

Università degli Studi di Padova

Facoltà di Ingegneria

Dipartimento di Tecnica e Gestione dei Sistemi Industriali

Corso di Laurea Triennale in Ingegneria Meccanica e Meccatronica

Curriculum Meccanico

IMPIANTI EOLICI: ANALISI DELLA TECNOLOGIA IMPIEGATA E FASI DI SVILUPPO DI UN PROGETTO

RELATORI

Ch.mo Prof. Mirto Mozzon

Ch.mo Dott. Augusto Tassan

LAUREANDO

Luca Erbisti

Matricola n° 1010332

Anno Accademico 2015-2016

INDICE

INTRODUZIONE	1
CAPITOLO 1 – L’energia eolica	5
1.1.Il vento: generazione e caratteristiche	5
1.2.L’energia eolica e la sua conversione	10
1.3.principio di funzionamento di un aerogeneratore	18
CAPITOLO 2 – Gli impianti eolici	21
2.1.Cenni storici	21
2.2.Classificazione degli impianti eolici	24
2.3.Dati rilevati in visita all’impianto eolico di Badia Calavena (VR)	28
CAPITOLO 3 – Analisi tecnologica di un aerogeneratore	29
3.1.Configurazione generale di un aerogeneratore	29
3.1.1. <i>Il rotore</i>	30
3.1.2. <i>Le pale</i>	31
3.1.3. <i>Il mozzo</i>	33
3.1.4. <i>Il moltiplicatore di giri</i>	34
3.1.5. <i>I freni</i>	34
3.1.6. <i>Il sistema di generazione</i>	35
3.1.7. <i>Il sistema di controllo d’imbardata</i>	36
3.1.8. <i>La torre</i>	36
3.1.9. <i>I sistemi di controllo</i>	38
3.1.10. <i>I sistemi di protezione</i>	38
3.2.Gli impianti off-shore	38
3.3.Gli impianti minieolici	42
3.3.1. <i>Le turbine ad asse orizzontale</i>	42
3.3.2. <i>Le turbine ad asse verticale</i>	43
3.3.3. <i>Analisi di fattibilità e posizionamento di un impianto minieolico</i>	45

3.3.4.	<i>Applicazioni degli impianti minieolici</i>	46
3.3.5.	<i>Impatto ambientale degli impianti minieolici</i>	47
3.3.6.	<i>Benefici ambientali degli impianti minieolici</i>	47
	CAPITOLO 4 – Sviluppo di un progetto eolico	49
4.1.	Fasi di sviluppo di un progetto eolico	49
4.1.1.	<i>Reperimento dei siti idonei</i>	50
4.1.2.	<i>Prefattibilità tecnica, economica e di inserimento ambientale</i>	50
4.1.3.	<i>Rapporti con le amministrazioni locali e con le comunità coinvolte</i>	51
4.1.4.	<i>Analisi delle caratteristiche anemologiche</i>	51
4.1.5.	<i>Analisi di micrositing</i>	53
4.2.	Progettazione tecnica preliminare	54
4.3.	Analisi di impatto ambientale	55
4.4.	Progettazione definitiva	55
4.4.1.	<i>Le fondazioni</i>	55
4.4.2.	<i>Analisi di stabilità dei pendii</i>	56
4.4.3.	<i>Valutazione dell'azione sismica</i>	57
4.4.4.	<i>Piazzole</i>	57
4.4.5.	<i>Viabilità esterna ed interna</i>	57
4.4.6.	<i>Il sistema elettrico</i>	58
4.5.	Realizzazione dell'impianto	59
4.6.	Collaudo e manutenzione dell'impianto	63
4.6.1.	<i>Collaudo dell'impianto</i>	63
4.6.2.	<i>Manutenzione dell'impianto</i>	63
	CAPITOLO 5 – Analisi economica e finanziaria degli impianti eolici	65
5.1.	Analisi economica degli impianti eolici	65
5.2.	Analisi finanziaria degli impianti eolici	67
	CONCLUSIONI	69
	BIBLIOGRAFIA	71
	SITOGRAFIA	73

INTRODUZIONE

Nel corso degli ultimi anni il livello di attenzione da parte dell'opinione pubblica, degli economisti e dei decisori politici nei confronti del tema della produzione e del consumo di energia è andato aumentando per tre motivi principali: la continua oscillazione del prezzo del petrolio greggio che si ripercuote pesantemente su tutti i sistemi economici mondiali, la consapevolezza del progressivo esaurimento dei combustibili fossili e i danni che l'utilizzo di questi ultimi causa all'ambiente.

Per questi motivi oggi si sente parlare sempre più spesso di fonti di energia rinnovabili ed alternative.

Le fonti di energia vengono tradizionalmente classificate in non rinnovabili e rinnovabili: le prime sono quelle fonti di energia che vengono consumate con una velocità di gran lunga superiore alla loro velocità di formazione come petrolio, gas naturale, carbone ed uranio (per il settore nucleare); le seconde sono quelle fonti di energia in grado di rigenerarsi con continuità come energia solare, energia eolica, energia geotermica, energia idraulica ed energia delle biomasse.

Il problema delle riserve di fonti di energia non rinnovabili oggi non desta particolari preoccupazioni in quanto le durate delle riserve di combustibili fossili sono stimate in circa 130 anni per il carbone, circa 100 anni per l'uranio, circa 60 anni per il gas naturale e circa 50 anni per il petrolio. A queste però vanno aggiunte le risorse presunte, cioè i giacimenti che presumibilmente esistono ma che non sono stati ancora scoperti e i giacimenti che sono già stati scoperti ma che non è economicamente vantaggioso raggiungere con i mezzi tecnologici disponibili oggi. Secondo delle stime le riserve di petrolio e gas naturale sono circa doppie rispetto a quelle accertate, le riserve di carbone circa dieci volte quelle accertate e le riserve di uranio ancora maggiori e dipendenti dalla tecnologia nucleare utilizzata per la produzione di energia.

Il problema dell'impatto ambientale causato dalla produzione di energia mediante fonti non rinnovabili invece desta particolari preoccupazioni tant'è che l'Unione Europea (UE) ha assunto un ruolo di primo piano nell'elaborazione di due importanti trattati internazionali sui cambiamenti climatici: la "Convenzione quadro" delle Nazioni Unite nel 1992 ed il "Protocollo di Kyoto" nel 1997. Nonostante l'importanza di questi due trattati le prove scientifiche hanno dimostrato che è necessaria un'azione globale molto più ampia.

A questo proposito, alla conferenza ONU del 2009, l'UE ha offerto sostegno all'accordo di Copenaghen, il quale è considerato il primo passo verso un trattato globale in grado di sostituire il Protocollo di Kyoto.

Inoltre dal 2008 l'Europa ha assunto l'impegno di ridurre le emissioni entro il 2020 del 20% rispetto al 1990 ed ha deciso di adottare la strategia denominata "Europa 2020-20" che prevede norme vincolanti allo scopo di:

- ridurre i gas ad effetto serra del 20%
- ridurre i consumi energetici del 20% aumentando l'efficienza energetica
- soddisfare il 20% del fabbisogno energetico europeo mediante l'utilizzo di energie rinnovabili

Questo pacchetto di provvedimenti è finalizzato ad indirizzare l'Europa verso un futuro sostenibile sviluppando un'economia a basse emissioni di CO₂ improntata all'efficienza energetica ed alla limitazione dei costi energetici per famiglie ed imprese.

Al vertice di Copenaghen la comunità scientifica e i politici hanno riconosciuto che il surriscaldamento globale non deve superare i 2 °C; per rispettare questo vincolo le emissioni globali devono stabilizzarsi prima del 2020 e devono essere dimezzate rispetto al 1990 entro il 2050.

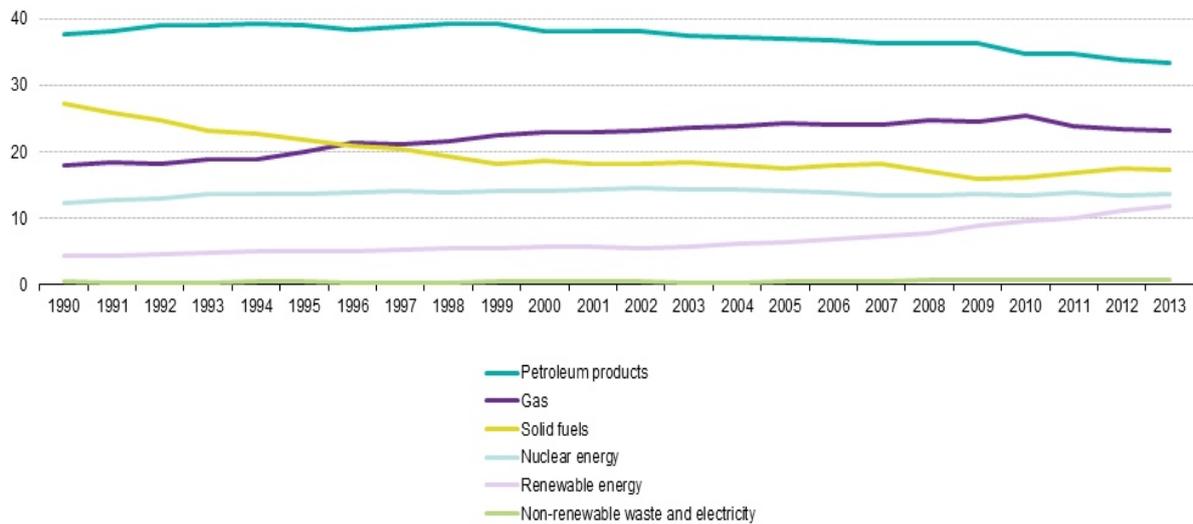
Riducendo i consumi energetici del 20% entro il 2020 l'Europa punta ad abbattere le emissioni di quasi 800 milioni di tonnellate l'anno, con un considerevole risparmio che si aggira sui 100 miliardi di €. Per perseguire questo obiettivo devono essere coinvolti i tre settori principali: edilizia, trasporto ed industria.

Per l'edilizia, che rappresenta circa il 32% del fabbisogno energetico europeo e dove il consumo potrebbe essere notevolmente ridotto, sono state adottate misure per il miglioramento della progettazione di edifici e l'introduzione di sistemi di illuminazione, riscaldamento, condizionamento ed acqua calda più efficienti.

Per il trasporto, che rappresenta circa il 26% del fabbisogno energetico europeo, sono state introdotte le norme Euro che limitano le emissioni di CO₂ ed altri agenti inquinanti come gli ossidi di Azoto (attualmente è in vigore dal 1° Settembre 2015 la norma Euro VI). Inoltre sono previsti incentivi per promuovere l'utilizzo dei trasporti pubblici ed il trasporto non motorizzato.

Per l'industria, che rappresenta circa il 25% del fabbisogno energetico europeo, sono stati applicati standard di progettazione ecocompatibile ad articoli come boiler, televisori, frigoriferi, congelatori, prodotti per l'illuminazione e motori elettrici al fine di aumentarne il rendimento.

Attualmente, secondo le statistiche dell'Eurostat aggiornate al 2013, la percentuale di consumo europeo di energia per fonte è riportata nel seguente grafico:



Si può notare che la quantità di energia fornita dalle fonti rinnovabili è aumentata negli ultimi 20 anni arrivando circa al 13% dell'energia totale prodotta.

I vantaggi offerti dalle fonti di energia rinnovabili sono ormai ampiamente riconosciuti: contribuiscono a contrastare i cambiamenti climatici, offrono approvvigionamento energetico sicuro e sono economicamente vantaggiose a lungo termine. Proprio per questo l'UE si è impegnata per portare al 20% la quota di energia prodotta mediante queste fonti.

Privilegiando le fonti rinnovabili, infatti, sarà possibile ridurre su base annua il consumo di combustibili fossili di 200-300 milioni di tonnellate e le emissioni di CO₂ di 600-900 milioni di tonnellate, riducendo inoltre la dipendenza dalle forniture di combustibili fossili provenienti da Africa, Asia ed America.

In questa tesi verranno sviluppati gli aspetti principali della fonte di energia rinnovabile eolica focalizzando l'attenzione sugli aspetti tecnologici e sulle fasi necessarie allo sviluppo di un progetto di un impianto eolico, con lo scopo di far conoscere a più persone possibile i vantaggi di questa forma di energia pulita che rappresenta una valida alternativa ai combustibili fossili per i tempi futuri.

CAPITOLO 1

L'energia eolica

La conoscenza delle caratteristiche del vento è di primaria importanza per gli aspetti che riguardano l'utilizzo dell'energia eolica, l'identificazione dei siti a maggior "vocazione eolica", la valutazione di fattibilità tecnica ed economica di un impianto eolico, la progettazione delle turbine eoliche e la valutazione dell'effetto della variabilità della produzione di energia.

1.1. Il vento: generazione e caratteristiche

Il vento è definito come il moto relativo di particelle d'aria rispetto ad una superficie.

Esso è il risultato dell'espansione e del moto convettivo delle masse d'aria causati dal riscaldamento irregolare da parte del Sole su grandi aree della superficie terrestre.

La radiazione solare induce una serie di moti convettivi naturali in atmosfera per effetto del riscaldamento non uniforme della superficie terrestre.

Si crea in questo modo una microcircolazione a celle: le masse d'aria si riscaldano, la loro densità diminuisce e tendono a salire richiamando aria più fredda che scorre sulla superficie terrestre. Questo movimento di masse d'aria calda e fredda produce le tipiche aree ad alta e bassa pressione stabilmente presenti in atmosfera.

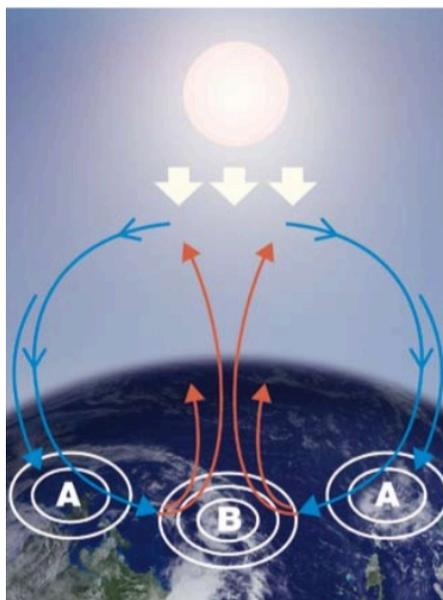


Figura 1.1 – Il movimento delle masse d'aria

L'atmosfera, poiché è composta da una miscela di gas che formano il fluido aria, tende sempre a ripristinare l'equilibrio, proprio come si comporta un liquido che tende a riempire tutte le cavità che incontra nel suo percorso. Quindi, l'aria si muove dalle zone ad alta pressione, dove se ne accumula una quantità maggiore, verso le zone a bassa pressione, dove se ne accumula una quantità minore.

Il moto che ne deriva è il vento, il quale è caratterizzato da una velocità tanto maggiore quanto più elevata è la differenza di pressione tra le due zone (alta pressione e bassa pressione) e quanto più vicine sono esse.

In realtà, il moto del vento non è nella direzione che va dall'alta pressione alla bassa pressione, ma devia verso destra nell'emisfero boreale, ruotando in senso orario attorno ai centri ad alta pressione ed in senso antiorario attorno ai centri a bassa pressione (nell'emisfero australe accade l'opposto).

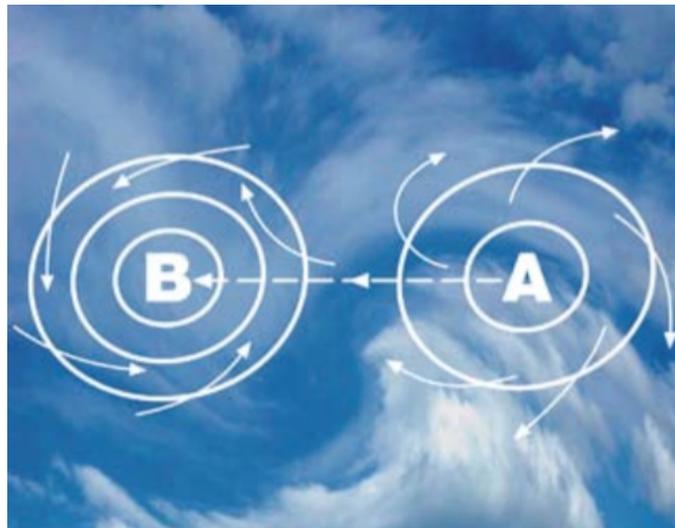


Figura 1.2 – Il vento nell'emisfero boreale

Nell'emisfero boreale, l'aria in movimento subisce una deviazione verso destra: la porzione di superficie terrestre sottostante, infatti, durante il percorso dell'aria, ruota in senso antiorario.

Quindi, con riferimento alla figura successiva, una particella d'aria che dal punto A si muove verso il punto B si ritroverà nel punto C.

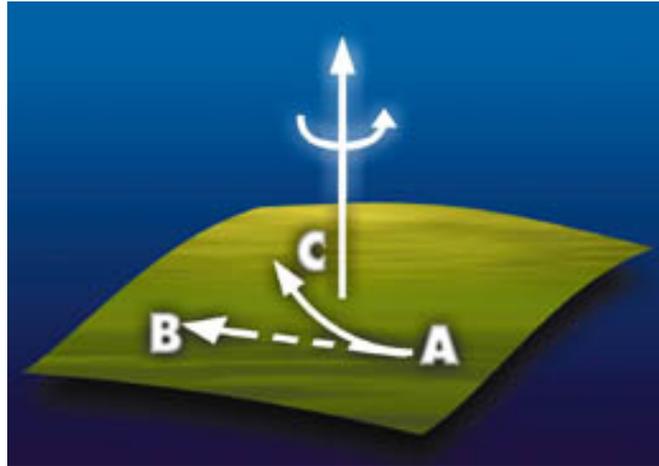


Figura 1.3 – L'effetto della forza di Coriolis

La deviazione è conseguenza della rotazione terrestre, come dimostrò il matematico francese G.G. Coriolis nel 1835; tale deviazione è quindi il secondo fattore, oltre al riscaldamento per radiazione da parte del Sole delle masse d'aria, a caratterizzare i moti ventosi.

Infatti, in ogni punto della superficie terrestre, esclusi i punti che si trovano sulla fascia equatoriale, un corpo in movimento risente dell'effetto della rotazione terrestre in modo tanto più sensibile quanto più è distante dall'equatore e vicino ai poli. Quindi, nell'emisfero boreale, l'aria che si muove, ad esempio, verso nord subisce uno spostamento verso nord-est.

In realtà, è la superficie sottostante a muoversi in senso antiorario. È come se l'aria fosse sottoposta ad una forza, che non esiste ed è chiamata forza apparente di Coriolis, che sembra imprimere ad ogni corpo in movimento in modo non solidale alla superficie terrestre una spinta verso ovest quando questo si sposta verso nord nell'emisfero boreale. Gli effetti sono tanto maggiori quanto maggiore è la velocità dell'aria.

L'atmosfera terrestre è suddivisa in quattro parti: troposfera, stratosfera, termosfera ed esosfera.

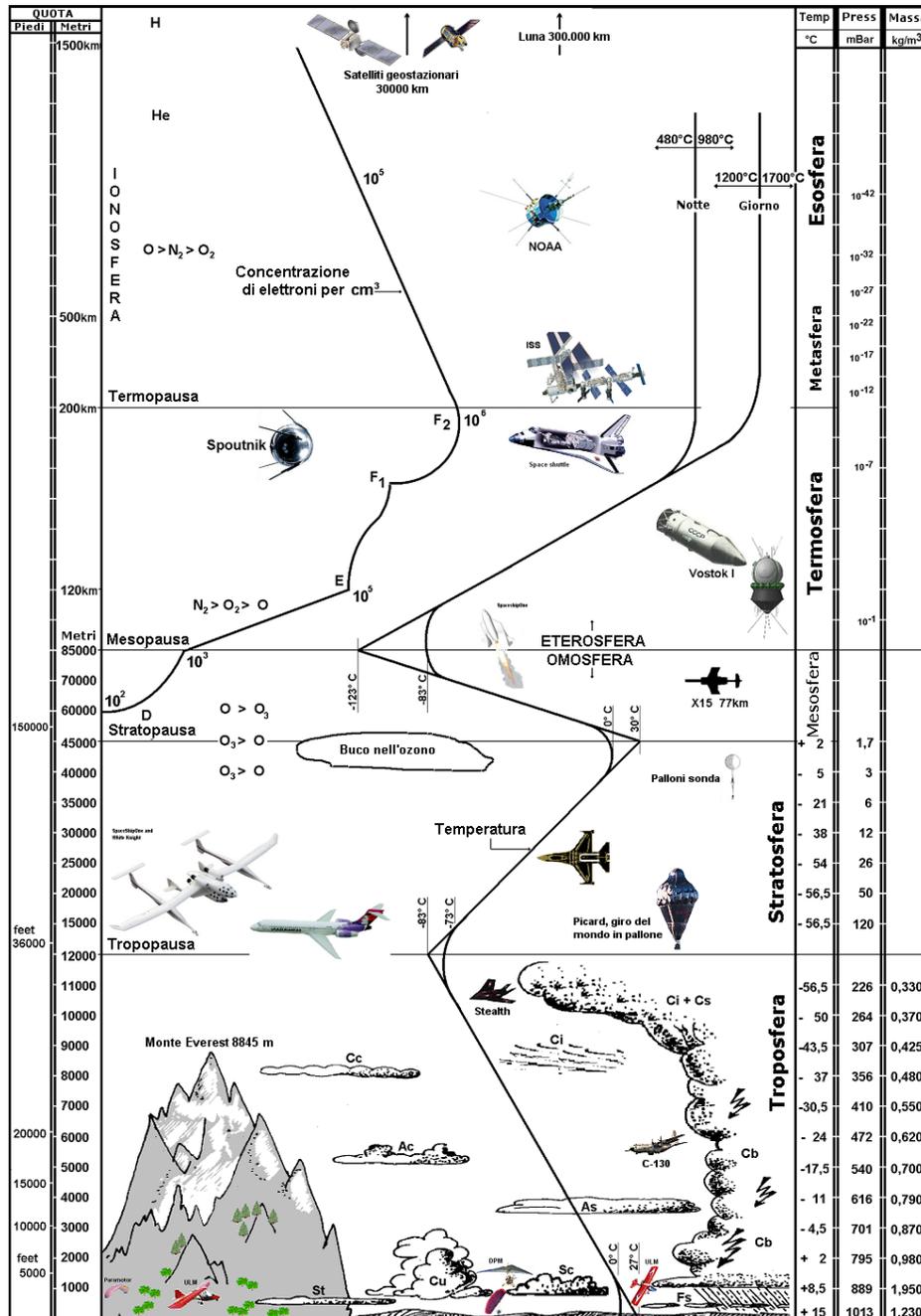


Figura 1.4 – La struttura dell'atmosfera terrestre

Oltre ai fattori trattati in precedenza, nella troposfera, che si estende per circa 8 km ai poli e circa 20 km all'Equatore, la circolazione dell'aria è influenzata anche da altri parametri. Questo accade in modo più evidente nella zona più in prossimità della superficie terrestre: lo strato limite, che ha un'estensione variabile da 0 a 3 km.

La presenza di alcuni fattori induce sulla circolazione delle variazioni che interagiscono in modo complesso e caotico.

Le variazioni principali sono quelle stagionali, dovute all'inclinazione dell'asse terrestre, e quelle continentali, dovute alla presenza di terra ed oceani che determinano la non uniformità della superficie terrestre.

A queste si possono aggiungere le variazioni dovute alla migrazione di cicloni ed anticicloni che modificano ulteriormente l'andamento generale del flusso ventoso.

I venti locali sono dovuti alla presenza di differenze di pressione localizzate e sono influenzati dalla topografia.

La presenza di colline o montagne, ad esempio, induce solitamente un incremento della velocità del vento dovuto a due fattori:

- l'altitudine, lo strato limite è caratterizzato da velocità che aumentano con l'altezza della superficie (la circolazione dell'aria è meno disturbata dai fattori locali) e le cime si possono trovare nella zona di strato limite con alte velocità del vento
- l'accelerazione del flusso ventoso dovuta alla riduzione della sezione di passaggio sopra ed attorno ai rilievi oppure nell'attraversamento di valli strette parallele ad esso

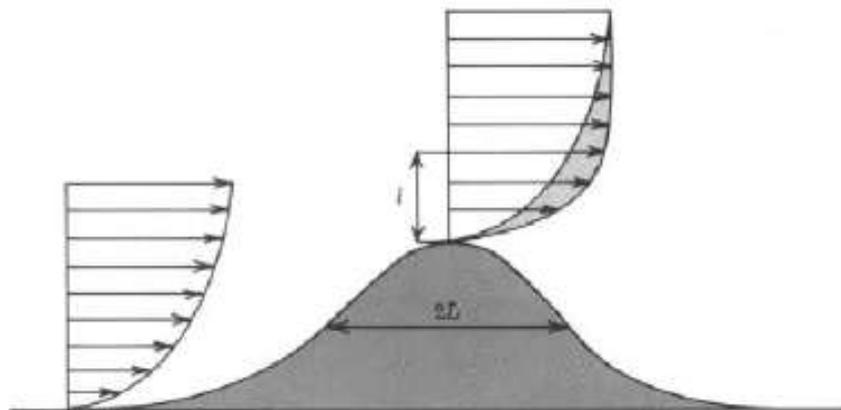


Figura 1.5 – Variazione della velocità del vento in presenza di un rilievo

Analogamente, la topografia può causare riduzioni della velocità del flusso; ad esempio in valli coperte, crinali e punti di stagnazione del flusso.

Infine, il flusso ventoso può essere alterato anche dalla turbolenza dovuta alla presenza di ostacoli quali alberi ed edifici, come si può vedere nella Figura 1.6, o generata direttamente dalla presenza di una turbina di un impianto eolico.

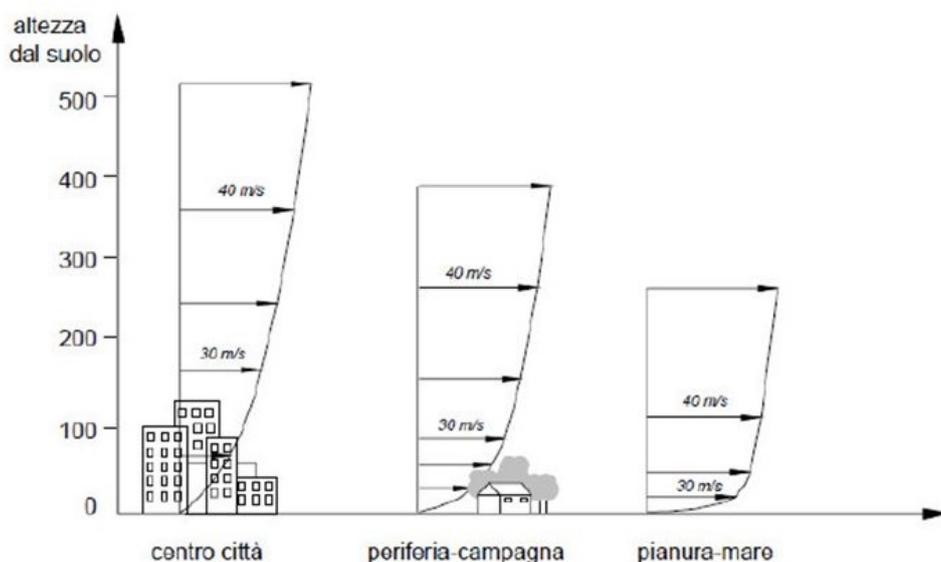


Figura 1.6 – Variazione del profilo di velocità del vento in presenza di ostacoli

Altri effetti che possono portare a variabilità locale sono gli effetti termici. Le regioni costiere solitamente sono più ventose a causa della differenza di riscaldamento tra terra e mare. Mentre il mare è più caldo della terra, si sviluppa una circolazione locale dalla terra al mare denominata brezza, con l'aria calda che si solleva dal mare e l'aria fredda che si riabbassa sulla terra. Quando la terra è più calda del mare l'effetto è opposto.

Gli effetti termici possono essere causati anche da differenze d'altitudine in quanto le masse d'aria fredda provenienti dalle montagne possono muoversi verso le valli generando correnti anche molto forti.

Infine vi sono anche variazioni di velocità a lungo termine causate da variazioni di temperatura a lungo termine di cui vi è ampia evidenza storica.

1.2.L'energia eolica e la sua conversione

Solo il 2% dell'energia messa a disposizione dal Sole, pari a circa 360 TW, va a generare le differenze di temperatura necessarie per la generazione delle correnti ventose. Il 35% dell'energia posseduta dal vento, inoltre, viene dissipato ad 1 km dalla superficie terrestre e l'energia rimanente è la quantità disponibile per la conversione in energia meccanica o elettrica, ma solo il 10% di quest'ultima può essere effettivamente utilizzata.

Su scala globale, l'energia eolica è paragonabile alle altre fonti di energia rinnovabili ed è pari a circa 20 volte il valore dei consumi energetici mondiali. Inoltre, in aree caratterizzate da buone condizioni anemologiche, la producibilità energetica è pari se non superiore a quella dell'energia solare.

Fonte	Potenza totale [W]	Potenza disponibile [W]
Solare	$1,8 \times 10^{17}$	-
Eolica	$3,6 \times 10^{15}$	$1,3 \times 10^{14}$
Idraulica	$9,0 \times 10^{12}$	$2,9 \times 10^{12}$
Geotermica	$2,7 \times 10^{13}$	$1,3 \times 10^{11}$
Maree	$3,0 \times 10^{12}$	$6,0 \times 10^{11}$

Tabella 1.1 – Potenza totale e teoricamente estraibile dalle fonti rinnovabili

Le molecole d'aria in movimento possiedono un'energia cinetica dipendente dalla loro velocità. Quindi, localmente, la potenza del flusso d'aria è data dalla quantità di molecole che attraversano una data sezione perpendicolare al flusso in un dato intervallo di tempo.

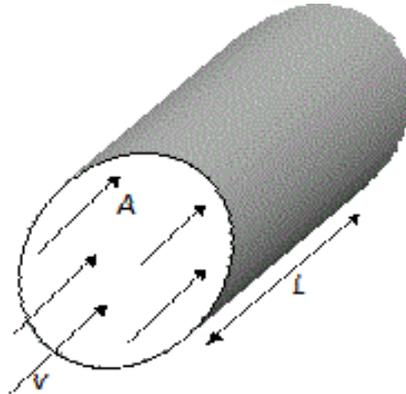


Figura 1.7 – Flusso del vento attraverso un cilindro di base A

Con riferimento alla figura precedente, la massa d'aria che attraversa il cilindro di area A e lunghezza L in un dato intervallo di tempo t è direttamente proporzionale alla densità dell'aria ρ ed al volume del cilindro V.

La potenza teorica P_0 ottenibile è data dal rapporto tra l'energia cinetica posseduta dall'aria e il tempo t:

$$P_0 = E_c/t = \frac{1}{2} \cdot \frac{m \cdot v^2}{t}$$

essendo $m = \rho \cdot V = \rho \cdot A \cdot L$, si ottiene:

$$P_0 = E_c/t = \frac{1}{2} \cdot \frac{\rho \cdot A \cdot L \cdot v^2}{t} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3$$

Mediante questa relazione è possibile calcolare la potenza teorica specifica per differenti velocità del vento:

Velocità [m/s]	Potenza specifica [kW/m ²]
0	0
5	0,06
10	0,5
15	1,68
20	4
25	7,82
30	13,5

Tabella 1.2 – Potenza specifica del vento in funzione della velocità

La densità dell'aria può essere ottenuta in Kg/m³ mediante la seguente relazione:

$$\rho = 1,2929 \cdot \frac{p_a - VP}{760} \cdot \frac{273}{T}$$

dove p_a è la pressione atmosferica in mm di mercurio, VP è la tensione di vapore in mm di mercurio e T è la temperatura in K.

Se le temperature sono alte e le pressioni basse, la densità dell'aria è minore e, di conseguenza, la potenza è minore.

Il fattore che influenza principalmente la densità dell'aria è la variazione di pressione con l'altitudine: un aumento di 1000 m di quota porta ad una riduzione del 10% della pressione e ad una riduzione del 10% della potenza.

Se si conosce solo l'altitudine, la densità può essere stimata mediante la seguente relazione:

$$\rho = 1,226 - (1,194 \cdot 10^{-4}) \cdot z$$

dove z è l'altitudine in m.

Il valore standard della densità dell'aria è di 1,226 Kg/m³, corrispondente ad una temperatura di 15 °C ed alla pressione a livello del mare.

In realtà, non tutta l'energia presente nel flusso d'aria può essere estratta da un dispositivo per due motivi:

- effetti di perturbazione generati dal dispositivo stesso
- una parte dell'aria rimane in movimento all'interno del dispositivo impedendo l'ingresso di nuova aria

In particolare, ipotizzando che il comportamento sia quello di un fluido in un tubo di flusso, la presenza di una turbina eolica causa il rallentamento del flusso d'aria: quando l'aria raggiunge il rotore, essa possiede una velocità inferiore rispetto a quella del flusso indisturbato.

Poiché l'aria rallenta ma non viene compressa ($\rho = \text{cost}$), per la conservazione della massa, la sezione del flusso in corrispondenza del rotore (assimilabile ad un disco poroso di spessore nullo) aumenta.

Una volta attraversata la sezione del rotore, la pressione diminuisce fino ad un valore minore della pressione atmosferica ed il flusso d'aria prosegue con velocità e pressioni ridotte: questa regione è denominata scia.

In seguito, con l'aumentare della distanza dalla turbina, la pressione ritorna al livello della pressione atmosferica causando un'ulteriore riduzione della velocità.

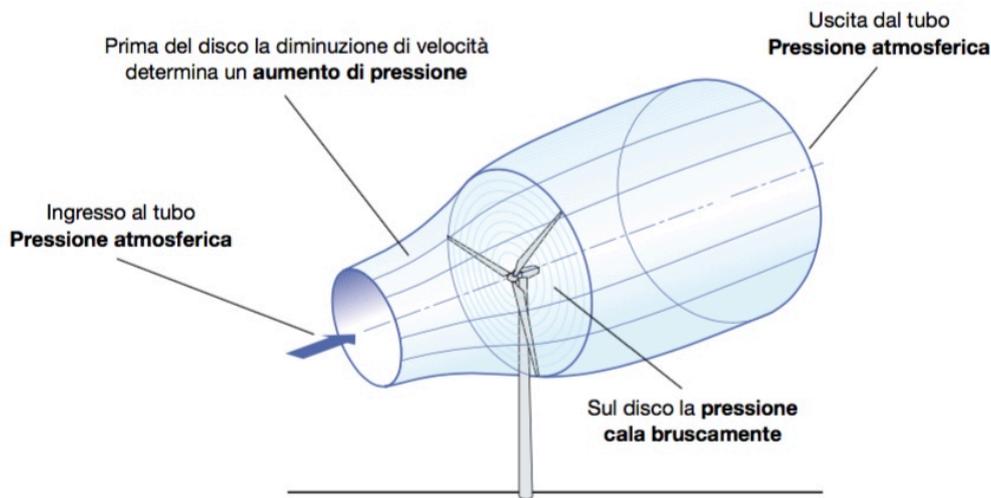


Figura 1.8 – Flusso del vento in presenza di un rotore eolico

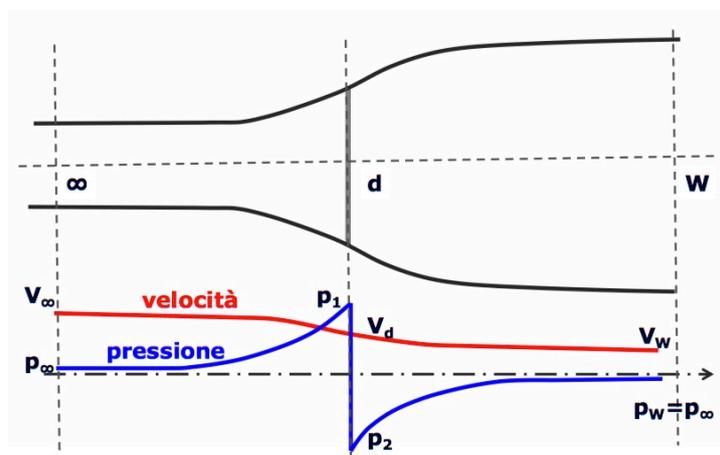


Figura 1.9 – Andamento della pressione e della velocità in prossimità del rotore

Secondo la teoria di Beltz (Albert Betz, fisico tedesco che nel 1919 per primo espresse formalmente la legge che regola la conversione dell'energia eolica), la potenza meccanica utile estraibile da una turbina eolica è data dalla seguente espressione:

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

dove A è l'area spazzata del rotore in m^2 , v_1 è la velocità del vento indisturbato a monte della turbina in m/s ed a è il fattore di interferenza. Il fattore di interferenza rappresenta il disturbo generato sul flusso a valle della turbina ed è dato dalla seguente relazione:

$$a = \frac{(v_1 - v)}{v_1}$$

dove v è la media delle velocità del vento indisturbato a monte ed a valle del rotore.

Definendo il coefficiente di potenza c_p come il rapporto tra la potenza meccanica utile e la potenza teorica P_0 si ottiene:

$$c_p = \frac{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_1^3 \cdot 4a \cdot (1 - a)^2}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3}$$

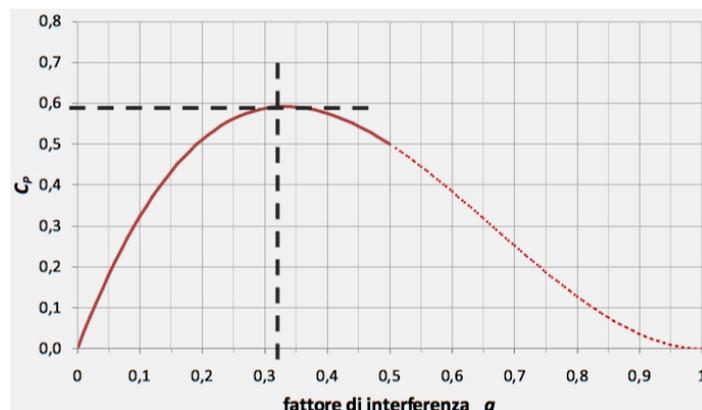


Figura 1.10 – Coefficiente di potenza al variare dell'interferenza

L'interferenza ottimale, cioè quella per la quale il rendimento è massimo, è pari ad $1/3$: quindi sostituendo tale valore nell'equazione precedente si ottiene il massimo valore del coefficiente di potenza:

$$c_p = \frac{16}{27} \cong 0,593$$

Il massimo rendimento teorico energetico è quindi pari 59,3%, tale valore è noto come “Limite di Betz”.

Attualmente, con le tecnologie a disposizione, non è possibile raggiungere tale limite; solo nei casi ottimali si riescono a raggiungere valori del coefficiente di potenza pari a 0,4-0,5.

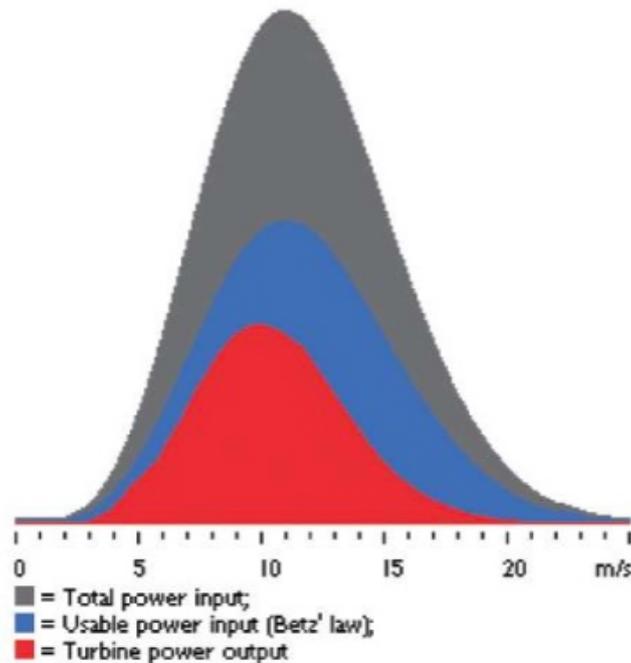


Figura 1.11 – Rapporto tra potenza totale in ingresso, utilizzabile e in uscita

Questo non accade soltanto a causa delle perdite, ma anche perché le turbine eoliche non sfruttano tutto il vento a disposizione in quanto non funzionano per velocità inferiori o superiori a certi limiti: cut-in e cut-out wind speed.

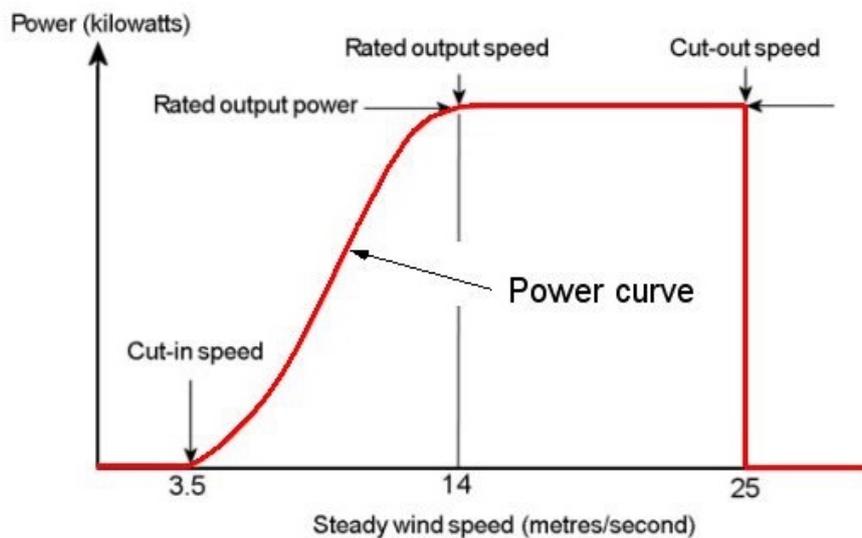


Figura 1.12 – Curva di potenza di una turbina eolica in funzione della velocità

È utile evidenziare che la potenza è direttamente proporzionale al cubo della velocità, quindi se la velocità raddoppia la potenza aumenta di 8 volte.

Noto il coefficiente di potenza c_p , la potenza elettrica in uscita dal generatore è:

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

dove η_g è il rendimento del generatore, η_m è il rendimento dei componenti meccanici e v è la velocità del vento a monte del rotore.

Un altro parametro fondamentale è il rapporto tra la velocità di rotazione della punta delle pale u e la velocità del vento v :

$$\lambda = \frac{u}{v} = \frac{\omega \cdot D}{2 \cdot v}$$

dove D ed ω sono rispettivamente il diametro e la velocità angolare di rotazione del rotore.

La potenza in uscita è ottenibile anche dalla seguente formula:

$$P = T \cdot \omega$$

dove T è la coppia in N/m e ω è la velocità angolare di rotazione del rotore in rad/s.

Il coefficiente di coppia c_T si ricava in funzione del coefficiente di potenza c_p e del rapporto λ :

$$c_T(\lambda) = \frac{c_p(\lambda)}{\lambda}$$

dalla quale si ottiene:

$$T = c_T \cdot \frac{D}{2} \cdot \frac{\rho \cdot A \cdot v^2}{2}$$

Nella pagina seguente vengono riportati dei grafici mediante i quali è possibile ricavare i coefficienti di potenza e di coppia in funzione del rapporto di velocità λ e della tipologia di rotore.

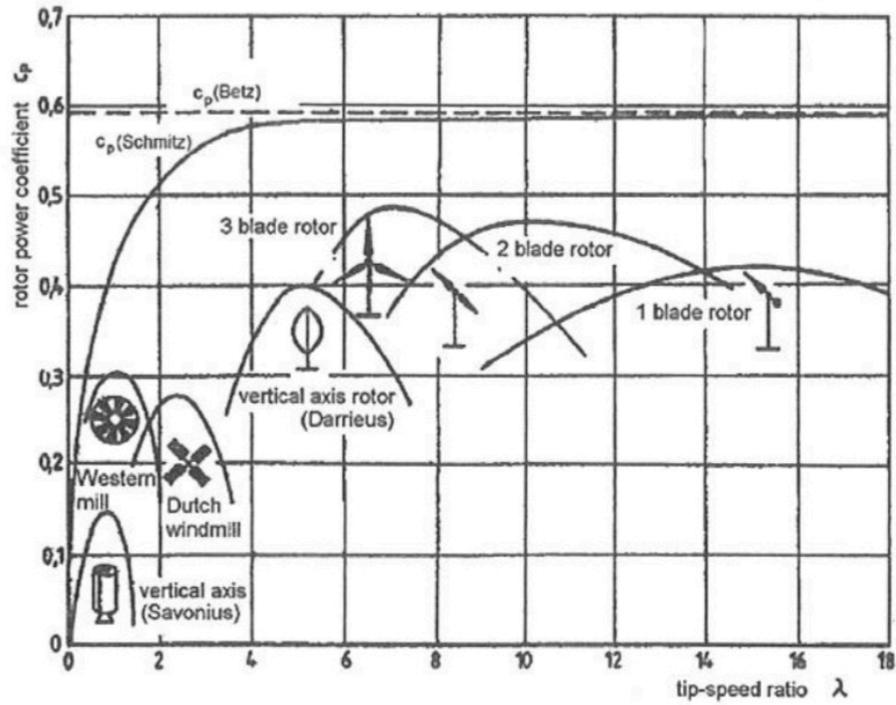


Figura 1.13 – Andamento del coefficiente di potenza al variare del rapporto di velocità

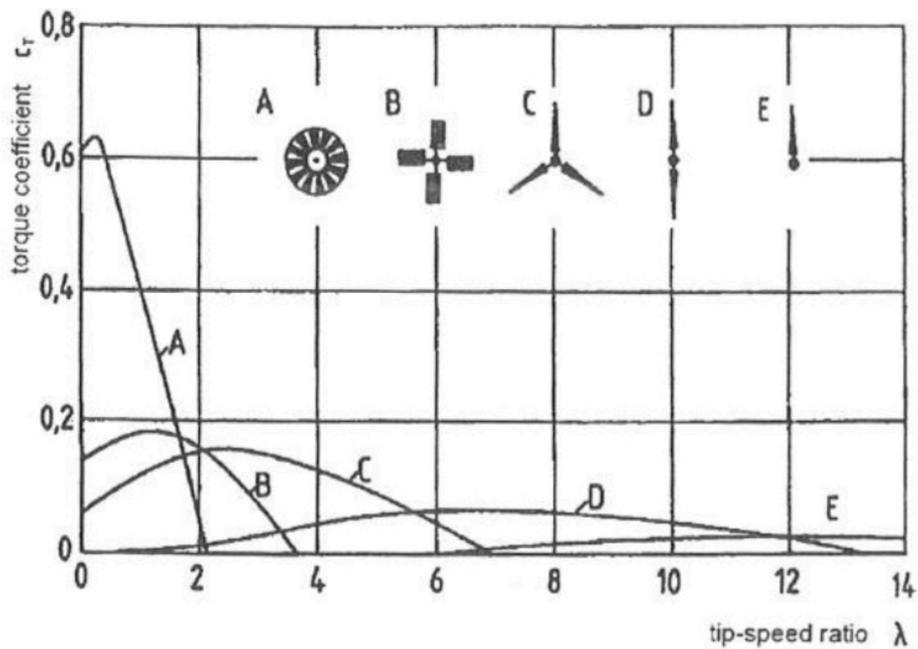


Figura 1.14 – Andamento del coefficiente di coppia al variare del rapporto di velocità

1.3. Principio di funzionamento di un aerogeneratore

Analizziamo ora nel dettaglio cosa succede quando il flusso d'aria incontra le pale del rotore della turbina eolica.

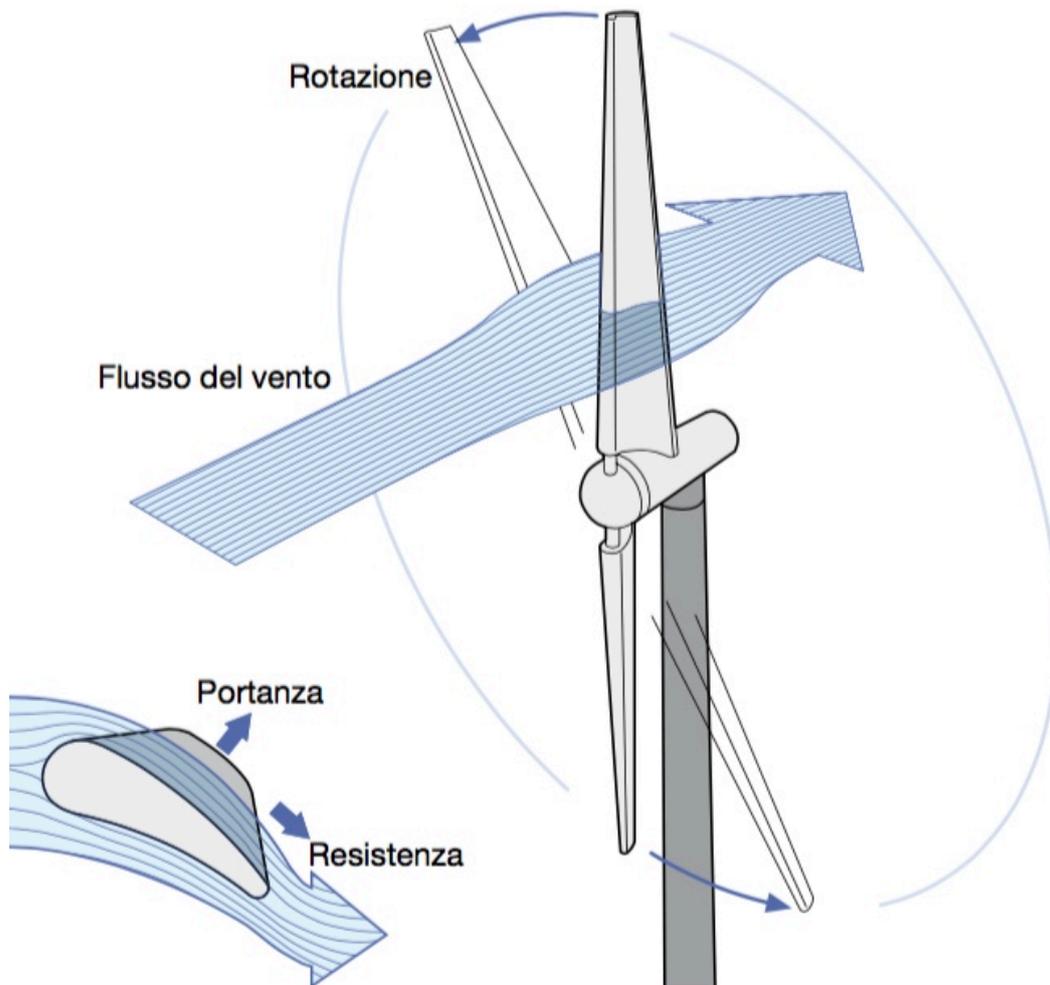


Figura 1.15 – Principio di funzionamento di un aerogeneratore

Il vento scorre su entrambe le facce della pala con una velocità maggiore sulla faccia superiore, creando un'area di bassa pressione, rispetto a quella inferiore. L'effetto di questa differenza di pressione tra le due superfici è una forza perpendicolare alla corrente relativa del vento chiamata portanza.

Contemporaneamente si genera una forza perpendicolare alla portanza, che si oppone al moto, chiamata resistenza.

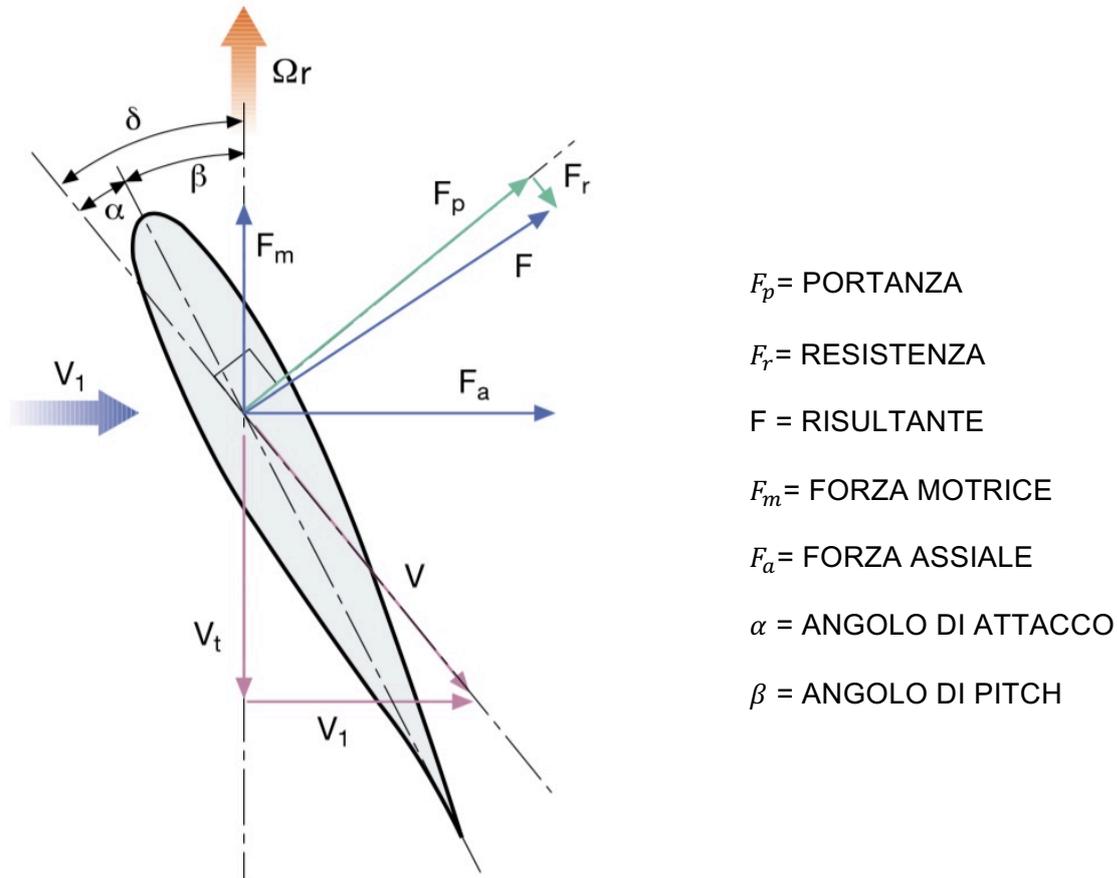


Figura 1.16 – Forze agenti sulla pala di un rotore

La forza motrice F_m è la proiezione della forza risultante F lungo la direzione perpendicolare all'asse del rotore ed è la forza utile alla generazione di coppia all'albero.

La forza assiale F_a è la proiezione della forza risultante F lungo la direzione parallela all'asse del rotore. Essa non genera coppia utile ma è molto importante perché sollecita il sostegno del rotore a flessione.

La portanza e la resistenza sono esprimibili in funzione dell'angolo di attacco α mediante le seguenti relazioni:

$$F_p = c_L(\alpha) \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^2$$

$$F_r = c_D(\alpha) \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^2$$

dove $c_L(\alpha)$ e $c_D(\alpha)$ sono rispettivamente i coefficienti di portanza e resistenza del profilo della pala al variare dell'angolo di attacco (valori che si trovano tabulati), v è la velocità relativa del vento, ρ è la densità dell'aria ed A è l'area della pala investita dalla corrente relativa.

CAPITOLO 2

Gli impianti eolici

2.1.Cenni storici

Lo sfruttamento dell'energia eolica mediante le moderne tecnologie è il risultato di un processo di continuo perfezionamento di una tecnologia sfruttata dall'uomo nel corso di molti secoli. L'energia del vento infatti è stata utilizzata dall'uomo per la navigazione a vela e per la produzione di energia meccanica da impiegare nei primi mulini a vento per l'azionamento di macine o per il sollevamento dell'acqua. Non vi è alcuna certezza assoluta riguardo all'impiego delle prime tecnologie per lo sfruttamento dell'energia del vento ma alcuni storici sostengono di aver individuato resti dei primi mulini a vento, risalenti a circa 3000 anni fa, in Egitto, più precisamente ad Alessandria. Tuttavia, non esistono prove certe dell'utilizzo dei mulini a vento da parte degli egiziani.

Le prime testimonianze certe dell'impiego di tecnologie eoliche risalgono al 664 DC nell'antica Persia, in una zona al confine con gli attuali Iran ed Iraq chiamata Seistan. Altre testimonianze dell'esistenza dei primi mulini a vento, con le prime descrizioni schematiche di costruzione e funzionamento, risalgono al 950 DC.

I mulini a vento persiani erano costituiti da un'asse verticale sul quale venivano montate radialmente alcune aste di sostegno per delle pale rudimentali realizzate con delle canne. Il vento investiva solamente metà della sezione verticale del mulino, l'altra metà veniva schermata mediante la costruzione di un muro. La rotazione dell'asse del rotore consentiva di azionare delle macine per cereali. In alcune zone dell'Afghanistan questi mulini sono stati mantenuti in funzione fino ai giorni nostri.

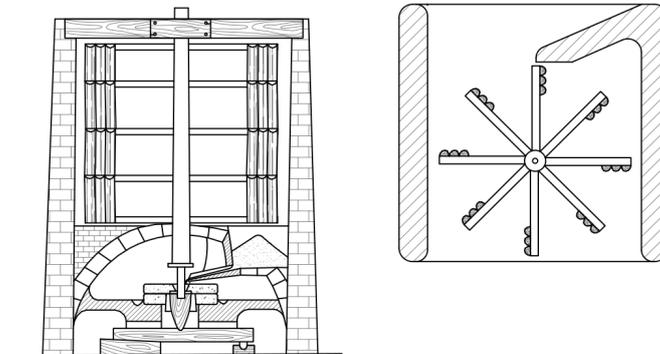


Figura 2.1 – Schema di un antico mulino persiano

In Europa i mulini a vento sono stati impiegati per le prime volte attorno al 1100, al tempo delle Crociate, soprattutto nei Paesi più a nord.

Proprio in Europa il mulino a vento iniziò la sua evoluzione ed il suo perfezionamento nel XIV e XV secolo. L'asse di rotazione divenne orizzontale e, con lo scopo di intercettare e sfruttare l'energia dei venti provenienti da qualunque direzione, l'intero mulino venne montato su un robusto asse verticale in grado di consentirne la rotazione.

L'evoluzione successiva portò allo sviluppo di una nuova tipologia di mulino nella quale la struttura veniva mantenuta fissa ed era la parte superiore, denominata "cappello", a ruotare per adattarsi alla direzione del vento. Questa innovazione consentì di costruire mulini di grandi dimensioni e con grandi capacità di lavoro.



Figura 2.2 – Mulino olandese dotato di "cappello"

Successivamente, a partire dall'Europa, i mulini a vento si diffusero in America, dove subirono ulteriori evoluzioni nel corso degli anni contribuendo in maniera significativa allo sviluppo del Far West. Il mulino a vento, infatti, era un mezzo efficiente ed economico per il sollevamento dell'acqua tanto che divenne parte integrante del classico paesaggio della frontiera americana. Le principali particolarità di queste macchine erano il diametro ridotto del rotore (al massimo qualche metro) e il numero elevato di pale (da 20 a 40) realizzate prima in legno e successivamente in metallo. Mulini a vento di maggiori dimensioni invece venivano utilizzati per rifornire le locomotive a vapore.



Figura 2.3 – Mulino americano per il sollevamento dell'acqua

Si stima che a partire dal 1850 negli Stati Uniti siano stati installati più di 6 milioni di mulini a vento di questo tipo.

Alla fine del XIX secolo la scoperta dell'energia elettrica ha portato allo sviluppo dei primi mulini a vento per l'azionamento di generatori elettrici. Successivamente, con l'avvento dell'economia dei combustibili fossili e lo sviluppo degli impianti a vapore, dei motori a combustione interna e delle turbine a gas, lo sviluppo di tali impianti ha subito un brusco rallentamento fino agli ultimi decenni.

Negli ultimi anni si è assistito ad un aumento esponenziale della potenza eolica installata e dello sfruttamento del vento per la produzione di energia elettrica. Solo nel 2013 sono stati installati nel mondo nuovi parchi eolici per un ammontare di circa 35 GW di potenza che, sommandosi ai parchi già esistenti, hanno portato la potenza eolica mondiale installata a circa 320 GW. I Paesi leader nel settore eolico sono Cina, USA, Germania, Spagna, Regno Unito e India e, nel 2015, la Danimarca ha stabilito il record mondiale riuscendo a soddisfare il 42% del fabbisogno di energia elettrica utilizzando proprio questa tecnologia.

2.2. Classificazione degli impianti eolici

In generale esistono diversi metodi per classificare le turbine eoliche: le principali classificazioni si basano sulla soluzione impiantistica, sulle caratteristiche costruttive, sulla potenza e sulla taglia.

Macroscopicamente, gli impianti eolici possono essere classificati in base alle soluzioni impiantistiche in due modi.

La prima classificazione divide gli impianti eolici in sistemi:

- grid connected, cioè gli impianti connessi alla rete di distribuzione principale
- stand alone, cioè gli impianti connessi a reti di distribuzione isolate o non connessi ad alcuna rete di distribuzione

Della prima categoria fanno parte le turbine eoliche di qualunque classe di taglia e potenza, mentre della seconda categoria fanno parte le turbine di potenza inferiore al MW che possono essere inserite in sistemi ibridi (cioè sistemi di produzione di energia elettrica in cui c'è integrazione tra sistemi a fonti rinnovabili e sistemi a fonti non rinnovabili) quando collegate a piccole reti di distribuzione oppure avere la necessità di sistemi di accumulo dell'energia prodotta (batterie).

La seconda classificazione invece distingue gli impianti in:

- on-shore, cioè gli impianti situati sulla terra ferma
- off-shore, cioè gli impianti situati in mezzo al mare (sistemi grid connected di potenze complessive superiori ai 10 MW)



Figura 2.4 – Impianto eolico on-shore



Figura 2.5 – Impianto eolico off-shore

In base alla disposizione dell'asse del rotore, le turbine eoliche vengono classificate in due categorie:

- turbine ad asse orizzontale
- turbine ad asse verticale

Le prime sono caratterizzate dal maggiore sviluppo tecnologico e maggiore diffusione a livello mondiale. Inoltre esse sono tipiche della classe di potenza superiore al MW. Le seconde invece sono tipiche della classe di potenza inferiore al MW.



Figura 2.6 – Turbina eolica ad asse verticale

Gli aerogeneratori (soprattutto ad asse orizzontale) si possono distinguere in tre grandi gruppi in base alla taglia intesa sia come classe di potenza che come diametro del rotore.

Tipologia	Potenza generatore [kW]	Diametro rotore [m]
Piccola taglia	$P < 100$	$D < 20$
Media taglia	$100 < P < 1000$	$20 < D < 50$
Grande taglia	$P > 1000$	$D > 50$

Tabella 2.1 – Classificazione turbine eoliche per taglia

L'incremento della taglia degli aerogeneratori è dovuto ad una serie di cause energetiche ed al fatto che il primo obiettivo dei costruttori è da sempre quello di massimizzare l'energia producibile mediante le turbine eoliche. Poiché, come descritto nel paragrafo 1.2, la potenza è direttamente proporzionale al cubo della velocità del vento ed alla superficie spazzata, la tendenza è stata quella di continuare ad aumentare l'altezza ed il diametro delle turbine eoliche. Inoltre, l'aumento di altezza è giustificato dalla necessità di ridurre gli effetti negativi dovuti alla presenza di ostacoli al flusso ventoso ed evitare turbolenze e variazioni delle condizioni del vento a livello del terreno (wind shear).

Contemporaneamente, l'incremento delle dimensioni delle turbine ha portato ad una riduzione dei costi unitari di materiali ed infrastrutture.

Negli ultimi 20 anni infatti la taglia media delle turbine installate nel mondo è aumentata con andamento quasi lineare superando limiti che erano ritenuti impossibili da superare.

Il fattore chiave che ha influenzato ulteriormente lo sviluppo verso turbine di taglia sempre maggiore è stata la necessità di limitare i costi delle infrastrutture per gli impianti off-shore (componenti elettrici sottomarini, fondazioni, ecc), che sono molto più alti rispetto a quelli per gli impianti on-shore, e diminuire drasticamente i costi per la manutenzione riducendo il numero di macchine installate.

In base alla classe di potenza le turbine eoliche si possono dividere in 4 categorie.

Tipologia	Potenza generatore [kW]
Micro eolico	$P < 1$
Mini eolico	$1 < P < 100$
Medio eolico	$100 < P < 1000$
Grande eolico	$P > 1000$

Tabella 2.2 – Classificazione turbine eoliche per potenza

La tecnologia degli impianti micro e mini eolici ha raggiunto un livello di maturità tale da consentirne la produzione e la commercializzazione da parte di varie industrie del settore di tutto il mondo.

Esse sono macchine tecnologicamente mature e competitive per l'alimentazione di utenze isolate, con e senza accumulatori, ed elettropompe. Gli aerogeneratori a bassissima potenza possono essere facilmente impiegati per ricaricare accumulatori che alimentano boe, segnali luminosi ed impianti di telecomunicazione i quali, a causa della loro ubicazione, sono difficilmente raggiungibili dalle reti elettriche tradizionali.

Le turbine eoliche di media taglia sono adatte per l'alimentazione di reti elettriche di piccole dimensioni sia da sole che ad integrazione di altri sistemi di produzione di energia. Quindi esse sono l'ideale per comunità montane, piccole isole ed aziende agricole di medie e grandi dimensioni tant'è che, soprattutto nei paesi nordici, sono ormai prodotte in serie.

Le macchine eoliche di grande taglia hanno presentato nel passato problemi tecnologici molto più grandi rispetto alle macchine di taglia inferiore a causa delle dimensioni rilevanti. Tali problemi sono stati risolti dai vari costruttori (con metodi diversi) che hanno messo a punto i modelli attualmente in fase di installazione. Lo sviluppo di queste macchine è influenzato da tre fattori principali:

- riduzione del costo del kWh
- disponibilità di siti con caratteristiche anemologiche opportune
- quantità massima di potenza di tipo discontinuo inseribile nella rete

I principali vantaggi derivanti dall'impiego di turbine di grandi dimensioni sono:

- macchine più grandi sono in grado di produrre energia elettrica a costi minori (perché i costi delle infrastrutture, della connessione alla rete e dei sistemi di controllo sono indipendenti dalle dimensioni della turbina)
- gli impianti eolici necessitano di una grande quantità di spazio quindi, in aree dove è difficile trovare spazio per più di una turbina, rotor grandi e alti sfruttano meglio l'energia del vento disponibile

I principali vantaggi derivanti dall'impiego di turbine di piccole dimensioni sono:

- la rete locale può non essere in grado di sostenere l'energia immessa da una turbina grande

- la fluttuazione dell'energia prodotta da tanti aerogeneratori è minore di quella prodotta da un unico grande aerogeneratore
- il rischio di guasto temporaneo si distribuisce tra tutte le turbine presenti

Altre classificazioni possono considerare caratteristiche costruttive come la presenza di un generatore sincrono od asincrono, oppure essere definite in base alle misure di sicurezza e controllo adottate sui componenti della turbina.

2.3.Dati rilevati in visita all'impianto eolico di Badia Calavena (VR)

Produttore	LEITWIND
N° di aerogeneratori	1
Potenza	1,35 MW
Altezza del mozzo	65 m
Diametro del rotore	77 m
Altezza totale	103,5 m
Velocità di cut-in	1,8 m/s
Velocità di cut-out	25 m/s

Tabella 2.3 – Caratteristiche impianto eolico di Badia Calavena (VR)

CAPITOLO 3

Analisi tecnologica degli impianti eolici

3.1. Configurazione generale di un aerogeneratore

In questo paragrafo verranno descritti i principali componenti della configurazione più generale possibile di una turbina eolica ad asse orizzontale, fermo restando che ogni costruttore nel corso dell'evoluzione tecnologica può aver adottato o meno delle soluzioni costruttive diverse da quelle descritte in seguito.

I principali componenti che costituiscono un aerogeneratore sono:

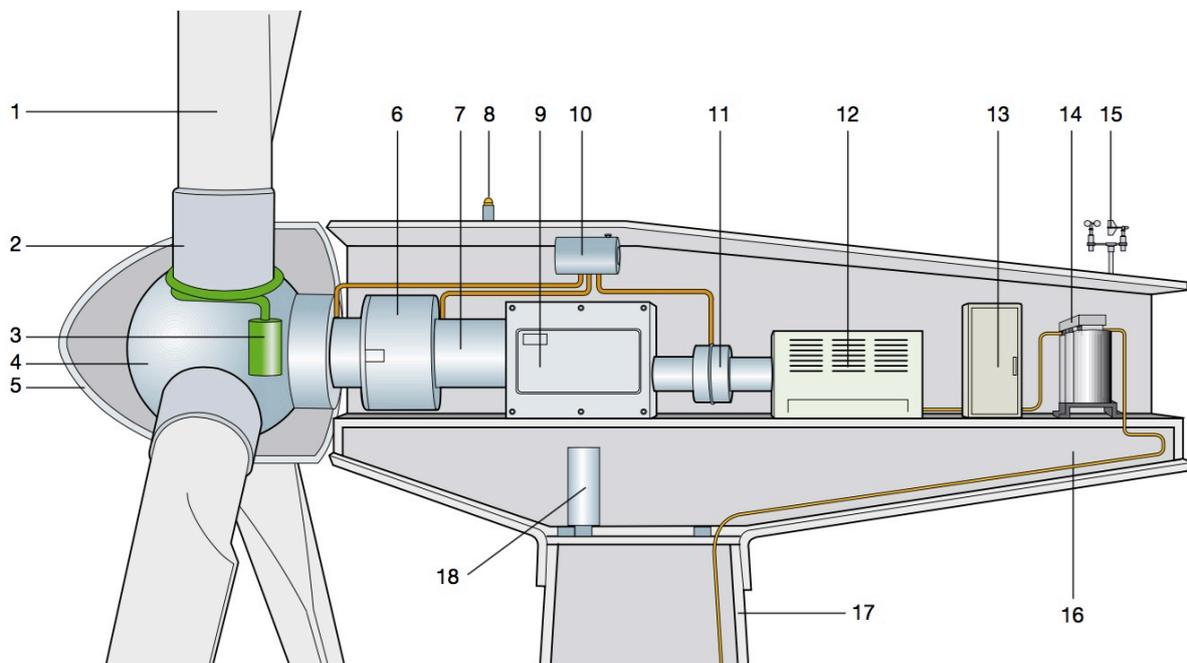


Figura 3.1 – Configurazione generale di un aerogeneratore

1. pala, 2. supporto della pala, 3. attuatore dell'angolo di Pitch, 4. mozzo, 5. ogiva, 6. supporto principale, 7. albero principale, 8. luci di segnalazione aerea, 9. moltiplicatore di giri, 10. dispositivi idraulici di raffreddamento, 11. freni meccanici, 12. generatore, 13. convertitore di potenza e dispositivi elettrici di controllo, 14. trasformatore, 15. anemometri, 16. struttura della navicella, 17. torre di sostegno, 18. organo di azionamento per l'imbardata.

Come si vede dalla Figura 3.1, le pale della turbina sono fissate ad un mozzo ed insieme costituiscono il rotore, il mozzo a sua volta è collegato ad un primo albero detto albero lento che ruota alla stessa velocità di rotazione del rotore.

L'albero lento è collegato ad un moltiplicatore di giri il cui albero in uscita costituisce l'albero veloce che ruota ad una velocità di rotazione maggiore di quella dell'albero lento di un fattore pari al rapporto di moltiplicazione.

L'albero veloce è collegato ad un sistema frenante costituito da freni meccanici a valle del quale c'è il generatore elettrico da cui partono i cavi elettrici.

Nella maggior parte delle macchine eoliche moderne, quasi tutti i componenti elencati sono inseriti in una cabina detta navicella la quale è posizionata su un supporto cuscinetto che ne rende semplice l'orientazione a seconda della direzione del flusso del vento.

Oltre a tali componenti è presente un sistema di controllo che ha diverse funzioni:

- controllo della potenza, tale controllo può essere eseguito comandando meccanicamente, elettronicamente o idraulicamente la rotazione delle pale attorno al proprio asse (regolazione dell'angolo di Pitch) al fine di aumentarne o ridurne la superficie esposta al vento e quindi la portanza
- controllo dell'orientamento della navicella (controllo dell'imbardata), tale controllo serve per mantenere la navicella orientata secondo la direzione del vento ma può essere anche utilizzato come controllo di potenza

L'intera navicella è posizionata sulla sommità di una torre.

La macchina si avvia quando è presente un vento di velocità sufficiente e si interrompe quando la velocità del vento supera il limite per il quale è stata progettata (cut-in e cut-out). Essa inoltre è progettata per generare la potenza nominale ad una velocità prefissata, detta velocità nominale.

3.1.1. Il rotore

Come si può notare dalla Figura 1.12, generalmente una turbina eolica moderna entra in funzione a velocità del vento di circa 3-5 m/s (cut-in) e raggiunge la potenza nominale a velocità di circa 10-14 m/s.

A velocità del vento superiori il sistema di controllo del passo limita la potenza della macchina in modo tale da prevenire sovraccarichi al generatore ed agli altri componenti elettromeccanici.

A velocità di circa 22-25 m/s (cut-out) il sistema di controllo del passo orienta le pale in modo tale da interrompere la rotazione ed evitare forti sollecitazioni e danni strutturali.

Gli obiettivi principali del sistema di controllo sono:

- far funzionare il rotore con il massimo rendimento possibile per velocità comprese tra il cut-in e la velocità nominale
- mantenere costante la potenza nominale all'albero di trasmissione quando la velocità del vento aumenta
- bloccare la macchina in caso di venti estremi

Il moderno sistema di controllo delle turbine eoliche di media e grande taglia permette di ruotare singolarmente le pale attorno al proprio asse. Questo sistema, in combinazione con i generatori a velocità variabile, ha portato ad un notevole miglioramento del funzionamento e del rendimento di queste macchine.

3.1.2. Le pale

Le pale sono i componenti interagenti con il vento e sono progettate con un profilo tale da massimizzarne l'efficienza aerodinamica.

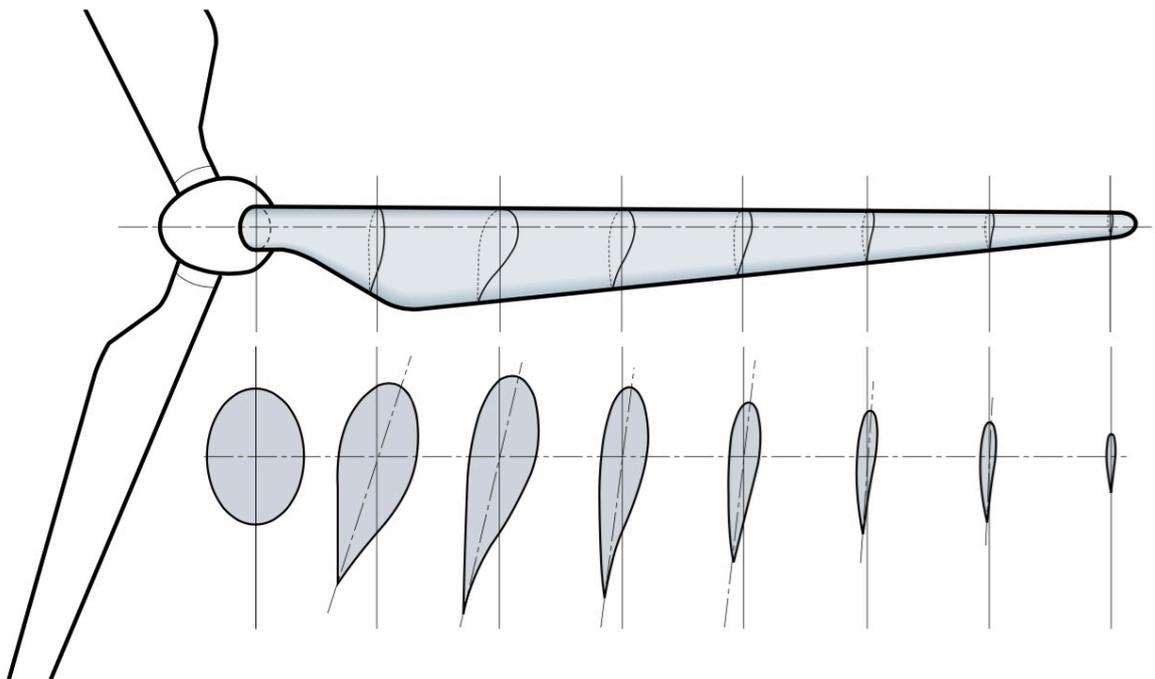


Figura 3.2 – Tipica forma di una pala eolica e le sue sezioni trasversali

Poiché le forze aerodinamiche sono direttamente proporzionali al quadrato della velocità relativa del vento, esse crescono rapidamente con la distanza dal mozzo ed è quindi importante progettare la porzione della pala vicina all'estremità in modo tale da avere buona portanza e bassa resistenza.

La sezione della pala è piuttosto elevata al fine di ottenere elevata rigidezza per resistere ai carichi variabili durante il funzionamento. I carichi sono variabili per questi principali motivi:

- turbolenze del vento
- durante la rotazione una pala situata nella parte superiore del rotore è soggetta ad un'azione del vento più intensa rispetto ad una pala situata nella parte inferiore (fluttuazioni di carico che si ripetono ad ogni rotazione dell'asse della turbina)
- la forza centrifuga sottopone a trazione ogni sezione della pala ed il peso della stessa causa alla sua base un momento flettente alternato ad ogni rotazione

Le pale sono realizzate generalmente con materiali leggeri come materiali compositi a matrice polimerica rinforzati con fibre di vetro o carbonio per gli aerogeneratori di maggiori dimensioni e fibre di alluminio per gli aerogeneratori di minori dimensioni. In particolare l'impiego delle fibre di carbonio ha permesso di ottenere pale molto più resistenti e leggere delle altre. A questo proposito, sebbene le fibre di carbonio siano circa dieci volte più costose delle fibre di vetro, l'utilizzo di queste pale riduce notevolmente i carichi ai quali è sottoposta l'intera struttura e, quindi, i costi di produzione.

La superficie esterna della pala viene comunemente rivestita di uno strato di gel colorato al fine di prevenirne l'invecchiamento causato dalle radiazioni solari.

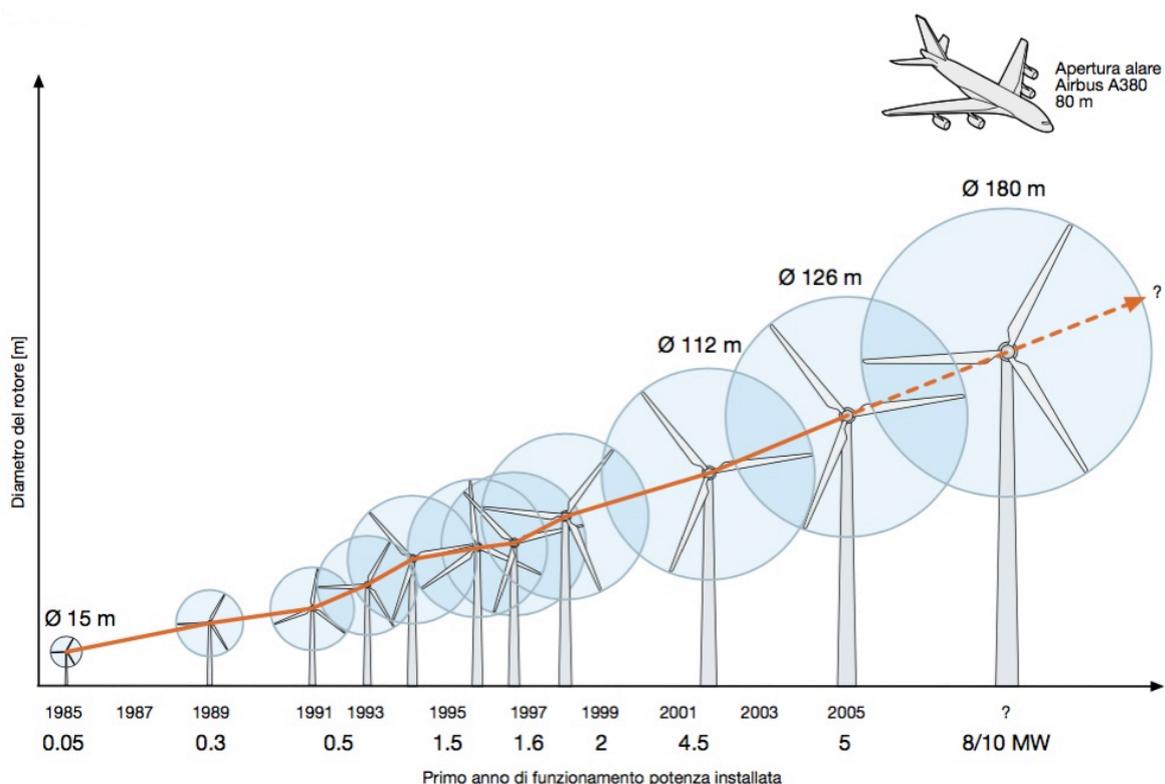


Figura 3.3 – Evoluzione del diametro del rotore nel corso degli anni

Come si può notare dalla Figura 3.3, negli ultimi 30-40 anni le dimensioni delle pale sono notevolmente aumentate passando dai 10-15 m degli anni ottanta e primi anni 90 ai 60-70 m degli anni duemila.

È stato possibile raggiungere queste dimensioni, mantenendo contenuto l'aumento del peso della struttura, proprio grazie all'utilizzo di materiali innovativi e di strumenti di progettazione ed analisi sempre più sofisticati.

3.1.3. Il mozzo

Il mozzo di un aerogeneratore è il componente che connette le pale all'albero principale, trasmettendo a quest'ultimo la potenza estratta dal vento, ed ingloba i meccanismi di regolazione dell'angolo di Pitch. Esso è solitamente costruito in acciaio ed è protetto esternamente da un involucro di forma ovale chiamato ogiva per avere una forma più aerodinamica possibile. Il mozzo può essere di tre tipologie:

- mozzo rigido
- mozzo con pale incernierate
- mozzo oscillante

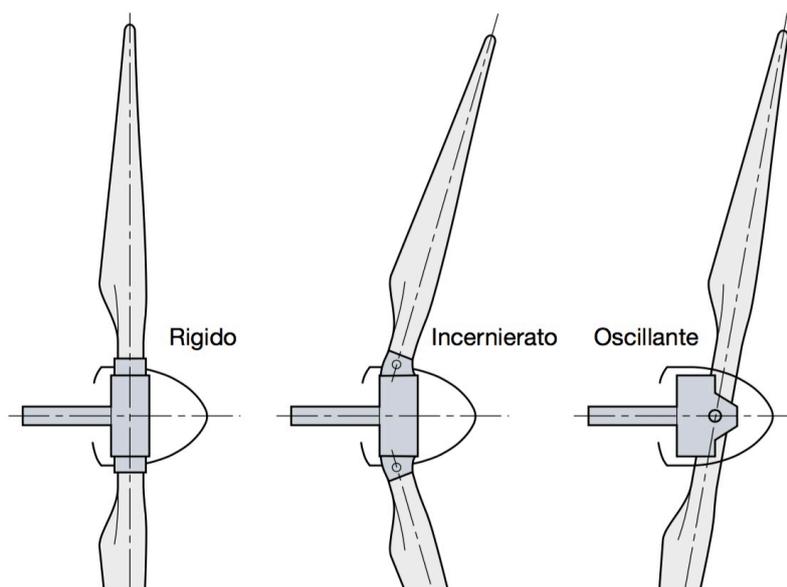


Figura 3.4 – Tipologie di mozzo

Il mozzo rigido è progettato per mantenere le parti che lo costituiscono in posizione fissa rispetto all'albero principale, l'unico movimento consentito è la variazione dell'angolo di Pitch. Esso deve essere molto robusto per sopportare i carichi dinamici trasmessi dalle pale.

Il mozzo oscillante viene impiegato in quasi tutte le turbine eoliche a due pale le quali possono oscillare in modo solidale di un certo angolo attorno ad un asse trasversale perpendicolare all'asse di rotazione dell'albero.

Il mozzo a pale incernierate è una via di mezzo tra le prime due tipologie.

3.1.4. Il moltiplicatore di giri

Il moltiplicatore di giri viene montato tra il rotore ed il generatore allo scopo di incrementare la velocità di rotazione dell'albero ed adattarla ai valori richiesti dal generatore (in alcuni casi il rapporto può essere anche di 1:100). Esso è costituito da ingranaggi di tipo epicicloidale oppure ad assi paralleli ad uno o più stadi.

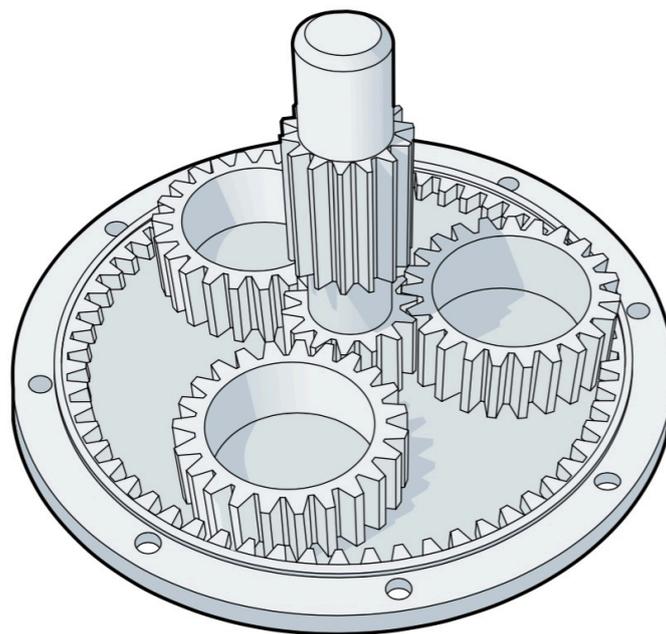


Figura 3.5 – Moltiplicatore di giri di tipo epicicloidale

3.1.5. I freni

Quasi tutti gli aerogeneratori montano dei freni meccanici collegati all'albero principale per poter arrestare il rotore in caso di condizioni meteorologiche avverse e quando la turbina non è in servizio, per esempio durante gli interventi di manutenzione.

I due tipi di freni più comunemente impiegati sono:

- freni a disco
- freni a frizione

I freni a disco funzionano in modo molto simile a quelli montati sulle automobili: la rotazione di un disco di metallo fissato all'albero viene frenata mediante l'azione di pinze ad

azionamento idraulico che premono le pastiglie contro di esso, creando una coppia frenante opposta alla coppia motrice.

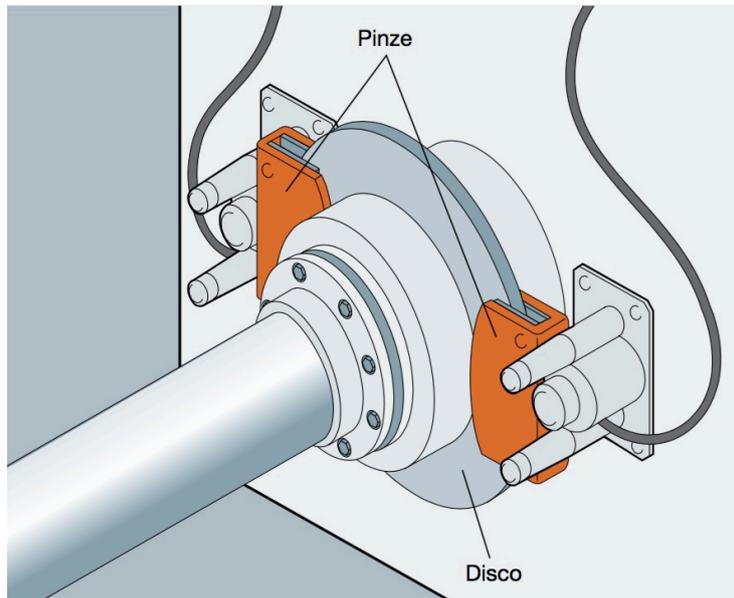


Figura 3.6 – Impianto frenante a disco

I freni a frizione sono costituiti da un piatto di pressione ed un piatto di frizione. L'azionamento di questo tipo di freni è attuato mediante molle che esercitano un'opportuna pressione e vengono rilasciati mediante aria compressa o idraulicamente.

I freni meccanici possono essere installati sia sul lato a bassa velocità che sul lato ad alta velocità, tenendo presente che sul lato a bassa velocità devono essere in grado di esercitare una coppia frenante maggiore mentre sul lato ad alta velocità si sviluppano maggiori forze centrifughe.

I freni progettati per arrestare il rotore devono essere in grado di esercitare una coppia frenante maggiore di quella massima che si ipotizza originabile dal rotore, con tempi di arresto solitamente inferiori ai 5 s. Inoltre, essi devono poter mantenere il rotore in posizione di arresto completo per almeno 1 ora (con le condizioni di vento definite in fase di progetto).

3.1.6. Il sistema di generazione

Mentre nella maggior parte delle applicazioni è richiesta energia elettrica per generare una coppia, nei sistemi eolici accade il contrario: la coppia generata dal vento viene utilizzata per produrre energia elettrica.

Inoltre, applicazioni di questo tipo generalmente funzionano ad una potenza nominale costante. Le turbine eoliche invece devono generare energia elettrica a potenze variabili e funzionano per la maggior parte del tempo a bassi livelli di potenza dove devono operare alla massima efficienza.

I generatori che vengono tipicamente utilizzati sono di due tipi:

- generatore asincrono
- generatore sincrono

Il primo è un motore trifase ad induzione, il secondo (chiamato anche alternatore) è caratterizzato da un rotore costituito da un elettromagnete a corrente continua o da magneti permanenti.

La potenza elettrica in uscita dal generatore è generalmente in bassa tensione e deve essere convertita in media tensione per ridurre le perdite mediante un trasformatore installato nella navicella oppure alla base della torre.

3.1.7. Il sistema di controllo d'imbardata

La navicella viene fatta ruotare sulla sommità della torre grazie ad un sistema di controllo d'imbardata e di movimentazione costituito da attuatori elettromeccanici per far sì che il rotore sia sempre trasversale al vento. La direzione e la velocità del vento vengono monitorati continuamente da sensori posti sul tetto della navicella ed il rotore viene posizionato secondo la direzione media del vento, calcolata ogni 10 min circa.

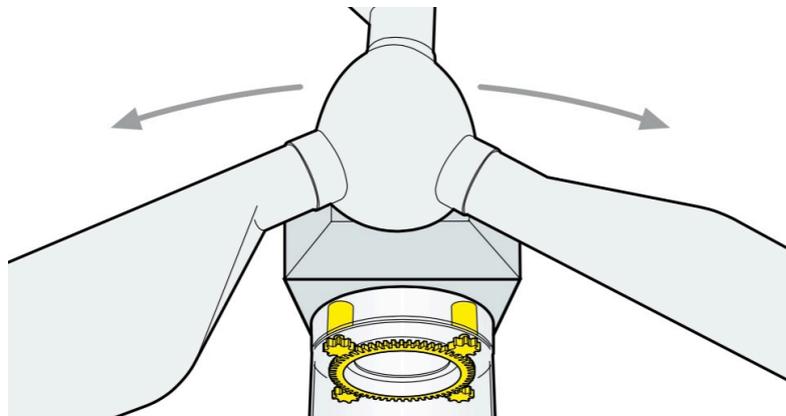


Figura 3.7 – Attuatori per l'orientamento della navicella

3.1.8. La torre

Le tipologie di torre di sostegno impiegate sono:

- torri tubolari in acciaio
- torri tubolari in calcestruzzo in opera (il trasporto dell'impianto e la costruzione in sito sono agevolati)
- torri tubolari in calcestruzzo prefabbricato

- torri a traliccio in acciaio
- torri ibride (realizzate unendo le precedenti tipologie)
- torri su palo con tiranti (per turbine di piccola taglia)

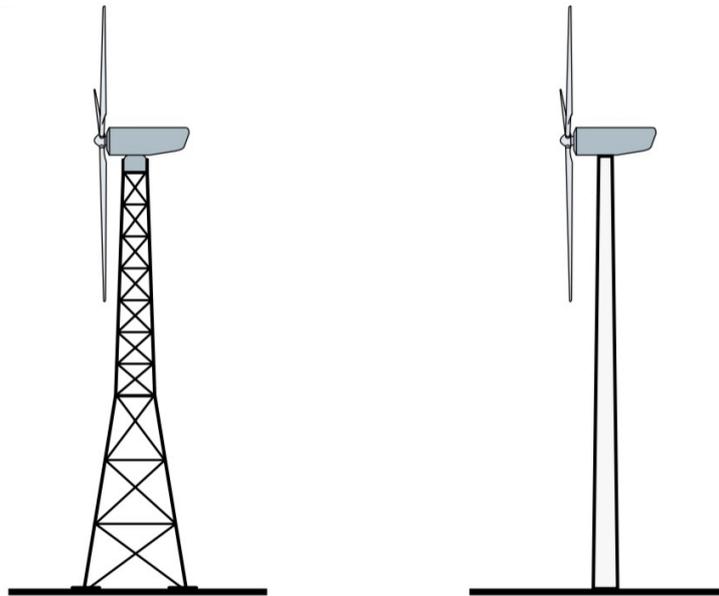


Figura 3.8 – Torre a traliccio e torre tubolare

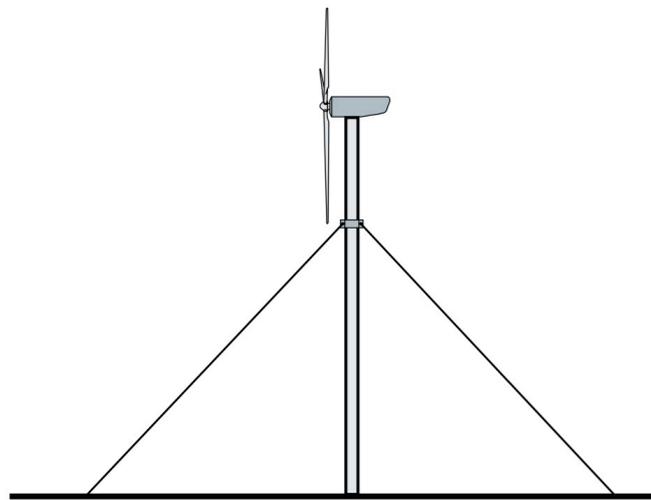


Figura 3.9 – Torre con tiranti

La configurazione maggiormente utilizzata è quella tubolare in acciaio su fondazione in cemento armato le cui caratteristiche dipendono dalle condizioni del vento del sito in cui l'impianto viene installato. La principale variabile di una torre è l'altezza: generalmente l'altezza della torre varia da 60 m a 100 m.

3.1.9.I sistemi di controllo

I sistemi di controllo ricevono segnali da decine di sensori e servono a:

- controllare la velocità del rotore
- mantenere la turbina allineata alla corrente ventosa
- attivare/disattivare il generatore
- mantenere ottimali i parametri di funzionamento del sistema di generazione
- proteggere la turbina da condizioni estreme di vento
- individuare malfunzionamenti ed inviare segnali di allarme

Essi costituiscono il “cervello” della turbina eolica e forniscono la logica di controllo, solitamente programmata in un PLC.

3.1.10.I sistemi di protezione

I sistemi di protezione possono essere di tipo meccanico, elettrico o aerodinamico e si attivano in caso di malfunzionamenti del sistema di controllo o di altri malfunzionamenti riportando la turbina in sicurezza attraverso il blocco del rotore. Sono costituiti da tre unità: acquisizione, attivazione e di blocco.

Le situazioni in cui tipicamente entrano in funzione questi sistemi sono: velocità eccessive, sovraccarichi al generatore, disconnessione dalla rete, sovraccarichi elettrici.

I sistemi di protezione devono inoltre funzionare anche in caso di interruzione dell'alimentazione elettrica ed essere costituiti da componenti progettati in alta classe di sicurezza.

3.2.Gli impianti off-shore

Gli impianti eolici off-shore hanno la possibilità di sfruttare una quantità più abbondante e diffusa della risorsa vento, il potenziale economico di poter raggiungere costi competitivi e sono dotati di una tecnologia in fase di forte sviluppo.

Per molte nazioni costiere gli impianti eolici off-shore costituiscono l'unica risorsa energetica disponibile localmente e capace di contribuire significativamente alla produzione di energia elettrica. Per altre nazioni dove è stato raggiunto il massimo livello di diffusione di altre risorse, invece, questi impianti costituiscono una buona soluzione per soddisfare l'incremento di domanda energetica.

La tecnologia utilizzata negli impianti off-shore è essenzialmente un adattamento all'ambiente marino della tecnologia impiegata negli impianti on-shore.

Le caratteristiche che differenziano gli impianti off-shore dagli impianti on-shore sono le seguenti:

- taglia sempre superiore ai 2 MW
- sistemi di fondazione
- la velocità di rotazione della punta delle pale è maggiore e può superare gli 80 m/s
- non è necessario raggiungere altezze elevate del mozzo in quanto in mare non sono presenti ostacoli (generalmente la torre è alta circa 80 m)
- differenti impatti sull'ambiente

Le principali problematiche che devono essere prese in considerazione nella progettazione di questi impianti sono:

- le onde causano usura e carichi aggiuntivi alla struttura (possono essere anche superiori a quelli causati dal vento)
- spesso il fondale non ha buone caratteristiche meccaniche e di conseguenza le fondazioni devono essere di maggiori dimensioni
- il momento dei carichi esercitato sul fondo è incrementato dalla lunghezza aggiuntiva della torre sommersa

Proprio per questi motivi, le fondazioni per gli aerogeneratori off-shore possono essere di diverse tipologie:

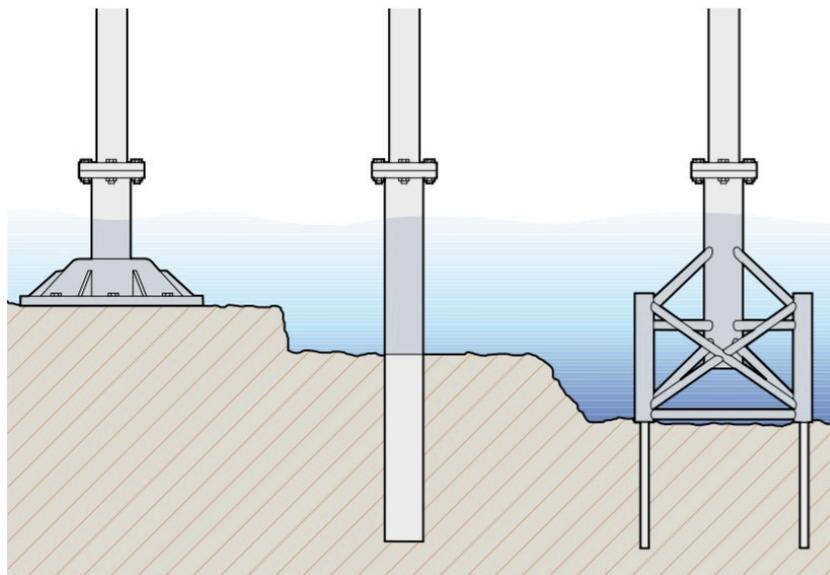


Figura 3.10 – Tipologie di fondazioni per gli aerogeneratori off-shore

Se le acque sono basse, le turbine possono essere vincolate a piastre di cemento posizionate sul fondo.

Se la profondità dell'acqua non supera i 20 m, la struttura generalmente utilizzata è un tubo di acciaio conficcato nel fondale fino ad una profondità idonea a trasferire i carichi al terreno. In acque più profonde, la lunghezza ed il diametro del tubo nella configurazione appena citata diventerebbero improponibili, quindi viene utilizzata una struttura a treppiede, realizzata con elementi di acciaio saldati insieme, ancorata al fondale ad ogni angolo mediante dei pali o ancore a ventosa in base alle caratteristiche del fondale.

Questi impianti devono essere molto affidabili e, per limitare gli interventi di manutenzione al minimo, alcuni componenti sono ridondanti e le parti più critiche vengono continuamente monitorate da remoto tramite dei sensori. Essi, inoltre, sono progettati per resistere all'ambiente marino: le strutture sottomarine vengono protette dalla corrosione mediante protezione catodica e le parti in aria vengono adeguatamente verniciate, l'isolamento delle parti elettriche è rinforzato ed all'interno della navicella e della torre l'aria viene condizionata per evitare accumuli di condensa.

Per profondità maggiori di 50 m, l'ancoraggio al fondale marino non è più efficiente e si passa a configurazioni che prevedono aerogeneratori galleggianti, tuttora in fase di studio per aumentarne l'efficienza e l'affidabilità.

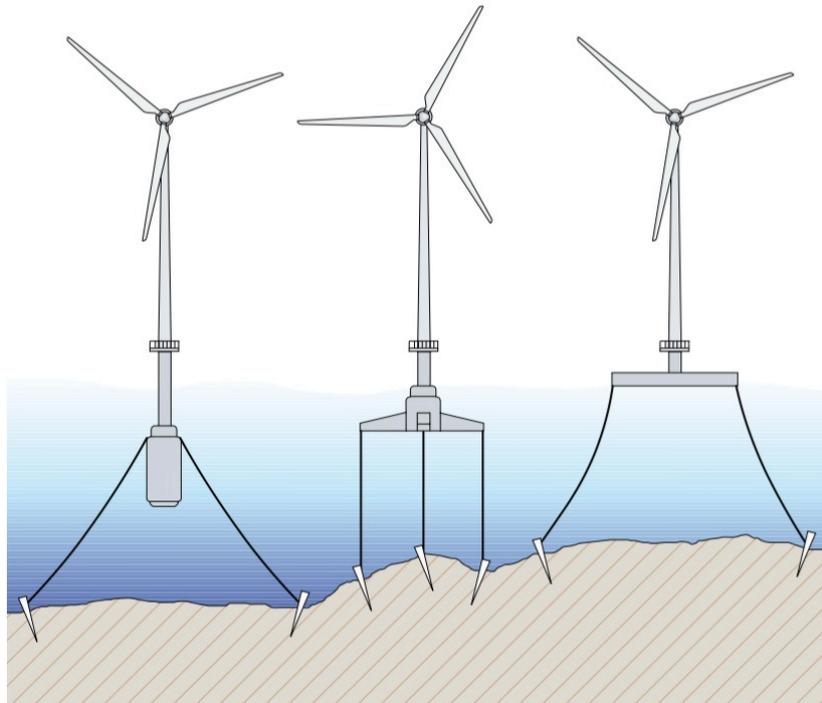


Figura 3.11 – Aerogeneratori galleggianti ancorati al fondale

Il sistema elettrico di un impianto off-shore è costituito da sei elementi principali:

- sistema di generazione della turbina
- cavi elettrici sottomarini di collegamento tra le turbine
- sottostazione off-shore (non sempre)
- cavi elettrici sottomarini principali di collegamento alla costa
- sottostazione e cavi a terra
- connessione alla rete

La sottostazione off-shore è necessaria per:

- ridurre le perdite di energia aumentando la tensione dai 30-36 kV tipici del sistema di collegamento tra le turbine ai 100-220 kV tipici della connessione alla rete di distribuzione
- ridurre il numero di cavi sottomarini principali di collegamento alla costa

In generale la sottostazione off-shore non è necessaria se:

- l'impianto è piccolo (<100 MW)
- l'impianto è vicino alla costa (< 15 km)
- la connessione alla rete di distribuzione è in media tensione

La maggior parte degli impianti off-shore è nelle condizioni appena elencate e quindi non è dotata di sottostazione off-shore.

L'installazione delle fondazioni e della sottostazione è uno dei fattori che incide maggiormente sui costi dell'impianto in quanto essa viene effettuata mediante imbarcazioni di grandi dimensioni dotate di attrezzature specifiche.

Un'altra questione tecnica importante è la tipologia del cavo sottomarino di connessione in alta tensione, la quale dipende da lunghezza, profondità, caratteristiche del fondale e potenza complessiva dell'impianto (condizioni che determinano i costi di investimento, le perdite energetiche e le temperature dei cavi).

Ogni singolo circuito costituente questi impianti è contenuto all'interno di condotte riempite con materiali impermeabili e diversi strati di protezione per evitarne rotture ed infiltrazioni d'acqua. Queste condotte solitamente vengono posate ed ancorate in profondità sotto al terreno del fondale per evitare eventuali danneggiamenti dovuti ad ancore di imbarcazioni,

reti a strascico e carichi idrodinamici eccessivi. All'interno delle condotte inoltre sono presenti fibre ottiche necessarie per comunicare i segnali provenienti dai sistemi di controllo.

3.3. Gli impianti minieolici

A partire dalla fine degli anni '90, grazie alla crescita tecnologica che ha interessato gli impianti eolici di grandi dimensioni, il mercato degli impianti eolici destinati ad applicazioni residenziali o piccole aziende è cresciuto molto.

Proprio grazie allo sviluppo tecnologico nel settore delle turbine di grandi dimensioni, le turbine di piccola taglia hanno maturato uno sviluppo il cui risultato principale è stato il notevole abbassamento del limite di funzionamento degli aerogeneratori che possono iniziare a produrre energia anche con velocità del vento inferiori a 2 m/s.

Le aree maggiormente interessate da questo mercato sono quelle caratterizzate da prezzi elevati dei combustibili fossili o Paesi in via di sviluppo dove, ancora oggi, milioni di persone vivono senza aver accesso all'energia proveniente da una rete elettrica tradizionale.

Sono state sviluppate turbine, sia ad asse orizzontale che verticale, di diverse potenze, con un range di velocità del vento di funzionamento molto ampio e che possono funzionare anche per più di 6000 ore/anno. Nonostante tutto ciò, la completa maturità tecnologica in questo settore non è ancora stata raggiunta e queste macchine possono essere rese ancora più affidabili ed efficienti.

Anche dal punto di vista economico gli impianti minieolici devono raggiungere la piena competitività: i costi per kW installato variano da 2000 € a 6000 € per le turbine ad asse orizzontale fino ad oltre 15000 € per le turbine ad asse verticale contro i 1500 € delle turbine di grande taglia.

3.3.1. Le turbine ad asse orizzontale

Le turbine ad asse orizzontale sono senza dubbio quelle caratterizzate dalla maggior diffusione commerciale e possono essere di diverse configurazioni: monopala, bipala, tripala, multipala. All'aumentare del numero di pale diminuisce la velocità di rotazione ed aumentano il rendimento ed il prezzo.

Le tipologie più diffuse sono le turbine bipala e tripala in quanto, soprattutto le tripala, sono caratterizzate da una coppia motrice più uniforme (fattore che ne aumenta la durata), un'energia prodotta leggermente superiore e quindi da maggiore rendimento.

I vantaggi delle turbine ad asse orizzontale sono:

- sono tecnologicamente mature ed efficienti

- sono adatte alle condizioni anemologiche di moltissimi Paesi (Italia inclusa)
- sono economiche

I principali svantaggi, invece, sono:

- non sono adatte all'ambiente urbano
- sono rumorose
- hanno impatto visivo anche se sono di dimensioni nettamente inferiori alle turbine di grande taglia

Nella maggior parte dei casi le pale vengono realizzate in materiale composito a matrice polimerica rinforzato con fibre di vetro o di carbonio.

A causa delle dimensioni ridotte, il sistema di controllo d'imbardata non è presente ed è sostituito da timoni direzionali che orientano il rotore nella direzione del vento.



Figura 3.12 – Turbina eolica con timone direzionale

Queste turbine devono inoltre essere dotate di un sistema di posizionamento passivo del rotore allo scopo di disallinearne l'asse rispetto a quello di rotazione della turbina stessa in condizioni di vento forte: la maggior parte di esse si ripiega su di una cerniera.

3.3.2. Le turbine ad asse verticale

Questa tipologia di turbine è oggetto di un forte sviluppo tecnologico che ha portato alla realizzazione di configurazioni anche molto diverse tra loro.

I principali vantaggi delle turbine ad asse verticale sono:

- non sono rumorose

- sono adatte all'ambiente urbano

I principali svantaggi, invece, sono:

- non sono ancora adatte alle condizioni anemologiche italiane
- non sono economiche

Le principali tipologie di aerogeneratori ad asse verticale sono:

- macchina di Savonius
- macchina di Darrieus

La macchina di Savonius, inventata e brevettata negli anni '20 dall'ingegnere finlandese che le diede il nome, è una macchina molto semplice dal punto di vista costruttivo e del funzionamento. Essa ha il vantaggio di essere molto robusta e di avere una forte coppia di spunto che ne consente l'avviamento anche per velocità del vento molto basse. Questa macchina è stata impiegata principalmente per il pompaggio dell'acqua e, di recente, anche nel campo della produzione di energia elettrica.



Figura 3.13 – Macchina di Savonius

La macchina di Darrieus, inventata nella sua prima versione negli anni '20 e brevettata negli anni '30 dall'ingegnere francese che le diede il nome, è una macchina caratterizzata da una

grande semplicità dal punto di vista costruttivo e da alto rendimento (attorno al 40%) ed è una macchina che viene considerata ibrida perché combina le caratteristiche delle turbine ad asse verticale con le pale aerodinamiche classiche degli altri aerogeneratori.

A differenza della macchina di Savonius, la coppia di spunto è molto bassa e ciò non ne permette l'avviamento in presenza di venti deboli. Pertanto il regime di rotazione di questa turbina è relativamente elevato.



Figura 3.14 – Macchina di Darrieus

3.3.3. Analisi di fattibilità e posizionamento di un impianto minieolico

Nell'analisi di fattibilità tecnica ed economica di un impianto minieolico, la campagna di indagine anemologica può arrivare a costare più dell'impianto stesso.

Come supporto a tale analisi possono essere utilizzati i dati di stazioni meteorologiche limitrofe (o di mappe del vento) oppure la presenza storica di altre macchine eoliche anche di media e grande taglia.

Questi fattori, però, possono essere certamente indicativi ma non sufficienti per capire se le condizioni sono favorevoli per l'installazione di un nuovo impianto.

Nel caso in cui si decida di procedere all'installazione senza aver effettuato un'adeguata indagine anemologica (scelta sempre sconsigliata), vi sono alcune regole generali da seguire

per rendere la produzione di energia il più efficiente possibile ed evitare perdite dovute alla presenza di ostacoli:

- la torre di sostegno deve essere alta preferibilmente 18-20 m (minimo 10 m) ad eccezione delle turbine di taglia inferiore ad 1 kW
- in caso di posizionamento sopravento rispetto all'ostacolo, la turbina deve essere posizionata ad una distanza pari ad almeno 2 volte l'altezza dell'ostacolo
- in caso di posizionamento sottovento rispetto all'ostacolo, la turbina deve essere posizionata ad una distanza pari ad almeno 10 volte l'altezza dell'ostacolo (ad una distanza pari a 15 volte l'altezza dell'ostacolo le perdite sono trascurabili)

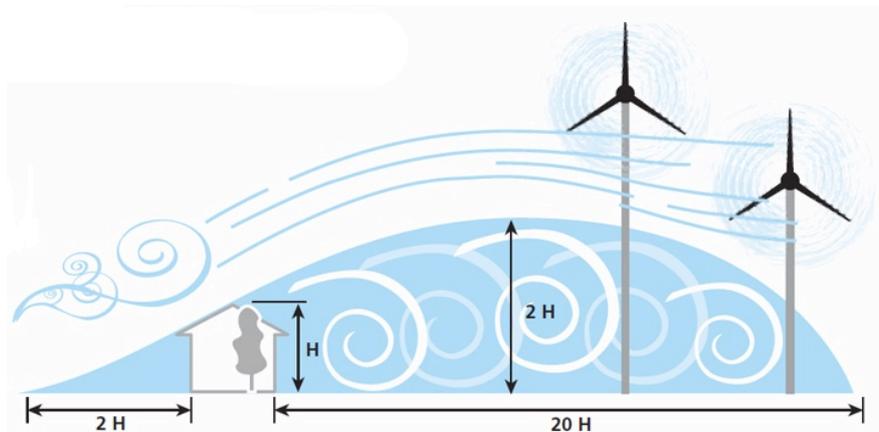


Figura 3.15 – Ostacoli al flusso del vento

La generalità delle ultime due regole deriva dal fatto che l'ampiezza della scia creata dall'ostacolo dipende dalla sua forma e dalla sua posizione rispetto alle direzioni prevalenti del vento.

Queste regole, indicando di posizionare l'impianto ad una certa distanza dalle utenze, aiutano anche a risolvere il problema del superamento del limite acustico. Però, se una turbina non può essere posizionata in prossimità di edifici per questioni di rumorosità, l'installazione a distanza dall'utenza può far diventare antieconomico il progetto.

3.3.4. Applicazioni degli impianti minieolici

Le principali applicazioni degli impianti minieolici sono:

- sistemi elettrici autonomi (stand alone), cioè per utenze non connesse alla rete di distribuzione
- sistemi di generazione distribuita (grid connected), cioè per utenze connesse alla rete di distribuzione

I primi sistemi sono la tradizionale applicazione del minieolico, più recentemente invece gli impianti maggiormente installati sono i secondi.

Nel caso di applicazioni isolate, questi impianti possono essere distinti in:

- picoeolico, con una potenza inferiore ad 1 kW (per mezzi di trasporto come barche e caravan o per piccole abitazioni). Il sistema eolico alimenta l'utenza ed una batteria serve da accumulo di energia
- sistemi ibridi, con potenze inferiori ai 50 kW. Il sistema eolico, che svolge la funzione di generazione principale, è affiancato da un altro sistema di generazione (da fonte rinnovabile o non rinnovabile) che entra in funzione in caso di emergenza
- sistemi eolico-diesel, con potenze superiori ai 50 kW. In questo caso il generatore diesel serve per mantenere un corretto funzionamento

Il mercato delle applicazioni grid connected per usi residenziali, industriali, agricoli ed urbani è in rapida espansione ma, per una maggiore penetrazione nel mercato dell'energia, devono ancora essere superati alcuni ostacoli come il costo e l'affidabilità a medio termine, la qualità della progettazione, i vincoli alle installazioni in alcune aree e la compatibilità con la rete di distribuzione di questi sistemi.

3.3.5. Impatto ambientale degli impianti minieolici

L'impatto ambientale degli impianti minieolici ha molti punti in comune con quello degli impianti di grandi dimensioni, pur determinando una percezione diversa.

Da una parte le turbine di piccole dimensioni necessitano di spazi limitati e sono relativamente poco visibili, dall'altra però sono spesso installate in prossimità delle utenze le quali possono soffrirne la presenza in termini di spazio sottratto ad altri usi ed impatto visivo.

Una problematica ulteriore è il rumore in quanto, in prossimità di questi impianti, non possono essere installate barriere antirumore per non interferire con la direzione e l'intensità del vento (una barriera sarebbe un'ulteriore ostacolo che andrebbe ad aggiungersi a quelli già presenti di norma in ogni ambiente).

3.3.6. Benefici ambientali degli impianti minieolici

A fronte delle problematiche ambientali citate nel paragrafo precedente, i benefici legati alle applicazioni di impianti minieolici sono innumerevoli.

I benefici principali sono:

- servizio a zone altrimenti isolate oppure raggiungibili mediante opere di maggior impatto ambientale

- contributo alla diversificazione delle fonti
- riduzione della dipendenza energetica dalle fonti di energia convenzionali
- si evita l'emissione di sostanze inquinanti
- attuazione di una politica di distribuzione dell'energia elettrica

CAPITOLO 4

Sviluppo di un progetto eolico

Come visto nei capitoli precedenti, i parchi eolici possono essere di dimensioni molto differenti: dalle turbine di piccola taglia destinate alla generazione di energia elettrica per poche utenze fino ai parchi di turbine di grande dimensione per la generazione di energia elettrica da immettere nella rete di distribuzione nazionale. Inoltre, possono essere on-shore oppure off-shore.

In questo capitolo verranno analizzate le fasi necessarie per lo sviluppo di un progetto eolico, dalle prime fasi di analisi tecniche fino al collaudo.

4.1.Fasi di sviluppo di un progetto eolico

Le principali operazioni che vengono eseguite per sviluppare un progetto eolico sono:

- reperimento siti idonei ed analisi preliminare
- studi di prefattibilità tecnica, economica e di inserimento ambientale
- rapporti con le amministrazioni locali e con le comunità coinvolte
- analisi delle caratteristiche anemologiche
- analisi di micrositing
- progettazione tecnica
- analisi dell'impatto ambientale
- accordi commerciali con le ditte costruttrici
- costruzione e gestione dell'impianto
- cessione dell'energia prodotta
- dismissione dell'impianto e ripristino delle aree interessate

Questa è la procedura standard che viene seguita per lo sviluppo di un progetto eolico ed è importante evidenziare che queste operazioni possono variare da un progetto all'altro.

4.1.1.Reperimento dei siti idonei

Una volta individuato il sito è necessario eseguire un'analisi preliminare per determinare se esso è effettivamente idoneo alla realizzazione di un impianto eolico. I principali passaggi che vengono effettuati sono:

- analisi del vento con dati acquisiti da stazioni meteorologiche locali
- sopralluoghi preliminari per la valutazione della presenza di indicatori della vocazione eolica dell'area e dei vincoli ambientali

Il metodo più comunemente utilizzato, con le ovvie limitazioni sull'affidabilità, è quello della valutazione della deformazione della vegetazione.

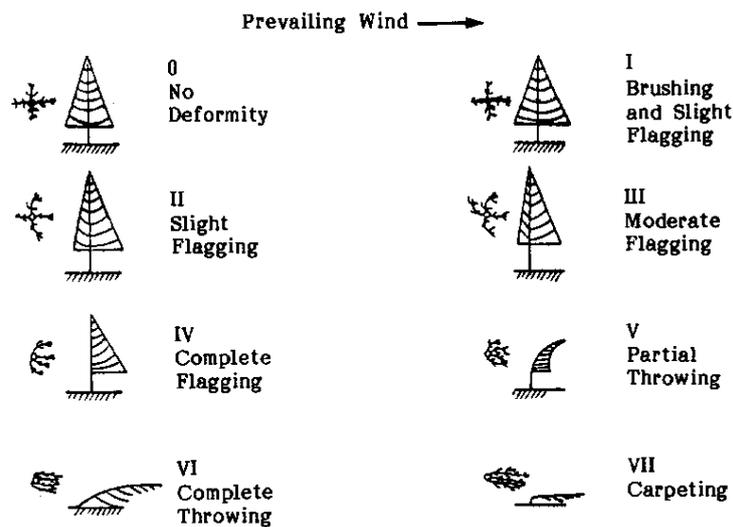


Figura 4.1 – Valutazione del vento mediante la deformazione della vegetazione

4.1.2.Prefattibilità tecnica, economica e di inserimento ambientale

Entrando più nel dettaglio degli aspetti tecnici, economici ed ambientali, le principali analisi che vengono eseguite sono:

- analisi di prefattibilità economica: valutazione delle caratteristiche economiche e finanziarie dell'impianto
- analisi della normativa: valutazione della regolamentazione per l'autorizzazione degli impianti eolici
- analisi della rete: valutazione della capacità e delle caratteristiche della rete elettrica (potenza massima dell'impianto che può essere connessa ad essa)

4.1.3. Rapporti con le amministrazioni locali e con le comunità coinvolte

I rapporti con le amministrazioni locali e con le comunità coinvolte devono essere avviati nelle prime fasi in quanto una loro opposizione è una delle componenti che rendono più critica la riuscita dell'iniziativa.

Dove possibile, dovrebbero essere creati dei rapporti con le amministrazioni locali allo scopo di evidenziare i benefici dell'iniziativa in termini di incremento dei posti di lavoro, introiti economici e potenziale attrattiva per il turismo. A loro volta le amministrazioni, data la conoscenza diretta con le comunità coinvolte, dovrebbero collaborare allo sviluppo del progetto.

L'esperienza insegna che i progetti che hanno avuto una riuscita ottimale sono stati quelli nei quali sia le amministrazioni che la popolazione si sono sentite coinvolte nei processi decisionali, sentendo in parte come propri gli impianti.

Per presentare il progetto di norma vengono organizzati anche degli incontri pubblici con lo scopo di evidenziare i benefici derivanti dal progetto ed ascoltare il punto di vista della popolazione coinvolta su eventuali situazioni di disagio che il progetto potrebbe creare.

4.1.4. Analisi delle caratteristiche anemologiche

Come visto nei capitoli precedenti, la velocità del vento è di cruciale importanza negli impianti eolici in quanto la potenza è direttamente proporzionale al cubo di essa.

Per l'individuazione dei siti a maggior vocazione eolica, strumenti come simulazioni con modelli numerici, mappe del vento e dati del vento acquisiti da stazioni meteorologiche locali sono utili ma non sufficienti in quanto non sono abbastanza accurati.

L'unico metodo efficace per caratterizzare l'area dal punto di vista anemologico, anche se può richiedere diversi mesi per ottenere i risultati, è l'indagine diretta in sito con strumentazioni appropriate per l'acquisizione dei dati relativi al vento.

Per le aree destinate alla realizzazione di un impianto eolico di piccole dimensioni può essere sufficiente un'unica stazione di misura, per le aree destinate alla realizzazione di impianti con potenze superiori ai 20 MW invece è necessaria l'installazione di più stazioni di misura al fine di ottenere un risultato più accurato.

La scelta dell'altezza della stazione dipende direttamente dalla necessità di effettuare una misurazione accurata: solitamente è buona norma acquisire i dati ad un'altezza prossima a quella del mozzo della turbina che verrà montata (minimo 75% l'altezza del mozzo).

Una stazione anemometrica è tipicamente dotata della seguente strumentazione: sensori di velocità e direzione del vento installati a diverse altezze, sensori di temperatura e sensori di pressione.

I dati vengono inviati ad un data logger (acquisitore) posizionato alla base della torre e l'elaborazione dei dati avviene solitamente ogni 10 min.



Figura 4.2 – Torre a traliccio con tiranti per stazione di misura



Figura 4.3 – Sensore di velocità e direzione del vento

I dati raccolti servono per caratterizzare il sito dal punto di vista anemologico ed energetico mediante dei parametri statistici come la curva di durata della velocità media, la distribuzione delle direzioni, le componenti stagionali e giornaliere della velocità, i periodi di calma, la turbolenza, il gradiente della velocità al suolo e l'energia specifica della vena fluida.

4.1.5. Analisi di micrositing

L'analisi di micrositing consente di prevedere le condizioni anemologiche e la producibilità energetica all'interno del sito in esame. Per far ciò è necessario:

- prevedere le variazioni a lungo termine della ventosità ad altezza del mozzo a partire dai dati raccolti nella fase precedente
- stimare le perdite dovute all'effetto scia ed alle condizioni geomorfologiche

I dati necessari sono:

- condizioni anemologiche del sito
- condizioni geomorfologiche del sito e delle aree limitrofe
- condizioni meteorologiche a lungo termine
- caratteristiche tecniche dell'impianto (numero aerogeneratori, potenza nominale, curva di potenza)

Questa analisi viene eseguita mediante software.

La ventosità viene rappresentata mediante la costruzione di mappe isovento come quella riportata di seguito.

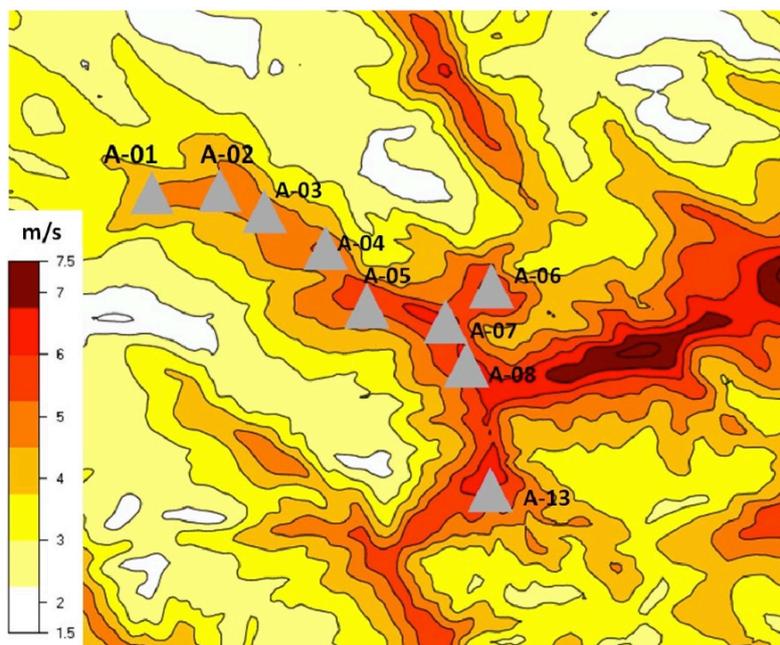


Figura 4.4 – Mappa isovento di un sito in Toscana

Una volta inserito nel software il layout dell'impianto, viene calcolata la producibilità energetica utilizzando diverse tipologie di aerogeneratori per valutare quale sia la più adatta.

4.2. Progettazione tecnica preliminare

I principali fattori tecnici, ambientali e normativi che, in fase di progetto, incidono maggiormente sul posizionamento di un impianto eolico sono:

- massima potenza installabile
- geometria del sito
- distanza da case ed edifici
- vincoli ambientali
- valutazione dell'impatto acustico ed elettromagnetico
- valutazione dell'impatto visivo e paesaggistico
- distanze minime tra le turbine
- vincoli associati alla presenza di potenziali interferenze elettromagnetiche

Questi vincoli possono subire variazioni in seguito ad accordi o valutazioni nel corso delle attività di analisi e solo quando si arriva a delineare un quadro probabile si può iniziare a realizzare il progetto preliminare dell'impianto.

In fase preliminare è necessario definire con una certa approssimazione anche la taglia delle turbine da installare in modo tale da definire un range di diametri del rotore, altezze del mozzo e i layout possibili.

Le infrastrutture di un impianto eolico consistono in:

- infrastrutture civili: viabilità, fondazioni delle turbine, edifici
- infrastrutture elettriche: stazione di connessione alla rete di distribuzione, stazione di trasformazione, linee elettriche interrate di connessione tra le turbine, linea elettrica di connessione, sistemi elettrici di controllo e protezione

I lavori di realizzazione delle opere elettriche e civili sono realizzate da imprese diverse dai produttori delle turbine che, solitamente, forniscono il sistema di supervisione e controllo e provvedono alla manutenzione.

Generalmente i costi di realizzazione di un impianto eolico sono così distribuiti:

- 75% costo delle turbine
- 12% lavori civili
- 8% lavori elettrici
- 5% altro

4.3. Analisi di impatto ambientale

L'analisi di impatto ambientale è necessaria per l'ottenimento dell'autorizzazione alla costruzione dell'impianto. In questa fase vengono realizzati studi dettagliati per la definizione dei potenziali impatti (ad esempio su paesaggio, fauna, acqua, aria) e delle opere di mitigazione secondo quanto previsto dalla normativa nazionale e regionale in vigore.

4.4. Progettazione definitiva

La progettazione tecnica definitiva deve considerare una grande quantità di normative, norme tecniche, linee guida e tecniche di buona pratica in quanto ogni parte del progetto deve essere in conformità.

4.4.1. Le fondazioni

In generale, la struttura di fondazione di una turbina eolica consiste in una piastra circolare di cemento armato alla quale è collegato saldamente un elemento di collegamento al quale poter imbullonare la torre.

La sollecitazione principale che la torre trasmette alla fondazione è il momento ribaltante M_x , dovuto all'azione del vento sulle pale, di valore estremamente elevato.

Le altre sollecitazioni che devono essere considerate nella progettazione della fondazione sono la sollecitazione del vento sulle pale F_y , il peso proprio della struttura F_z ed il momento torsionale M_z .

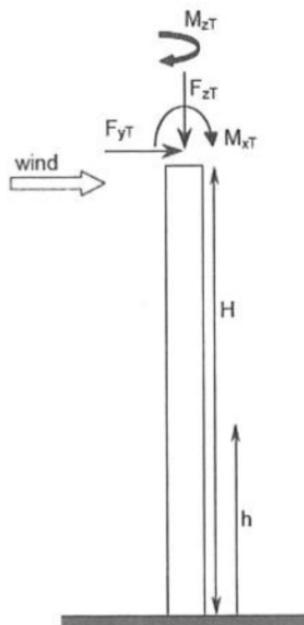


Figura 4.5 – Schema delle sollecitazioni

Un altro parametro da considerare nella fase di dimensionamento della piastra è la rigidezza rotazionale dell'insieme struttura-terreno. Nella maggioranza dei casi il valore di rigidezza richiesto è molto più elevato rispetto al valore che il terreno può offrire e di conseguenza la piastra circolare viene appoggiata su fondazioni profonde composte da pali.

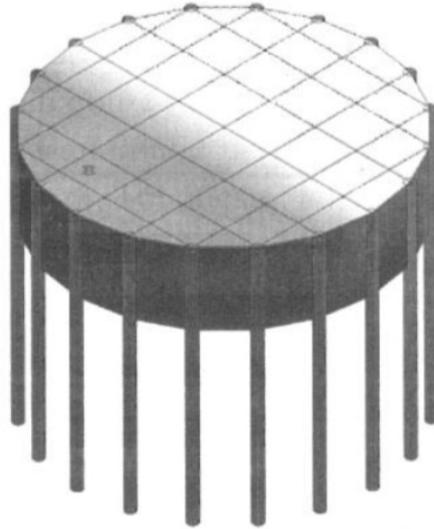


Figura 4.6 – Fondazione composta da piastra circolare e pali

4.4.2. Analisi di stabilità dei pendii

Una porzione di versante naturale il cui profilo è stato modificato da interventi artificiali rilevanti rispetto alla stabilità è detto pendio. Una situazione di instabilità che interessa versanti naturali e che coinvolge volumi considerevoli di terreno è detta frana.

Un problema di stabilità viene risolto mediante le equazioni di campo e dei legami costitutivi: le prime sono equazioni di equilibrio, le seconde descrivono il comportamento del terreno.

Tali equazioni generalmente risultano molto complesse in quanto i terreni sono dei sistemi multifase e possono essere ricondotti a sistemi monofase solo in condizioni di terreno secco.

Inoltre è praticamente impossibile definire una legge costitutiva dei terreni di validità generale in quanto essi presentano comportamento non-lineare anche per piccole deformazioni, sono anisotropi e il loro comportamento dipende anche dallo sforzo normale a cui sono sottoposti.

I metodi principalmente utilizzati per questa analisi sono il Metodo dell'Equilibrio Limite (LEM), il Metodo dei Conci ed il Metodo di Sarma.

Il LEM consiste nello studio dell'equilibrio del pendio, considerato come un corpo rigido: da questo studio vengono calcolate le tensioni di taglio e vengono confrontate con la resistenza disponibile.

Il Metodo dei Conci consiste nella suddivisione, in un numero opportuno di conci, della massa interessata dallo scivolamento al fine di calcolare forze normali e forze di taglio.

Il Metodo di Sarma consiste nella determinazione dell'accelerazione sismica richiesta affinché l'ammasso di terreno raggiunga lo stato limite di equilibrio.

4.4.3.Valutazione dell'azione sismica

Per la valutazione dell'azione sismica vengono considerate le forze statiche equivalenti:

$$F_H = K_0 \cdot W$$

$$F_V = K_V \cdot W$$

dove F_H e F_V sono rispettivamente la componente orizzontale e la componente verticale della forza d'inerzia applicata al baricentro del concio, W è il peso del concio, K_0 è il coefficiente sismico orizzontale e K_V è il coefficiente sismico verticale (calcolabili secondo le norme tecniche per le costruzioni NTC 2008).

4.4.4.Piazzole

Il montaggio e la posa in opera degli aerogeneratori richiedono spazi di lavoro e di manovra adeguati ed a pendenza nulla.

In relazione alle dimensioni degli aerogeneratori ed agli ingombri dei mezzi meccanici da utilizzare durante la fase di montaggio, devono essere identificate le seguenti aree:

- area di piazzola principale, necessaria per le strutture dell'aerogeneratore e solitamente di forma rettangolare
- pista di manovra e montaggio, necessaria per la manovra ed il montaggio della gru principale del cantiere, della torre, della navicella e delle pale

4.4.5.Viabilità esterna ed interna

Per il trasporto dei componenti vengono eseguiti dei sopralluoghi da parte dei progettisti e dei tecnici delle imprese di trasporto per determinare le caratteristiche della viabilità esterna e per definire gli eventuali interventi di adeguamento.

In molti casi gli interventi necessari sono:

- allargamento della carreggiata esistente
- rimozione temporanea dei guard-rail
- rimozione temporanea della segnaletica
- rimozione e/o abbassamento di muri

Questi interventi vengono concordati con gli enti locali e solitamente portano benefici per tutti gli utenti delle strade interessate. In altri casi invece le caratteristiche della viabilità vengono ripristinate una volta completate le operazioni.

Per permettere il passaggio dei mezzi necessari al trasporto dei componenti ed al loro montaggio, viene realizzata una viabilità interna primaria di collegamento tra le varie piazzole ed una secondaria per l'accesso alla singola piazzola.

4.4.6. Il sistema elettrico

Il sistema elettrico di un impianto eolico è composto da:

- linee elettriche di interconnessione tra i vari aerogeneratori
- stazione di smistamento MT/MT (eventuale)
- linee elettriche di collegamento alla stazione di trasformazione/elevazione
- stazione di trasformazione/elevazione MT/AT

Tale sistema deve essere progettato e realizzato in modo tale da:

- soddisfare le condizioni tecniche e di sicurezza del gestore della rete
- soddisfare le condizioni tecniche delle turbine
- avere un bilancio ottimale tra costi capitali, costi di gestione ed affidabilità

Inoltre, devono essere previsti dei sistemi di protezione dalle scariche atmosferiche: i punti più alti di un aerogeneratore sono le punte delle pale le quali sono maggiormente a rischio di essere colpite dai fulmini durante i temporali. Nonostante nel corso dell'evoluzione tecnologica si sia passati da pale in materiali conduttori a pale in materiali non conduttori, sono ancora possibili danneggiamenti, anche molto pesanti, come l'esplosione di una pala a causa del riscaldamento dell'aria in essa contenuta.

Nelle pale più moderne, il sistema di protezione è costituito da un sistema captatore di alluminio, da una linea di drenaggio e dalla rete a terra disposta attorno alla torre. Il passaggio della corrente dalla parte rotante alla navicella avviene mediante opportuni conduttori.

Alcune tecniche utilizzate per proteggere le pale dalle scariche atmosferiche sono mostrate nella Figura 4.7.

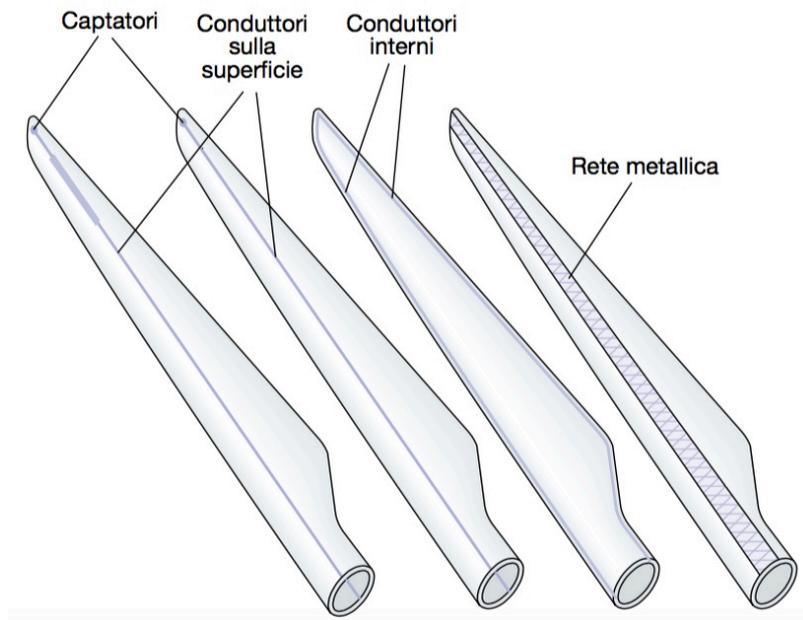


Figura 4.7 – Sistemi di protezione delle pale dalle scariche atmosferiche

4.5. Realizzazione dell'impianto

Le due fasi principali per poter realizzare un impianto eolico sono:

- trasporto e stoccaggio dei componenti
- montaggio delle turbine

Il trasporto dei componenti degli aerogeneratori richiede molti mezzi ed è necessario studiare delle strategie per raggiungere direttamente l'area destinata all'impianto, riducendo al minimo le difficoltà di percorrenza di tratti curvilinei a raggio di curvatura ridotto (tornanti).

La viabilità può essere divisa in due grandi categorie:

- ordinaria, paragonabile alla viabilità autostradale
- di sito, in prossimità ed all'interno del sito

Per la viabilità ordinaria vengono utilizzati dei mezzi di trasporto con caratteristiche tecnologiche speciali in grado di garantire la miglior percorrenza dei tratti stradali. Per la viabilità di sito, invece, solitamente vengono impiegati dei mezzi simili a dei carrelli modulari dotati di sistema sterzante su ogni asse.

Per il trasporto dei componenti più lunghi (navicella, pale e torre) vengono utilizzati dei mezzi con rimorchio dotato di sistema sterzante indipendente su ogni asse.



Figura 4.8 – Trasporto di moduli della torre su viabilità ordinaria



Figura 4.9 – Trasporto di moduli della torre su viabilità di sito



Figura 4.10 – Trasporto di una pala su viabilità di sito



Figura 4.11 – Trasporto di una pala su viabilità ordinaria



Figura 4.12 – Trasporto della navicella

Il montaggio delle turbine avviene seguendo degli schemi collaudati da imprese specializzate con una grande esperienza alle spalle. I mezzi principalmente utilizzati sono le autogru.

Le operazioni di montaggio possono essere divise in più fasi:

- sollevamento, posizionamento e fissaggio alle fondamenta della parte inferiore della torre
- sollevamento, posizionamento e fissaggio della parte intermedia della torre
- sollevamento, posizionamento e fissaggio della sommità della torre
- sollevamento della navicella e fissaggio alla sommità della torre
- assemblaggio del rotore
- sollevamento del rotore e fissaggio alla navicella
- realizzazione dei collegamenti elettrici e configurazione dei dati per il funzionamento

Solitamente le autogru impiegate sono due:

- una di dimensioni contenute, gommata e con capacità di sollevamento di circa 150 t necessaria per la fase di scarico e per le fasi di montaggio
- una di grandi dimensioni, cingolata e con capacità di sollevamento di circa 600 t necessaria per il sollevamento ed il montaggio della torre, del rotore e delle pale.



Figura 4.13 – Montaggio del rotore di un aerogeneratore

4.6.Collaudo e manutenzione dell'impianto

4.6.1.Collaudo dell'impianto

Le operazioni di collaudo iniziano prima del completamento della costruzione dell'impianto e terminano dopo il completamento dei lavori.

Durante questa fase vengono effettuate prove di funzionamento elettrico sulle singole turbine e sugli altri componenti dell'impianto e delle prove sulle opere civili. Il collaudo è importante per raggiungere alti livelli di qualità dell'impianto e per ridurre i rischi di malfunzionamento, pertanto deve essere eseguito in modo attento e corretto.

In particolare, per ogni turbina vengono effettuate due prove:

- procedura di primo avvio (start-up procedure)
- procedura di funzionamento (operational test) durante la quale le turbine vengono fatte funzionare per un periodo continuo di 120 h

Un'altra prova importante viene eseguita sul sistema di monitoraggio e controllo a distanza (RM&C), anch'esso generalmente fornito dal costruttore delle turbine.

Il sistema connette le turbine, la sottostazione e le stazioni meteorologiche ad un computer centrale, il quale permette di monitorare il funzionamento dell'impianto da remoto o in prossimità del sito. Esso, ad intervalli di 10 min, registra tutte le attività dell'impianto e consente di rilevare eventuali errori e determinare le azioni correttive. In questo modo è possibile risolvere oltre l'80% dei problemi che si presentano nella gestione ordinaria dell'impianto eolico.

4.6.2.Manutenzione dell'impianto

Le operazioni di manutenzione solitamente rientrano nel contratto sottoscritto tra il proprietario dell'impianto ed i fornitori dei componenti.

Gli interventi di manutenzione ordinaria vengono svolti secondo un programma definito dai produttori dell'impianto e, mediamente, il tempo dedicato ad ogni turbina è di circa 40 h/anno.

CAPITOLO 5

Analisi economica e finanziaria degli impianti eolici

5.1. Analisi economica degli impianti eolici

I principali parametri che incidono sull'economia di un impianto eolico sono:

- costi di investimento
- costi di gestione e manutenzione
- produzione di energia elettrica e prezzo di vendita
- meccanismi di incentivo o di finanziamento
- vita dell'aerogeneratore
- tasso di sconto

Tra questi, i più importanti sono la produzione di energia elettrica ed i costi di investimento. Questi due parametri sono legati in quanto la producibilità energetica dipende principalmente dalle condizioni anemologiche, quindi la scelta della turbina ottimale è determinante per l'economia dell'impianto.

I costi di investimento di un impianto eolico sono dominati dai costi delle turbine:

Voce	Percentuale [%]
Turbine	75,3
Connessione alla rete	8,9
Fondazioni	6,5
Terreni	3,9
Opere elettriche	1,8
Consulenze	1,2
Costi finanziari	1,2
Viabilità	0,9
Sistemi di controllo	0,3

Tabella 5.1 – Ripartizione dei costi capitali di un impianto eolico

Negli ultimi anni, i fattori che hanno maggiormente influenzato il settore eolico sono stati:

- l'incremento della taglia delle turbine
- l'aumento dell'efficienza
- la riduzione dei costi di investimento per kW installato

Negli ultimi 15-20 anni l'incremento della taglia media delle turbine installate è stato notevole: in Gran Bretagna, ad esempio, si è passati dai 200 kW degli anni '90 ai 2 MW della fine degli anni duemila. Gli aerogeneratori con potenza superiore ad 1 MW occupano circa il 95% dell'intero mercato eolico, con il segmento di taglie superiori ai 2 MW in costante aumento sia per le applicazioni off-shore che per le applicazioni on-shore.

Parallelamente, sono significativamente migliorati i metodi di misurazione e valutazione delle caratteristiche anemologiche dei siti consentendo una scelta più accurata del tipo di impianto da installare. Questo ha portato ad un aumento del 2-3% annuo dell'efficienza.

I costi delle turbine sono diminuiti circa del 2% all'anno fino al 2004. Poi, a causa del notevole aumento della domanda e del prezzo delle materie prime, nel biennio 2004-2006 i costi sono aumentati mediamente del 20%, con punte anche del 40% in Canada e negli USA. Nell'ultimo periodo l'andamento dei costi si è mantenuto pressoché costante.

I costi di gestione e manutenzione dell'impianto incidono sul costo del kWh di energia prodotto per il 10-15% all'inizio dell'operatività della turbina e per il 30-35% verso il termine del ciclo di funzionamento della stessa.

Le voci che rientrano nei costi di gestione e manutenzione sono:

- costi assicurativi
- costi di manutenzione ordinaria
- costi di manutenzione straordinaria (interventi di riparazione e sostituzione)
- costi amministrativi
- costi di affitto dei terreni
- costi di fornitura dell'energia elettrica
- costi vari

Alcune di queste voci sono facilmente stimabili: per le assicurazioni e la manutenzione ordinaria, ad esempio, vengono stipulati dei contratti standard che coprono tutto il ciclo di vita dell'impianto eolico.

Al contrario, questo non è possibile ad esempio per i costi di manutenzione straordinaria in quanto essi aumentano con l'aumentare dell'età della turbina.

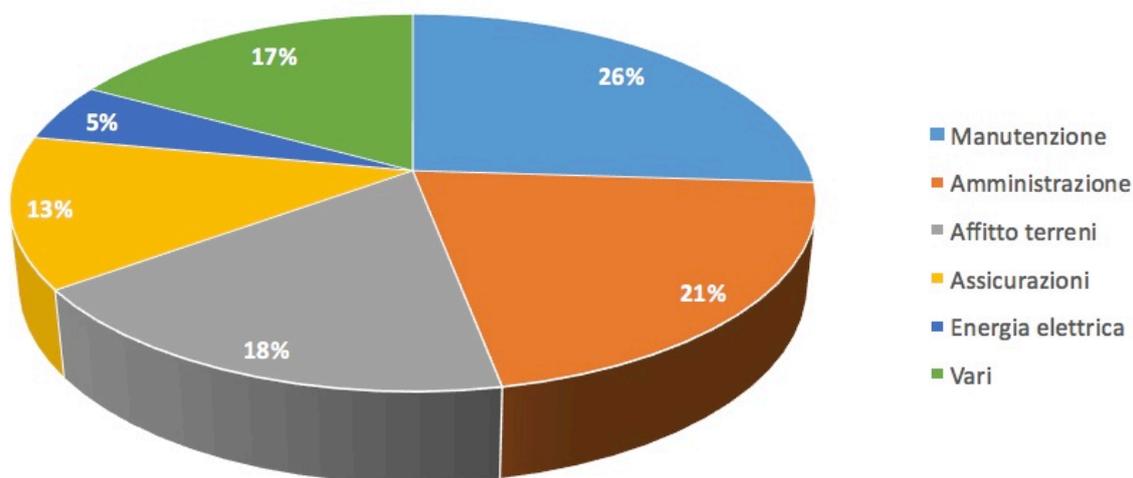


Figura 5.1 – Ripartizione percentuale dei costi di gestione e manutenzione di un impianto

A livello europeo, osservando le situazioni di Danimarca, Germania, Spagna e Gran Bretagna, i costi complessivi si aggirano su 1,2-1,5 centesimi di € per kWh generato.

Il costo totale del kWh prodotto viene calcolato normalizzando i costi di investimento e di gestione sull'intera vita della turbina e dividendoli per la produzione energetica annua: si ottiene quindi un costo medio. Negli ultimi 20 anni, il costo medio è passato da 0,092 €/kWh a 0,053 €/kWh (riduzione del 42%) e nel prossimo futuro è prevista un'ulteriore riduzione.

5.2. Analisi finanziaria degli impianti eolici

Il finanziamento di nuovi impianti eolici si distingue da quello degli impianti alimentati da combustibili fossili perché le caratteristiche dei costi sono differenti: gli impianti eolici hanno alti costi di costruzione e bassi costi di gestione, gli impianti per fonti non rinnovabili, al contrario, hanno costi di costruzione inferiori ma più alti costi di gestione (principalmente a causa del costo del combustibile).

È differente anche la tipologia degli incentivi: per gli impianti di produzione di energia elettrica mediante combustibili fossili sono presenti incentivi distribuiti su tutto il ciclo di vita, per gli impianti eolici, invece, gli incentivi sono concentrati sulla produzione energetica.

In passato il mondo finanziario reputava rischiosi gli investimenti per gli impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile a causa delle difficoltà e delle perdite economiche verificatesi sui primi impianti costruiti. Poi, a partire dagli anni '90, questa tendenza si è invertita grazie alla significativa riduzione dei costi ed al miglioramento della tecnologia impiegata. Le grandi aziende hanno iniziato ad interessarsi sempre di più e,

successivamente, anche le banche, le compagnie assicurative e le altre istituzioni finanziarie hanno iniziato a maturare maggior esperienza nel settore.

Negli anni successivi sono state sviluppate diverse forme di finanziamento, le principali sono:

- finanziamento bancario
- finanziamento obbligazionario
- finanziamento all'esportazione
- leasing
- cofinanziamenti

Prima di arrivare all'approvazione del finanziamento si procede con lo studio di fattibilità tecnica ed economico-finanziaria e con la valutazione della capacità del progetto di generare flussi di cassa, principale garanzia per il rimborso dei finanziamenti.

CONCLUSIONI

In un periodo nel quale si sente parlare sempre più spesso di cambiamenti climatici ed effetto serra, tutti gli Stati dell'Unione Europea si sono impegnati per limitare le emissioni cercando di soddisfare parte del fabbisogno energetico grazie all'utilizzo delle fonti di energia rinnovabili.

Se a questo aspetto si aggiunge il fatto che il mercato dell'energia della maggior parte degli Stati dipende fortemente dal petrolio ed in generale dalle fonti di energia non rinnovabili, è immediato ipotizzare che sono necessarie delle alternative.

Grazie a Dio viviamo in un mondo in cui c'è abbondanza di fonti da cui è possibile ricavare energia, la vera sfida la devono affrontare i tecnici studiando a fondo questi fenomeni allo scopo di cercare il miglior modo per sfruttarli.

Con questa tesi si è voluto presentare gli impianti eolici come un'alternativa agli impianti tradizionali di produzione di energia elettrica mediante fonti di energia non rinnovabili, quantomeno per soddisfare una parte del fabbisogno energetico di un Paese, riducendo così le emissioni di gas inquinanti.

BIBLIOGRAFIA

AA. VV., 2002, *Guidelines for design of wind turbines*, DNV/Risø, 2nd edition.

AA. VV., 2006, *Manuale di indirizzo delle scelte progettuali per interventi di ingegneria naturalistica – Linee guida per capitolati speciali per interventi di ingegneria naturalistica*, Ministero dell'Ambiente e Tutela del Territorio, Roma.

AA. VV., 2009, *Oceans of opportunities – Harnessing Europe's largest domestic energy source*, EWEA – European Wind Energy Association, www.ewea.org.

AA. VV., 2011, *Wind Energy – The Facts*, European Wind Energy Association – EWEA.

AA. VV., 2014, *World Wind Energy Report 2014*, World Wind Energy Association – WWEA, www.wwindea.org.

Andreolli F., 2011, *Impianti mini e micro eolici*, Dario Flaccovio Editore.

Bartolazzi A., 2006, *Le energie rinnovabili*, Ulrico Hoepli Editore.

Burton T., Sharpe D., Jenckins N., Bossanyi E., 2001, *Wind Energy handbook*, John Wiley and Sons Ltd.

Coiante D., 2010, *Eolico e fotovoltaico: effetto delle incentivazioni economiche sull'occupazione del territorio*, www.aspoitalia.it.

Di Bene A., Scazzosi L., 2006, *Gli impianti eolici: suggerimenti per la progettazione e la valutazione paesaggistica*, Gangemi Editore.

Gash R., Twele J., 2002, *Wind power plants – Fundamentals, Design, Construction and Operation*, Solarpraxis AG.

Graniglia N., 2010, *Impianti eolici – Progettazione, criteri di inserimento ambientale e valutazione economica*, Grafill.

Nelson V., 2009, *Wind Energy – Renewable Energy and the environment*, CRC Press.

Stiebler M., 2008, *Wind Energy system for electric power generation*, Springer.

Wizelius T., 2007, *Developing wind power projects – Theory & practice*, Earthscan.

SITOGRAFIA

Aeolos Wind Turbine: www.windturbinstar.com.

Agenzia nazionale per le nuove tecnologie, l'energia e lo sviluppo economico sostenibile – ENEA: www.enea.it.

American Wind Energy Association – AWEA: www.awea.org.

Associazione Nazionale Energia del Vento - ANEV: www.anev.org.

Associazione Produttori di Energia da Fonti Rinnovabili – APER: www.aper.it.

British Wind Energy Association – BWEA: www.bwea.com.

Canadian Wind Energy Association – CANWEA: www.canwea.ca.

Enercon GmbH: www.enercon.de.

Eni S.p.A.: www.eniscuola.net.

European Wind Energy Association – EWEA: www.ewea.org.

Gamesa: www.gamesacorp.com.

Gestore Servizi Energetici S.p.A. – GSE: www.gse.it.

Global Wind Energy Council – GWEC: www.gwec.net.

Governo Italiano: www.governo.it.

International Energy Agency – IEA Wind: www.ieawind.org.

Ministero dell'Ambiente: www.minambiente.it.

Oy Windside Production Ltd: www.windside.com.

Rete Elettrica Nazionale S.p.A. – TERNA: www.terna.it.

Siemens AG – Sustainable Energy: www.energy.siemens.com.

Southeastern Wind Coalition: www.seawind.org.

Vestas Wind System A/S: www.vestas.com.

World Wind Energy Association – WWEA: www.wwindea.org.

RINGRAZIAMENTI

Giunto alla fine di questo percorso formativo, è doveroso ringraziare in primis tutta la mia famiglia. In particolare: mio padre Udino per essermi sempre stato vicino ed avermi permesso di studiare, mia madre Anna Maria per non avermi mai fatto mancare nulla e mia sorella Jessica per avermi sempre supportato e sopportato. Ovviamente ringrazio anche tutti i nonni, gli zii ed il mio unico cugino, Kristian.

Ringrazio tutti i miei amici e conoscenti con i quali ho condiviso parte della mia vita ed in particolare i miei tre amici di lunga data: Francesco, Mattia e Tobia.

Ringrazio poi tutti i miei compagni universitari con i quali è stato possibile studiare, confrontarsi ed alleviare le "sofferenze" derivanti da qualche lezione/corso.

Per ultimo ma non meno importante ringrazio il Prof. Mirto Mozzon per avermi dato la possibilità di sviluppare una tesi di laurea su un argomento molto interessante e per la sua grande disponibilità.