Levelized Cost of Electricity (\$/MWh)

FCR = Fixed Charge of Rate (%)

CapEx = Capital Expenditures (\$/kW)

AEP_{net} = Net Annual Energy Production (MWh/MW/yr)

OpEx = Operational Expenditures (\$/kW/yr)

PVdep = present value of depreciation (%)

d = discount rate (WACC Weighted Average Cost of Capital) (%)

T = effective tax rate (%)

n = operational life (yr)

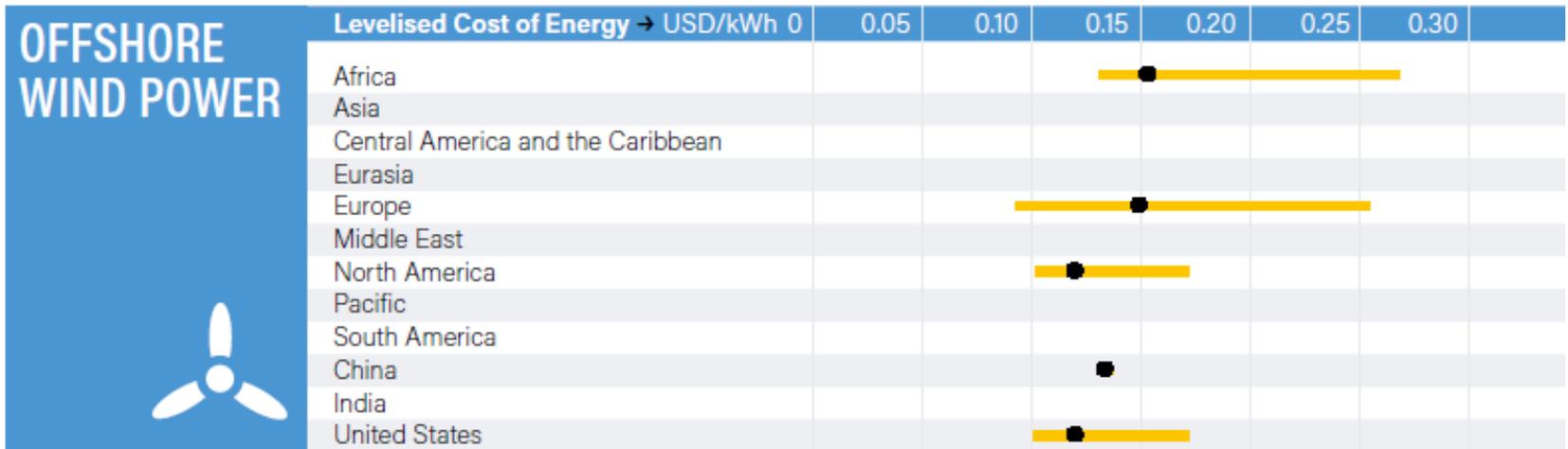
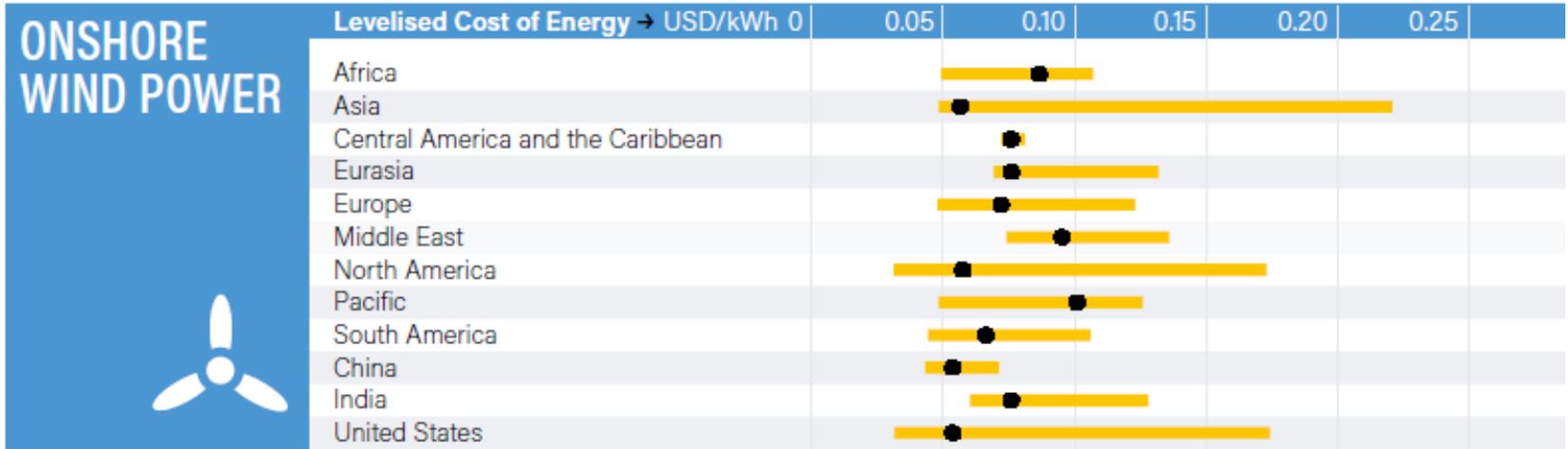
Fonte: 2013 «Cost of Wind Energy review», National Renewable Energy Laboratory (national laboratory of the US Department of Energy)

Costo della energia prodotta per via eolica -2

	Onshore	Offshore
Nominal power (MW)	1.91	4.3
Capital Expenditures (\$/kW)	1728	5187
Operating Expenditures (\$/kW/yr)	50	136
Fixed charge rate (%)	10.2	11.7
Net annual energy production (MWh/MW/yr)	3410	3463
<i>Average wind speed at 50 m = 7.25 (m/s)</i>		
<i>Average wind speed at hub height = 7.79 (m/s)</i>		
Net capacity factor (%)	38.5	39
Levelized Cost of Electricity (\$/MWh)	66	215

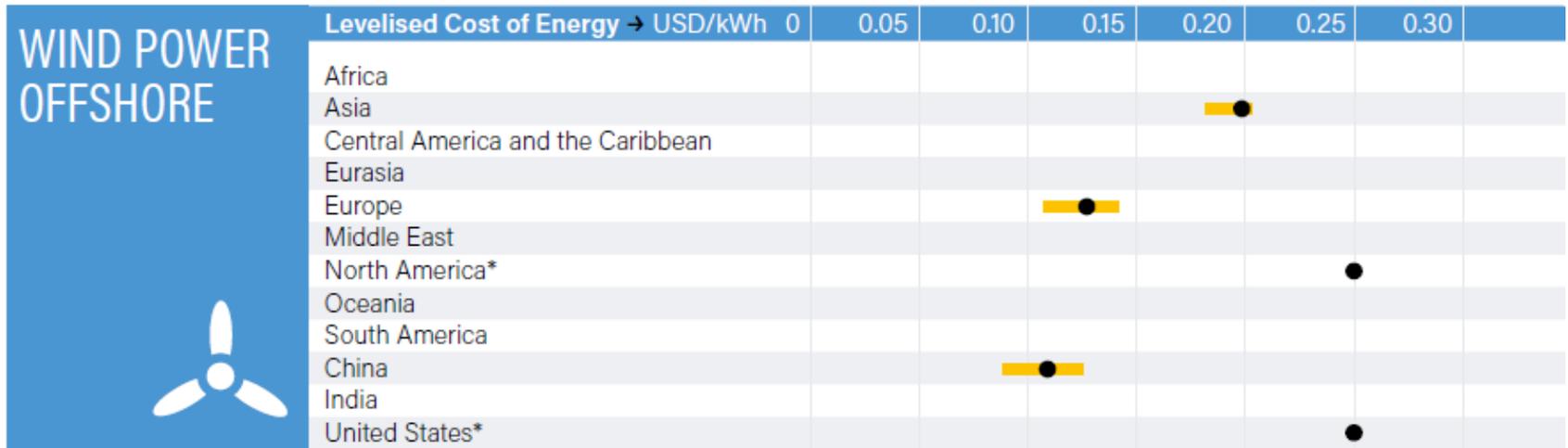
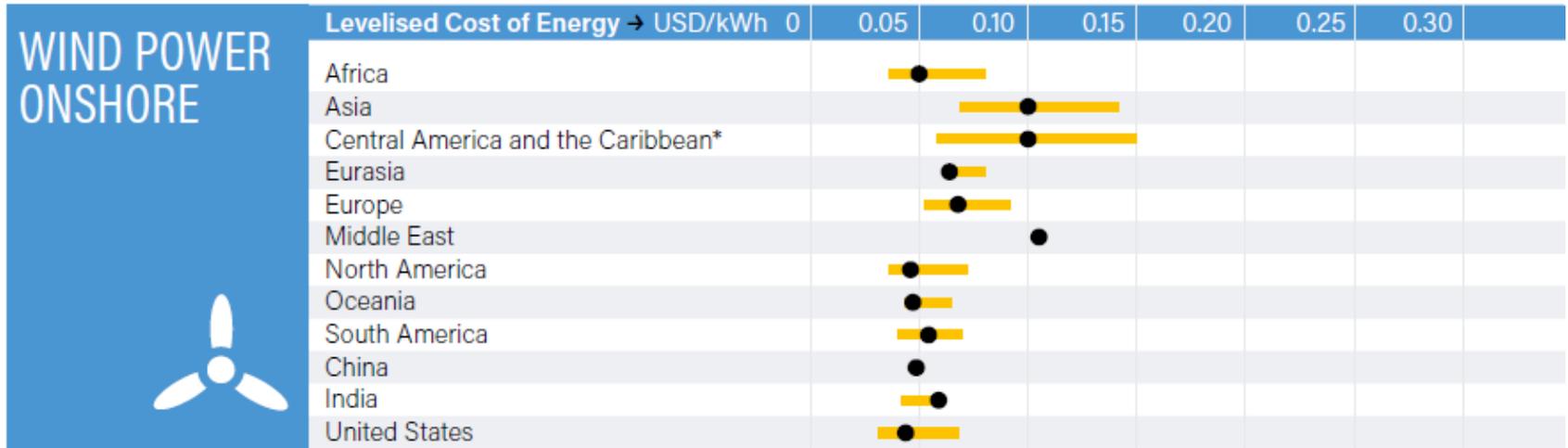
Fonte: «2013 Cost of Wind Energy review», National Renewable Energy Laboratory (national laboratory of the US Department of Energy)

Costo della energia prodotta per via eolica - 3



Fonte: «Renewables 2016 Global Status Report», REN21 Renewable Energy policy Network for the 21° century

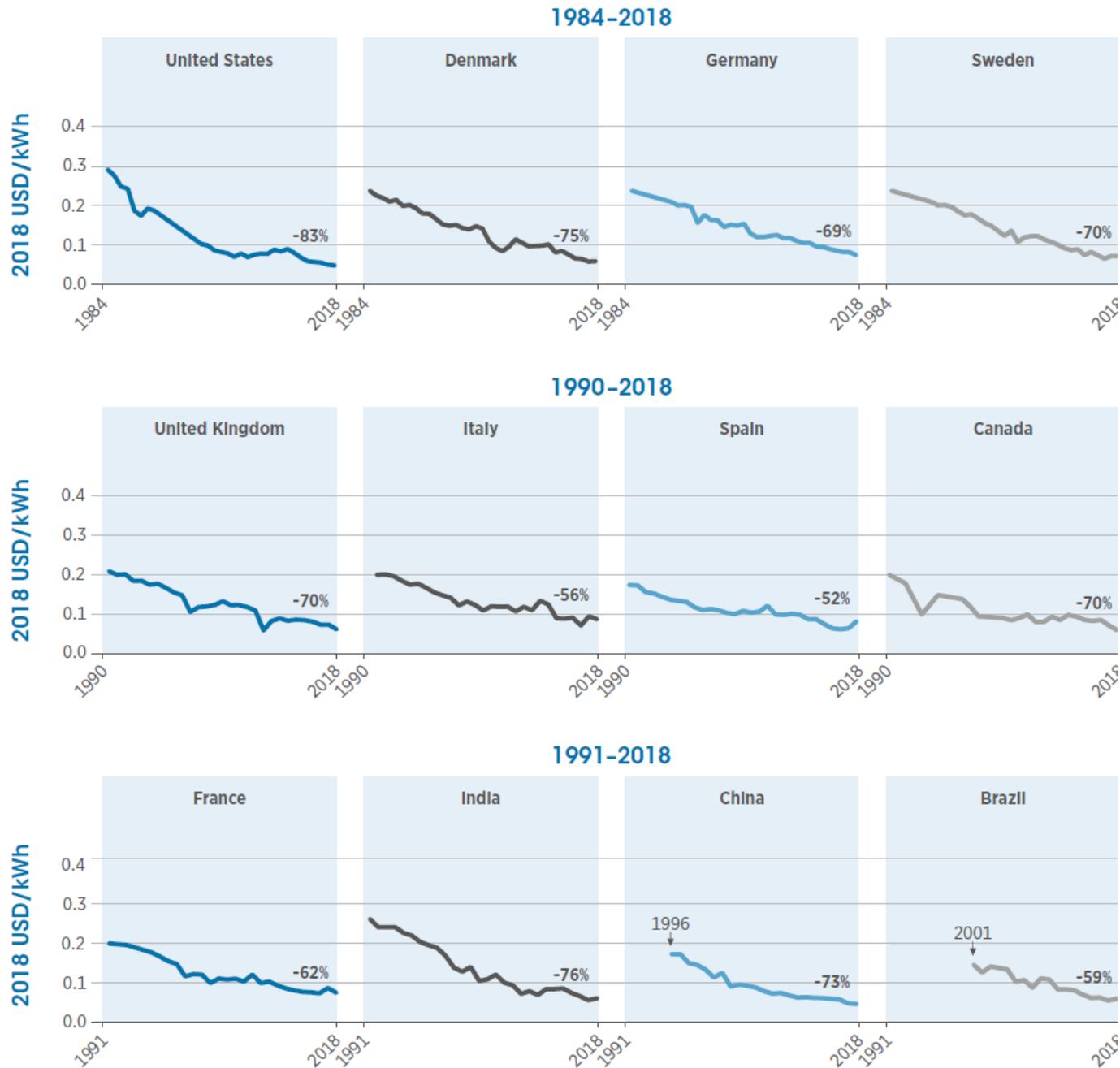
Costo della energia prodotta per via eolica - 3



Fonte: «Renewables 2019 Global Status Report», REN21 Renewable Energy policy Network for the 21° century

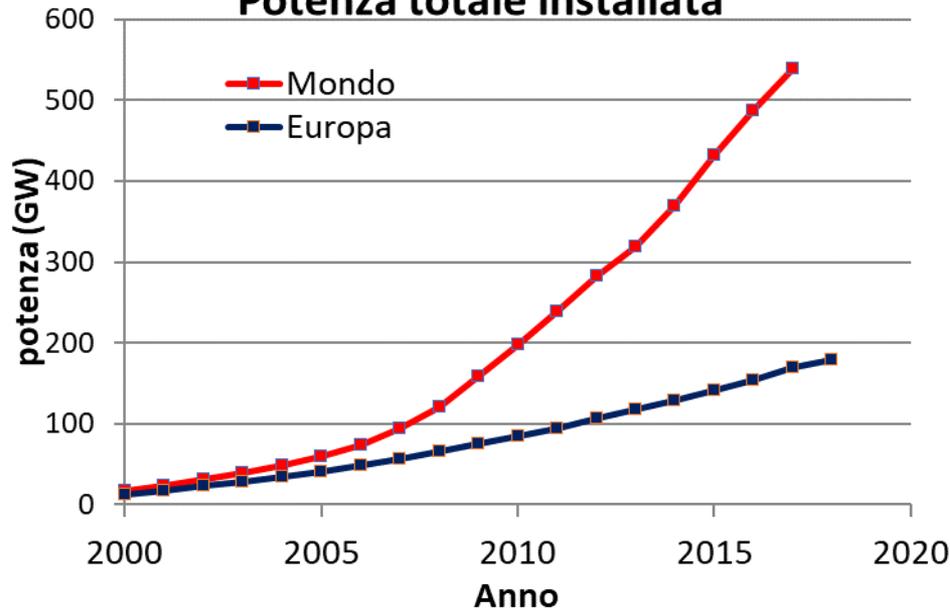
Costo della energia prodotta per via eolica - 4

The weighted average LCOE of commissioned onshore wind projects in 12 countries, 1984–2018

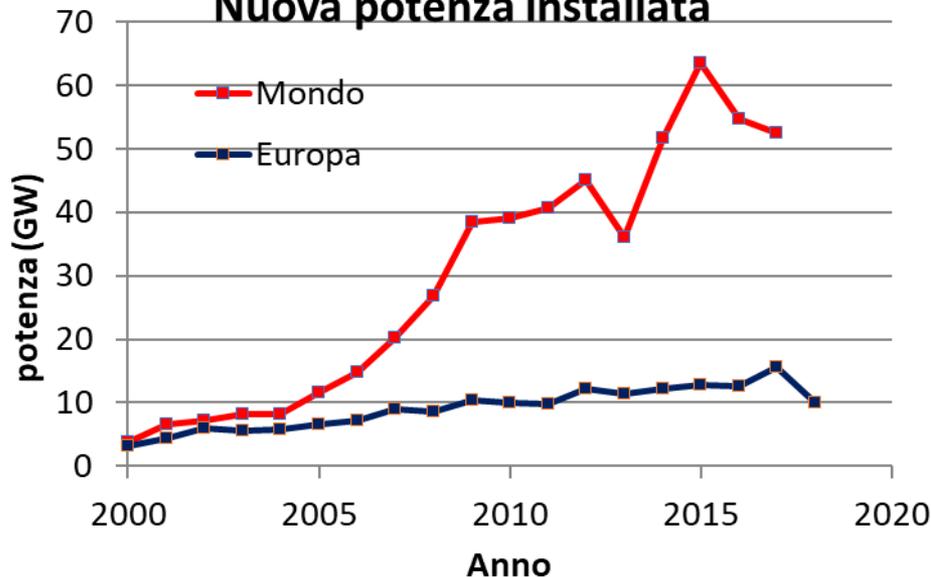


Potenza eolica installata - 1

Potenza totale installata



Nuova potenza installata



Fonti:

- GWEC Global Wind Report: annual market update 2017
- Wind Europe: Wind Energy in Europe in 2018. Trends and statistics

GWEC: Global Wind Energy Council. Organizzazione che ha tra i suoi membri tutti i principali attori del settore eolico mondiale. <http://www.gwec.net/>

Wind Europe (già EWEA) :

Organizzazione che ha tra i suoi membri tutti i principali attori del settore eolico europeo. <https://windeurope.org/>

- La potenza eolica totale installata nel mondo alla fine del 2017 era di 539.1 GW (52.5 GW installati nel 2017)
- La potenza eolica totale installata in Europa alla fine del 2018 è di 178.9 GW (10.1 GW installati nel 2017)

Potenza eolica installata - 2

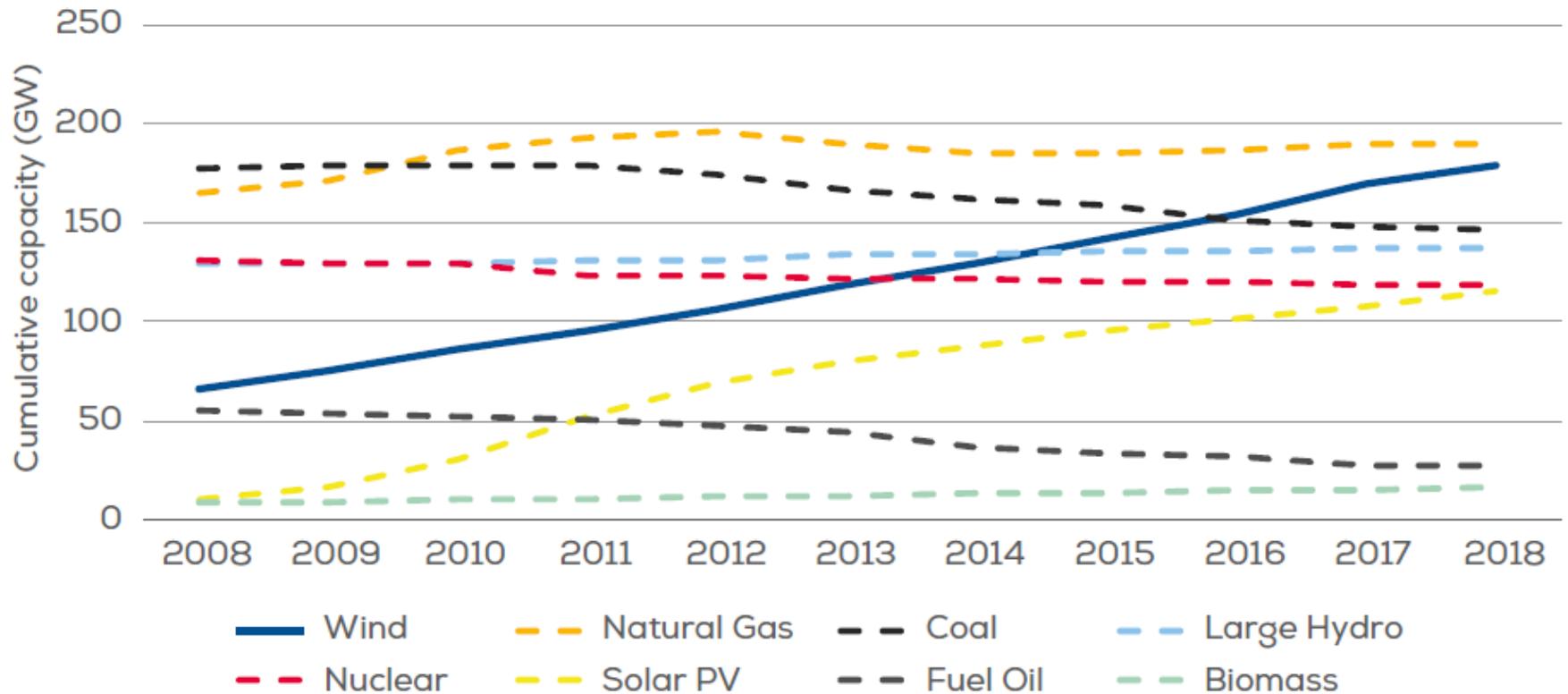
TOP 10 new installed capacity 2017

Country	MW	% Share
PR China	19660	37
USA	7017	13
Germany	6581	12
United Kingdom	4270	8
India	4148	8
Brazil	2022	4
France	1694	3
Turkey	766	1
South Africa	618	1
Finland	535	1
Rest of the world	5182	10
Total Top 10	47310	90
World total	52492	100

TOP 10 cumulative capacity dec. 2017

Country	MW	% Share
PR China	188392	35
USA	89077	17
Germany	56132	10
India	32848	6
Spain	23170	4
United Kingdom	18872	4
France	13759	3
Brazil	12763	2
Canada	12239	2
Italy	9479	2
Rest of the world	82391	15
Total TOP 10	456732	85
World Total	539123	100

Potenza eolica installata - 3

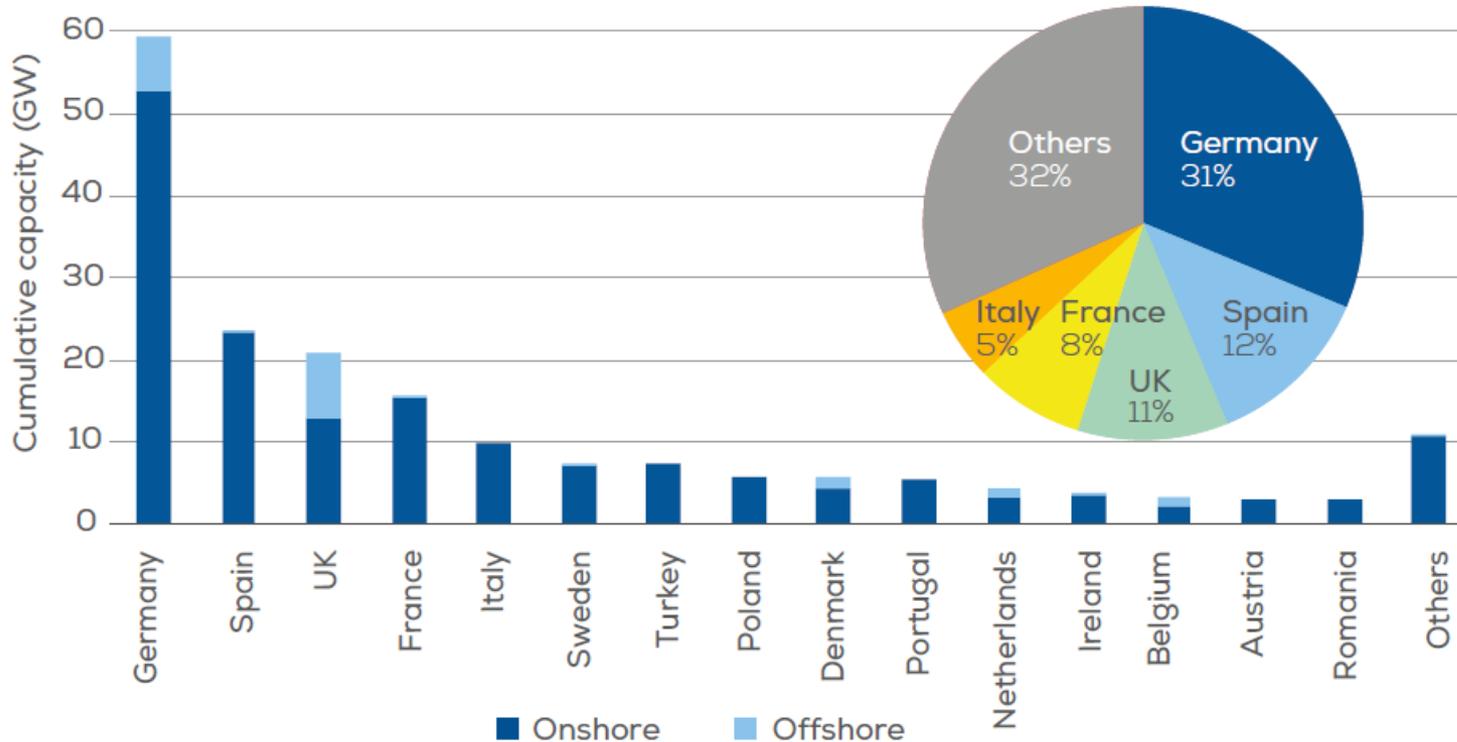


Fonte: Wind Europe, Wind Energy in Europe in 2018. Trends and statistics

- La potenza totale eolica installata in Europa al termine del 2018 è seconda solo a quella delle centrali termoelettriche alimentate a gas naturale; è probabile che nel 2019-2020 la fonte eolica diventi quella con maggiore potenza installata in Europa.

Potenza eolica installata - 4

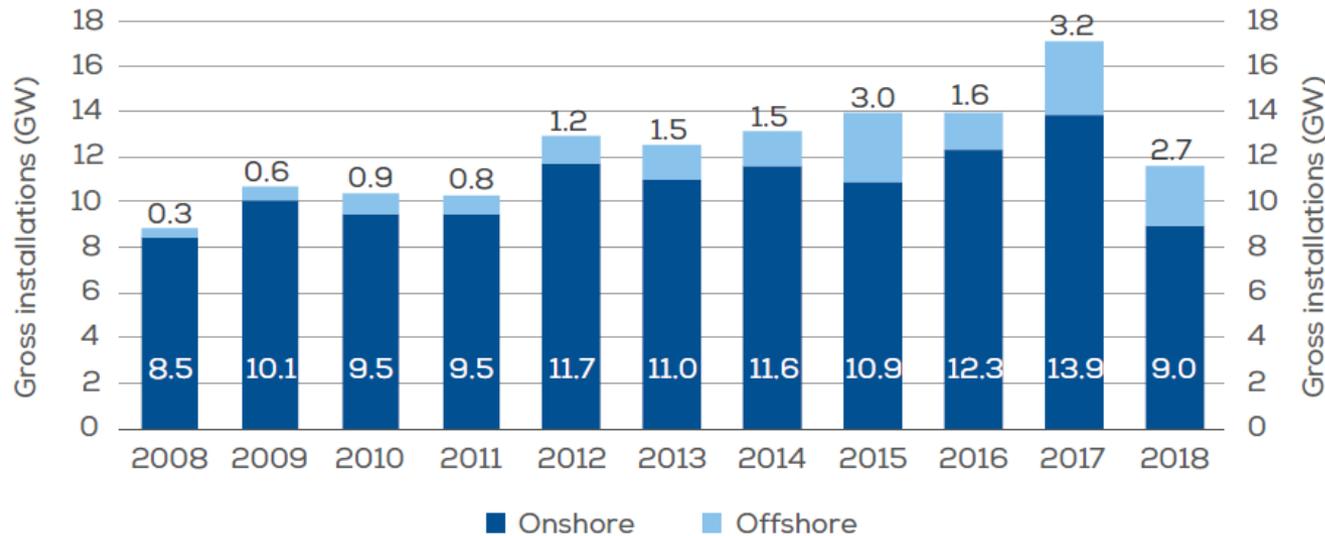
Potenza eolica totale installata in Europa on-shore e off-shore nel 2018



Fonte Wind Europe: Wind Energy in Europe in 2018. Trends and statistics

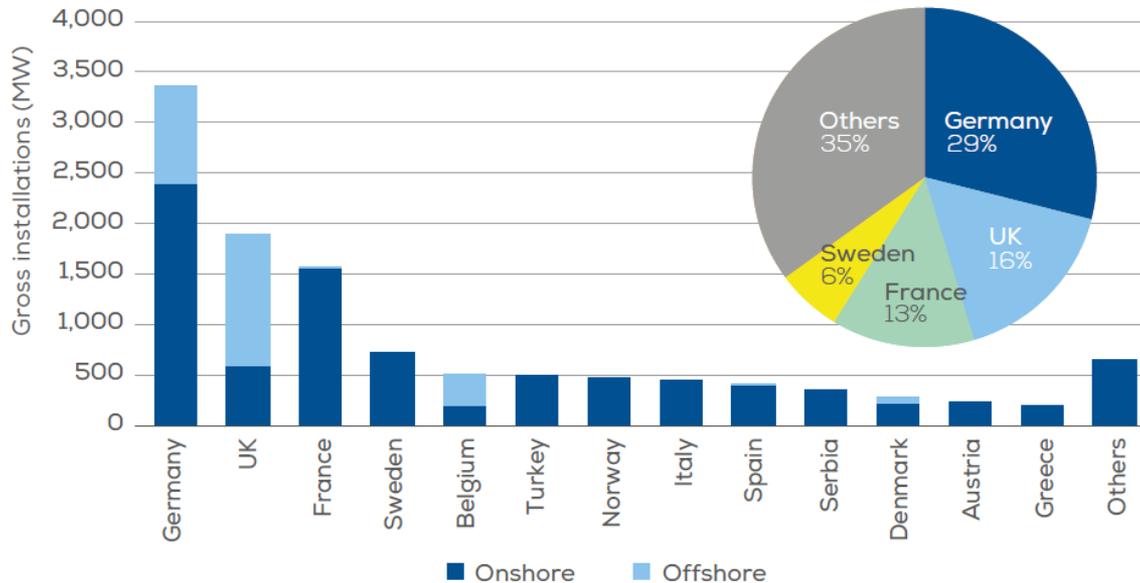
Germania	52.9 / 6.4 GW
Spagna	23.5 / 0.0 GW
UK	12.8 / 8.2 GW
Francia	15.3 / 0.0 GW
Italia	10.0 / 0.0 GW

Potenza eolica installata - 5



Potenza eolica installata annualmente in Europa on-shore e off-shore

Fonte Wind Europe: Wind Energy in Europe in 2018. Trends and statistics



Penetrazione eolica in Europa

Penetrazione dell'energia eolica al termine del 2017

Total EU electricity consumption 2906 TWh

Onshore wind energy production 292 TWh

Offshore wind energy production 43 TWh

Total wind energy production 336 TWh

share of EU consumption met by wind energy 11.6%

Denmark was the EU Member State with the highest penetration rate (44%), followed by Ireland (24%) and Portugal (24%). 10 out of the 28 Member States had a wind penetration rate of more than 10%.

Penetrazione dell'energia eolica al termine del 2018

Total EU electricity consumption 2645 TWh

Onshore wind energy production 309 TWh

Offshore wind energy production 53 TWh

Total wind energy production 362 TWh

share of EU consumption met by wind energy 14%

Denmark was the EU Member State with the highest penetration rate (41%), followed by Ireland (28%) and Portugal (24%). 9 out of the 28 Member States had a wind penetration rate of more than 10%.

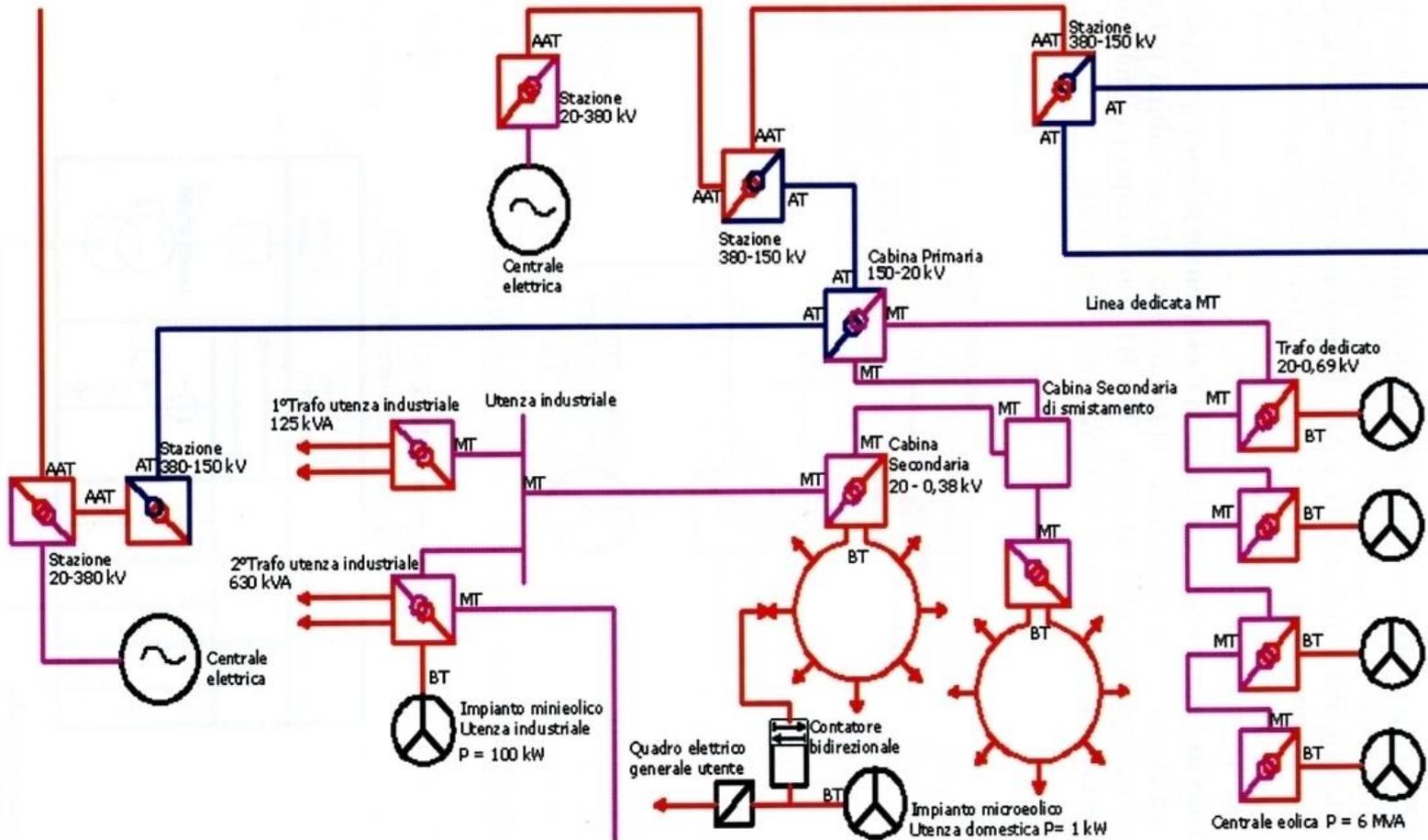
Regole per la connessione alla rete degli impianti eolici

Gli impianti eolici sono connessi alla rete elettrica a diversi livelli di tensione al variare della loro potenza, secondo le regole previste dal gestore della rete locale (generazione distribuita).

Deliberazione ARG/elt99/08 e successive integrazioni – Testo Integrato delle Connessioni Attive

Potenza	Tensione CA	Pratica connessione
$P \leq 6 \text{ kW}$	$U \leq 1000 \text{ V}$ (BT monofase)	Gestore locale
$6 \text{ kW} \leq P \leq 100 \text{ kW}$	$U \leq 1000 \text{ V}$ (BT trifase)	Gestore locale
$100 \text{ kW} \leq P \leq 6 \text{ MW}$	$1 \text{ kV} \leq U \leq 35 \text{ kV}$ (MT)	Gestore locale
$6 \text{ MW} \leq P \leq 10 \text{ MW}$	$35 \text{ kV} \leq U \leq 150 \text{ kV}$ (AT)	Gestore locale
$P \geq 10 \text{ MW}$	$U \geq 150 \text{ kV}$ (AT)	TERNA

Connessione alla rete elettrica BT/MT



Connessione alla rete elettrica in AT

