

Università degli studi di Padova

Dipartimento di Tecnica e Gestione dei Sistemi Industriali

Corso di Laurea Triennale in Ingegneria Gestionale

ENERGIA EOLICA

ASPETTI TECNOLOGICI, ECONOMICI ED AMBIENTALI

RELATORE:

Ch.mo Prof. Mozzon Mirto

Ch.mo Prof. Rino A. Michelin

Laureando:

Riccardo Ferro

Matricola n. 596999

ANNO ACCADEMICO: 2013-14

Energia eolica: aspetti tecnologici, economici ed ambientali



INDICE

Introduzione.....	6
Capitolo1: Cenni storici.....	9
Capitolo 2: Tecnologia degli aerogeneratori	
2.1 Configurazione generale.....	11
2.2 Il rotore.....	12
2.3 Le pale.....	12
2.4 Il sistema di generazione.....	13
2.5 La torre di sostegno.....	13
2.6 I sistemi di controllo.....	14
2.7 I sistemi di protezione.....	14
2.8 Sviluppi tecnologici futuri.....	14
2.9 Impianti offshore.....	15
2.10 Impianti minieolici.....	18
Capitolo 3: L'energia del vento	
3.1 Generazione.....	22
3.2 La conversione del vento in energia.....	23
3.3 Il flusso del vento e le pale.....	25
3.4 Cenno sui parametri caratteristici del vento.....	26
3.5 Mappe del vento.....	28
3.6 Misurare il vento.....	29
Capitolo 4: Il progetto eolico ed il suo sviluppo	
4.1 Siti idonei.....	30
4.2 Dalla progettazione alla realizzazione.....	32
4.3 Le fondazioni delle torri eoliche.....	33
4.4 Le piazzole delle torri eoliche.....	35
4.5 La viabilità.....	36
4.6 Le componenti elettriche.....	36
4.7 Dalla costruzione alla manutenzione.....	39
4.8 Manutenzione di impianti mini e micro eolici.....	40
4.9 Sicurezza degli impianti eolici.....	41
Capitolo 5: Impatto ambientale degli impianti eolici	
5.1 Significato dell'impatto ambientale.....	42
5.2 Benefici ambientali – LCA.....	42
5.3 Impatto visivo.....	43
5.4 Impatto ambientale.....	45
5.5 Impatto acustico.....	46
5.6 Impatto sui segnali elettromagnetici.....	48
5.7 Impatto del trasporto dei componenti.....	48
5.8 Impatto su aria, acqua e suolo.....	49
5.9 Impatto dei rifiuti solidi e pericolosi.....	51
5.10 Impatto sul patrimonio archeologico ed architettonico.....	51
5.11 Impatti socio-economici.....	51

5.12	Impatto del campo elettromagnetico sulla salute.....	52
5.13	Impatti vari sulla salute.....	54
5.14	Impatto degli impianti offshore.....	54
5.15	Benefici ambientali degli impianti mini e micro eolici.....	56

Capitolo 6: L'eolico e le leggi

6.1	Le norme internazionali e comunitarie.....	57
6.2	L'impatto ambientale.....	59
6.3	Normative regionali.....	60
6.4	Procedimento per l'inserimento dell'eolico nel paesaggio.....	60

Capitolo 7: Analisi economica e finanziaria

7.1	L'analisi economica.....	62
7.2	Ingegneria applicata alla finanza.....	66
7.3	Supporti ed incentivi.....	68

Capitolo 8: Possibili soluzioni realizzative degli impianti eolici

8.1	Impianti isola.....	74
8.2	Impianti connessi in rete per lo scambio sul posto.....	75
8.3	Impianti connessi solo in rete.....	75
8.4	Impianti ibridi.....	76
8.5	Impianti a recupero di energia eolica a idrogeno.....	78
8.6	Green design.....	79
8.7	Eolico autostradale.....	80
8.8	Kite gen.....	81
8.9	Treni di turbine.....	81
8.10	Sospensione magnetica.....	81
8.11	Sistemi a recupero di energia da vortici artificiali.....	82

	Bibliografia e riferimenti online.....	83
--	--	----

Introduzione

La produzione di energia elettrica tramite energia eolica è iniziata negli anni '80.

Gli aerogeneratori sono classificati in due grandi categorie:

- Ad asse orizzontale;
- Ad asse verticale.

I primi sono quelli caratterizzati dal maggior sviluppo tecnologico e dalla maggior diffusione commerciale. La maggior parte delle turbine eoliche in commercio è ad asse orizzontale con tre pale uniformemente distanziate tra loro.

Esistono oggi grandi campi eolici a terra (on-shore) e in mare aperto (off-shore).

Gli aerogeneratori si distinguono in classi di potenza:

- Piccola taglia (potenza minore di 200kW);
- Media taglia (potenza fra i 200 e 1000 kW);
- Grande taglia (potenza maggiore di 2000 kW).

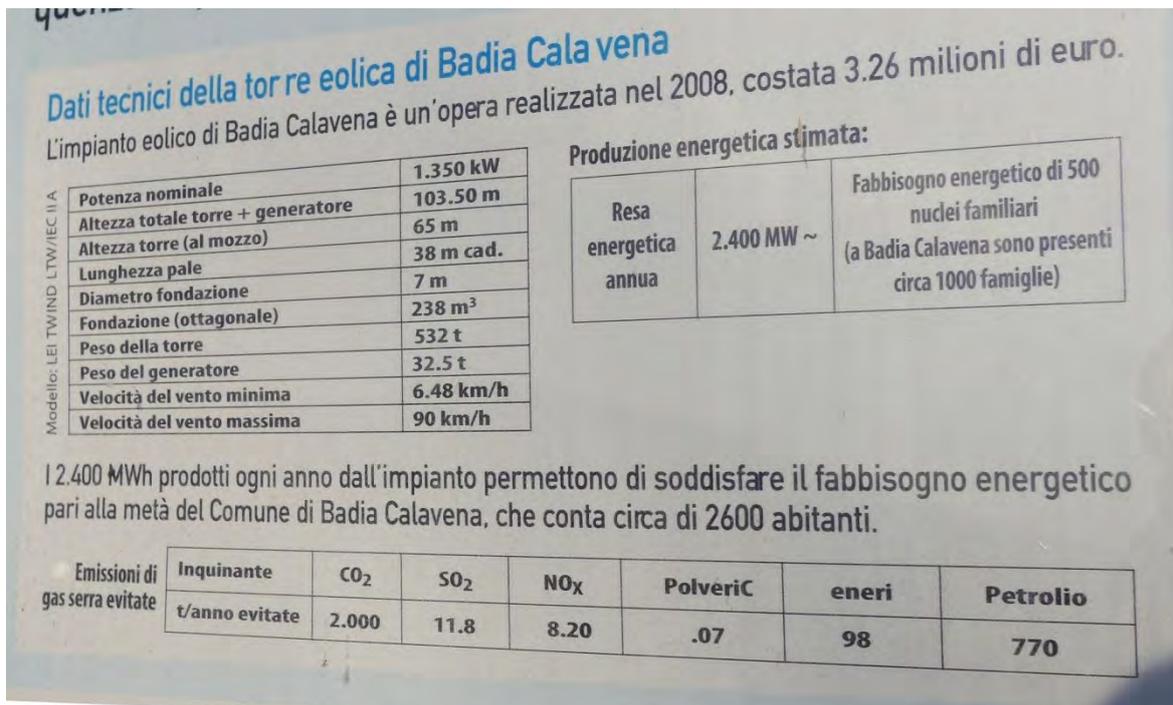


Figura 0.1: Dati tecnici della torre eolica di Badia Calavena (Verona)

Più in dettaglio, le macchine di piccola taglia possono essere a sua volta suddivise in:

- Minieoliche per potenze nominali da 200 a 20 kW;

- Microeoliche per potenze nominali uguali e inferiori a 20 kW;
- Picoeoliche per potenze inferiori a 1 kW (non è concessa la connessione in rete di distribuzione).

Piccoli impianti eolici sono denominati mini e micro e , se nel passato erano relegati a funzioni di alimentazione di soccorso per abitazioni isolate, oggi presentano taglie fino a 200 kW.

Con l'esplosione degli impianti offshore (in mare aperto) le dimensioni sono diventate sempre più grandi (generatori 100 volte più grandi rispetto agli anni '80).

Le nazioni europee che si sono distinte nel favorire la crescita dell'eolico sono: Danimarca, Germania e Spagna.

La sola Danimarca copre oltre il 20% dei consumi energetici con l'energia eolica.

La Germania è il paese in cui sono installati più impianti con una potenza complessiva di 25.777 MW, poi la Spagna con 19.149 MW, l'Italia 4.898 MW e la Francia 4.492 MW.

L'attuale potenziale eolico mondiale installato è stimato in oltre 200 GW.

Il settore eolico italiano annovera oltre 4.500 aerogeneratori, per una potenza complessiva superiore ai 5.000 MW. Le previsioni indicano che entro l'anno 2020 il 7% del fabbisogno energetico italiano sarà coperto dall'eolico.

L'energia eolica presenta molti vantaggi rispetto alle altre fonti "rinnovabili": costi di realizzazione minori, occupa meno suolo e opera anche di notte producendo più energia.

Queste caratteristiche fanno sì che si giunge al punto di pareggio dell'investimento in minor tempo rispetto al solare o all'idroelettrico.

Nonostante la Convenzione quadro delle Nazioni Unite (1992) e il Protocollo di Kyoto (1997), le recenti prove scientifiche dimostrano un innalzamento della temperatura globale di 0,8 °C rispetto all'era preindustriale.

Nel 2008 l'Europa ha assunto l'impegno di ridurre le emissioni inquinanti entro il 2020 almeno del 20% rispetto ai livelli del 1990.

Le norme vincolanti sono:

- Ridurre i gas a effetto serra del 20%;
- Ridurre i consumi energetici del 20% attraverso un aumento dell'efficienza energetica;
- Soddisfare il 20% del fabbisogno energetico europeo mediante l'utilizzo di energie rinnovabili.

L'abbassamento delle emissioni di CO₂ eviterà il surriscaldamento del pianeta di 2 °C; per rimanere al di sotto di questa soglia, le emissioni dovranno stabilizzarsi prima del 2020, per poi essere almeno dimezzate rispetto ai livelli del 1990 entro il 2050, per poi continuare anche in seguito a diminuire.

L'UE ha calcolato che, per raggiungere gli obiettivi del 2020, l'energia eolica dovrà rappresentare almeno il 12% del potenziale produttivo di energia.

La UE, inoltre, punta ad abbattere le emissioni di 800 milioni di tonnellate l'anno con un risparmio di circa 100 miliardi di euro.

I tre settori maggiormente responsabili delle emissioni inquinanti e su cui si sta intervenendo sono:

- L'edilizia: le abitazioni e gli uffici rappresentano il 40% del fabbisogno energetico europeo. Servono misure come l'aumento dell'efficienza di illuminazione, riscaldamento e condizionamento.
- Il trasporto: rappresenta il 26 % del fabbisogno energetico europeo e sono state adottate misure come il limite alle emissioni di CO₂ di 120 g/km (95 g/km entro il 2020).
- L'industria: rappresenta il 25 % del fabbisogno energetico europeo e verranno applicati standard di progettazione ecocompatibili.

Con le fonti rinnovabili il consumo di combustibili fossili potrà essere ridotto di 200-300 tonnellate e le emissioni di CO₂ di ben 600-900 milioni di tonnellate.

L'impatto ambientale è un altro fattore importante: le centrali eoliche costituiscono dei veri e propri impianti industriali perché spesso è necessario costruire infrastrutture di servizio come strade e linee elettriche.

Gli impianti eolici in Europa sono posseduti per il 25% da aziende municipalizzate, per il 35% da produttori di energia e il 40% in mano a investitori.

Gli obiettivi futuri dell'energia eolica sono:

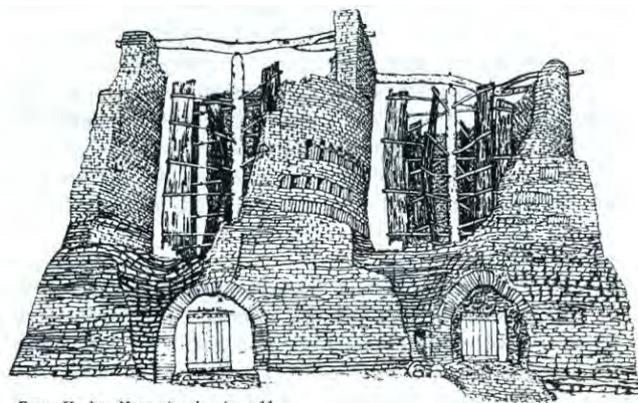
- Maggior affidabilità;
- Maggior compatibilità con la rete;
- Riduzione emissioni acustiche;
- Massima efficienza e aerodinamicità;
- Alta produzione a basse velocità del vento.

CAPITOLO 1

Cenni storici

I mulini a vento sono utilizzati da almeno 3000 anni per la macinazione del grano e per il pompaggio dell'acqua. I primi reperti storici sono datati intorno al 300 A.C. in Sri Lanka, al 200 A.C. in Persia. Sembra che il primo impianto eolico sia stato realizzato nel 10 d.C. dal matematico greco Erone di Alessandria (10-70 d.C.).

Gli antichi
mulini
persiani



Fonte: Kealey, *Harvesting the air*, p. 11.

Figura 1.1: Gli antichi mulini persiani

I primi esempi di mulini a vento utilizzati su scala industriale sono macchine ad asse verticale del settimo secolo d.C. di Sistan (attuale Iran). Venivano utilizzati per la macinatura dei cereali e la produzione dello zucchero.

A partire dal 1185, il mulino a vento ad asse orizzontale diviene parte integrante dell'economia rurale. Il primo esemplare fu costruito nello Yorkshire (Inghilterra)

Nel 1400, in Europa sono in funzione migliaia di mulini a vento. In Olanda sono prevalentemente usati per il pompaggio e sollevamento delle acque.

Intorno al 1887 vengono realizzate le prime turbine eoliche per la generazione di elettricità nel Cleveland (USA) ed in Scozia.

Solo in Danimarca, nei primi anni del 1900, sono installate circa 30.000 turbine per la produzione di energia elettrica presso abitazioni ed aziende agricole..

Nel giro di soli 30 anni si passerà dalla turbina costruita a Yalta (ex URSS) nel 1931 da 100 kW di potenza a quella di St.Remy des Landes (Francia) da 1100 kW.

L'interesse e lo sviluppo di energia elettrica da fonte eolica ha trovato impulso dopo la crisi petrolifera del 1973. Molti governi hanno finanziato progetti di vari prototipi di impianti eolici, molti dei quali non hanno avuto successo.

A partire dagli anni '80 si è affermato l'uso dell'energia eolica con fini industriali, attraverso la creazione delle "wind-farms", soprattutto in Danimarca e negli USA.

Negli anni '90, i maggiori sviluppi si sono avuti in Europa con l'ingresso di produttori tedeschi e di soluzioni tecniche avanzate.



Figura 1.2: I mulini a vento dello Yorkshire (Inghilterra)

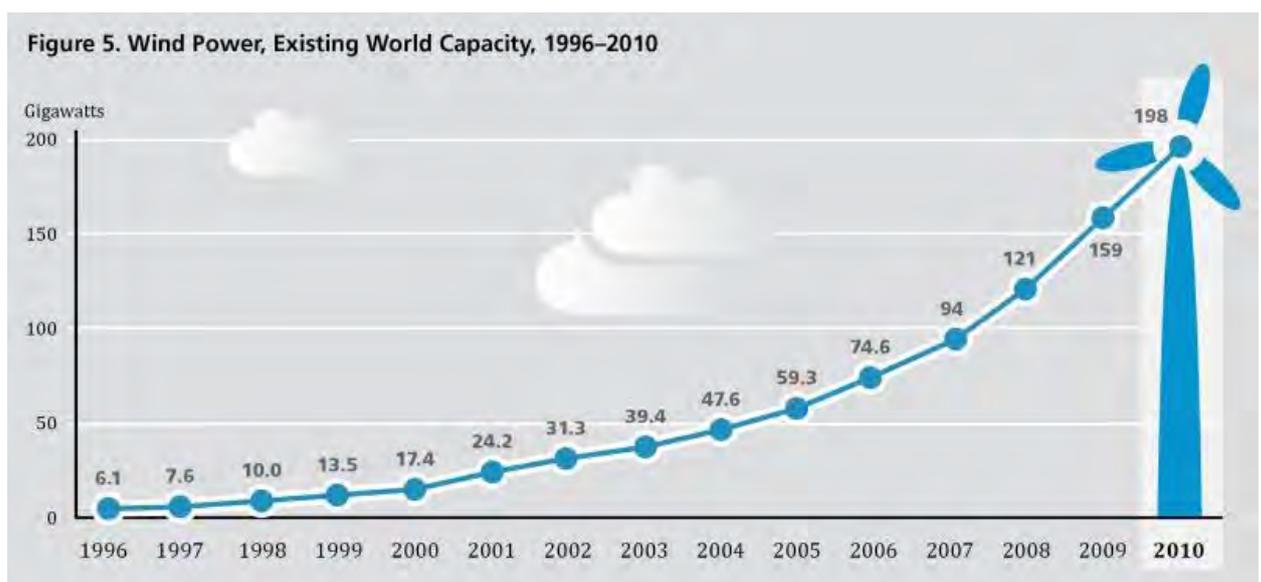


Figura 1.3: L'energia eolica attualmente installata nel mondo

CAPITOLO 2

Tecnologia degli aerogeneratori



Figura 2.1: L'impianto eolico di Badia Calavena (Verona)

2.1. Configurazione generale

Le pale (blades) della macchina sono fissate su un mozzo (hub) e nell'insieme costituiscono il rotore (rotor), il mozzo, a sua volta, è collegato a un primo albero (low speed), o albero lento, che ruota alla stessa velocità angolare del rotore. L'albero lento è collegato ad un moltiplicatore di giri (garbo), da cui si diparte un albero veloce (high speed) che ruota con velocità angolare, data da quella dell'albero lento per il rapporto di moltiplicazione del moltiplicatore. Sull'albero veloce c'è un freno (brake) a valle del quale c'è il generatore elettrico (generator) da cui si dipartono i cavi elettrici di potenza.

Tutte le parti descritte sono posizionate in una cabina detta navicella (nacelle) posta sopra un cuscinetto (yaw ring) in maniera da essere facilmente orientabile a seconda del vento.

E' presente un sistema di controllo con diverse funzioni:

- Controllo potenza: comando meccanico, elettromeccanico o idraulico e permette di variare la rotazione delle pale attorno al loro asse principale in modo da aumentare o diminuire la superficie esposta al vento e, quindi, la portanza;
- Controllo di stallo: non propriamente un comando (il profilo delle pale è fatto in maniera da creare turbolenza aerodinamica quando la velocità del vento supera il limite massimo);
- Controllo dell'imbardata: mantiene la macchina orientata nella direzione del vento e contribuisce al controllo della potenza;

L'intera navicella è posta su una torre (tower) che può essere a traliccio o un cono tubolare.

Da notare che:

- La macchina si avvia/spegne quando il vento supera un determinato valore della velocità;
- La macchina è progettata per generare la potenza nominale ad una prefissata velocità del vento.

2.2. Il rotore

Il rotore deve funzionare con il massimo rendimento possibile con velocità del vento, comprese tra quella di avviamento e quella nominale.

Una turbina eolica entra in funzione con velocità del vento di circa 3-5 m/s e raggiunge la potenza nominale a circa 10-14 m/s. Con velocità superiori, il sistema di controllo del passo inizia a funzionare per limitare la potenza e prevenire sovraccarichi al generatore ed agli altri componenti.

Con una velocità del vento di circa 22-25 m/s il sistema di controllo orienta le pale in maniera da interrompere la rotazione.

2.3. Le pale

La lunghezza delle pale è passata dai 10-15 metri del 1980 agli oltre 65 metri delle turbine offshore.

La turbina eolica più grande è il modello E126 della Enercon: ha una potenza di 7,5 MW, un'altezza della torre di 135 metri ed un diametro del rotore di 126 metri.

La sostituzione delle fibre di vetro con quelle di carbonio ha consentito di ottenere pale più leggere e resistenti ai venti forti.

2.4. Il sistema di generazione

Il sistema eolico usa una coppia per produrre energia elettrica. Le potenze sono variabili e molte volte basse.

Le pale devono quindi operare con la massima efficienza aerodinamica per ottenere maggior conversione possibile dell'energia.

Ci sono due modi di generare energia eolica da energia elettrica:

- Con un sistema a velocità variabili, caratteristico di quasi tutti gli impianti eolici, che presenta miglior adattabilità alla rete di distribuzione elettrica, riduce i carichi e presenta un albero di trasmissione, un moltiplicatore di giri a più stadi, un generatore ed un convertitore di potenza che rende stabile l'uscita nella rete;
- Con una trasmissione diretta.

2.5. La torre di sostegno

La configurazione più adottata è una torre tubolare in acciaio su fondazione in cemento armato.

L'installazione dipende dalla conformazione del territorio. La maggior parte delle torri è alta da 60 ad 80 metri di altezza.

Figura 2.2: L'impianto eolico di Badia Calavena (Verona), dettaglio della torre di sostegno, delle pale e della turbina.



2.6. I sistemi di controllo

I sistemi di controllo ricevono dati da molti sensori e controllano molti parametri: velocità del rotore, l'allineamento della turbina con il vento, l'accensione/spegnimento del generatore, la velocità del vento e la presenza di eventuali malfunzionamenti.

Ci possono essere sistemi passivi e sistemi attivi. I primi entrano in funzione mediante l'utilizzo di forze naturali, mentre i secondi usano strumenti elettrici, meccanici e idraulici.

2.7. I sistemi di protezione

I sistemi di protezione sono costituiti dall'unità di acquisizione dati, dall'unità di attivazione e da un'unità di blocco. Possono esistere delle protezioni meccaniche, elettriche e aerodinamiche con lo scopo di bloccare il motore in caso di malfunzionamento.

Il sistema di protezione ha la precedenza rispetto ai sistemi di controllo, deve funzionare senza corrente e deve essere fabbricato con componenti di alta classe di sicurezza.

Il blocco della turbina può essere meccanico, aerodinamico e al generatore. L'unità di blocco aerodinamico ruota la pala intorno all'asse orizzontale frenando la coppia del rotore. Altri freni aerodinamici sono i paracaduti o gli spoiler.

2.8. Sviluppi tecnologici futuri

L'evoluzione delle tecnologie applicate all'energia eolica interesserà molte parti:

- Le pale diventeranno sempre più larghe, meno pesanti e di materiali più resistenti;
- Le fibre di vetro saranno sostituite con quelle di carbonio;
- I profili aerodinamici verranno migliorati;
- Le torri di sostegno diverranno più lunghe e più larghe;
- I moltiplicatori di giri verranno eliminati semplificando le apparecchiature della navicella e aumentando l'affidabilità e l'efficienza;
- Verranno sviluppati i sistemi ibridi sfruttando l'utilizzo di sistemi di trasmissione a più stadi;

- Verranno introdotte trasmissioni a due stadi e quattro alberi che distribuiranno la potenza su quattro generatori a magneti permanenti;
- I sistemi di controllo delle pale saranno costituiti da catene dentate che non necessiteranno di lubrificanti;
- Ci sarà una continua ricerca per limitare le componenti meccaniche, le emissioni acustiche e le vibrazioni.

2.9. Impianti offshore



Figura 2.3: Un impianto eolico offshore

Gli impianti eolici offshore (in mare aperto) sfruttano una risorsa (il vento) più abbondante rispetto agli impianti su terra ferma.

Per molte regioni europee gli impianti offshore rappresentano l'unica risorsa energetica disponibile. Nel 2009, in Europa, erano installati circa 2 GW di potenza provenienti da turbine situate lontano dalla costa. Sino al 2010 non esistevano impianti eolici di questo tipo fuori dall'Europa. Le turbine offshore presentano le seguenti caratteristiche:

- La taglia di potenza è sempre superiore ai 2 MW;
- Differenti tipi di fondazione;

- Le velocità di rotazione delle pale sono maggiori (oltre gli 80 m/s);
- Il profilo del vento in mare aperto è meno ripido quindi la torre di sostegno raggiunge “solo” gli 80 metri.

La fondazione degli impianti offshore comporta la soluzione di notevoli problemi tecnici e la sua realizzazione incide notevolmente sui costi.

A seconda della profondità del mare ci sono fondazioni dalle diverse caratteristiche:

- A gravità: per acque basse, base di fondazione rigida in acciaio ma possibili fenomeni di scalzamento dal fondo e corrosione;
- Monopalo in acciaio: fino a 30 m di profondità, infissione nel terreno per ca. 20 m, facilità di produzione ma varie difficoltà in fase di installazione;
- Monopalo in calcestruzzo: fino a 40 m di profondità, è necessario un pezzo flangiato intermedio per il collegamento con la torre di sostegno, trasporto difficoltoso;
- A traliccio: per acque di media e grande profondità, tralicci con tubazioni in acciaio saldate, ancoraggio al fondo con pali di acciaio, soluzione costosa e soggetta a rotture a causa del moto ondoso;
- Tripode: per acque profonde, ricavata dalle piattaforme petrolifere, soluzione adatta per elevate profondità, grande resistenza ma realizzazione complessa;
- Galleggianti: per acque basse e profonde, le strutture devono garantire la spinta idrostatica necessaria a far galleggiare la torre, sono costose ed ancora in fase di sperimentazione;
- Sistemi ibridi (come il prototipo Hywind): sistemi galleggianti con ancoraggio adatti a profondità variabili attorno ai 120 – 700 m.

Il sistema elettrico di un impianto offshore è costituito da:

- Il sistema di generazione della turbina;
- I cavi elettrici di collegamento tra le turbine;
- La sottostazione offshore;
- I cavi sottomarini di collegamento alla costa;
- La sottostazione (e i cavi) a terra;
- La connessione alla rete.

La sottostazione elettrica offshore è necessaria a ridurre le perdite di energia elettrica (aumentando la tensione a 100-220 kV) e per ridurre il numero di cavi sottomarini principali di collegamento alla costa.

Se l'impianto è piccolo (meno di 100MW), vicino alla costa o alla connessione alla rete di distribuzione, è in media tensione e quindi non è necessaria l'installazione della sottostazione.

La sottostazione è generalmente necessaria per impianti di potenza elevata.

La connessione in alta tensione può essere fatta in corrente continua o alternata.

La prima ha un costo dei cavi inferiore ma richiede stazioni AC/DC, mentre la seconda ha maggiori perdite ma il costo delle sottostazioni è inferiore.

La soluzione in corrente alternata è quindi conveniente per distanze non elevate dalla costa.

I cavi sono trifase e sono contenuti in condotte le quali sono rivestite da materiali impermeabili e da sistemi longitudinali atti a evitare infiltrazioni.

All'interno delle condotte sono presenti anche fibre ottiche necessarie per comunicare i segnali provenienti dai sistemi di controllo.

Gli obiettivi futuri per gli impianti offshore sono:

- Aumentare l'affidabilità;
- Eliminare le barriere di tipo economico, normativo, ambientale e socioeconomico;
- Individuare aree di interesse ambientale e paesaggistico dove non installare impianti eolici;
- Migliorare la previsione sui carichi sulle strutture dovuti alle maree e al vento;
- Ottimizzare il posizionamento delle turbine;
- Produrre turbine più grandi e potenti;
- Aumentare la distanza degli impianti dalla costa;
- Sviluppo di metodi migliori anemologici;
- Creare reti offshore transnazionali;
- Ridurre i lavori in mare in fase di installazione;
- Migliorare le strategie di produzione riducendo l'uso di materiale;
- Sviluppo di fondazioni e ormeggi a basso costo.

2.10. Impianti minieolici

Gli impianti minieolici sono relativi ad applicazioni per usi domestici o per piccole aziende agricole.

Il loro proliferare è causato dai prezzi elevati delle fonti fossili e dalla difficoltà di accesso (in alcune zone) alla rete elettrica.

Questi sistemi possono iniziare a produrre energia elettrica con velocità del vento inferiori a 2 m/s. I costi per kW installato variano da 2000 a 6000 euro per le turbine ad asse orizzontale e ad oltre 15000 euro per quelle ad asse verticale.

Le turbine ad asse orizzontale possono essere monopala, bipala, tripala, multipala. La velocità di rotazione diminuisce con l'aumentare del numero di pale. Il mercato è ormai concentrato nel tripala: questa configurazione offre coppia motrice più uniforme ed energia prodotta leggermente superiore. Le turbine sono efficienti, economiche (da 2000 a 6000 €/kW) e adatte ai venti italiani.

Gli svantaggi sono, invece, di non essere adatte all'ambiente urbano, di essere rumorose e di avere un impatto visivo.

Le piccole dimensioni non consentono l'installazione di un motore di imbardata: è necessaria la presenza di timoni direzionali.

Quando è presente troppo vento le turbine hanno un sistema di posizionamento passivo che disallinea l'asse di rotazione rispetto al vento.

Le turbine ad asse verticale sono oggetto di un forte sviluppo tecnologico che ha portato alla realizzazione di soluzioni molto diverse. I vantaggi principali di queste macchine sono di essere meno rumorose e di essere adatte ad ambienti urbani. Gli svantaggi sono di non essere adatte ai venti italiani e di non essere economiche. In commercio ci sono sostanzialmente due tipi di turbine ad asse verticale:

- La macchina di Savonius: usata per il pompaggio dell'acqua e per la produzione di energia elettrica, è molto semplice, è robusta e si avvia con venti debolissimi;
- La macchina di Darreius: presenta pale aerodinamiche, è molto semplice, presenta un alto rendimento, il regime di rotazione è molto elevato, ma ha una coppia di spunto molto bassa non permettendo l'avvio con venti molto bassi;

Il posizionamento di un impianto minieolico deve essere fatto consultando i dati delle stazioni meteorologiche, verificando la presenza storica di macchine eoliche e l'analisi di mappe del vento.

In mancanza di dati bisogna valutare alcuni aspetti importanti:

- Le torri di sostegno dovrebbero essere alte circa 18-20 metri;
- In caso di posizionamento sopravento rispetto all'ostacolo, le turbine devono essere ad una distanza pari almeno a dieci volte l'altezza dell'ostacolo;
- In caso di posizionamento sottovento rispetto all'ostacolo, le turbine devono essere ad una distanza pari almeno a quindici volte l'altezza dell'ostacolo.

I sistemi minieolici sono utilizzati principalmente come:

- Sistemi elettrici autonomi: per utenze non connesse alla rete elettrica di distribuzione;
- Sistemi di generazione distribuita: per utenze connesse alla rete elettrica di distribuzione.

Attualmente gli impianti installati più usati sono della seconda categoria.

Nel caso di applicazioni isolate (elettrificazione aree rurali o alimentazione sistemi radio) si possono distinguere tre tipologie:

- Sistemi molto piccoli: potenze inferiori a 50 kW dove una batteria svolge una funzione di accumulo e di controllo dell'energia elettrica;
- Sistemi ibridi: potenze inferiori a 50 kW, l'impianto eolico è il generatore principale ma è affiancato da un altro sistema di emergenza (fonte fossile o rinnovabile);
- Sistemi eolico-diesel: potenze superiori ai 50 kW, dove il generatore diesel ha una funzione di controllo e di corretto funzionamento.

L'impatto ambientale degli impianti minieolici è molto basso ma bisogna sempre tener conto dell'accettabilità dal punto di vista visivo e l'ingombro di spazio.

I benefici del minieolico sono numerosi:

- Servizio a zone isolate;
- Consente lo sviluppo di una politica di distribuzione di energia elettrica;
- Riduce la dipendenza da fonti convenzionali;
- Evita l'emissione di sostanze inquinanti.

In Italia, per gli impianti minieolici connessi alla rete di trasporto nazionale esistono due possibilità:

- Accesso alla tariffa omnicomprensiva: è un meccanismo incentivante per l'energia prodotta ed immessa nella rete nazionale da tutte le fonti rinnovabili fino a 1 MW;
- Lo scambio sul posto: servizio erogato dal GSE e consente di compensare l'energia elettrica prodotta e immessa in rete con il valore associabile all'energia prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione.

L'efficienza energetica del minieolico non è ben conosciuta a causa della scarsità di dati disponibili e perché non si hanno delle condizioni standard di funzionamento su cui basarsi.

Nel minieolico il singolo produttore sceglie le condizioni per le quali definire la potenza nominale della macchina: analizzando il grafico delle potenze nominali, in funzione del diametro delle pale, si evidenzia la limitata dispersione di dati.

La presenza di impianti minieolici simili, ma con diverse potenze nominali, rende difficile analizzare i costi generali e per kW prodotto. Nonostante tutto è possibile affermare che il costo è inversamente proporzionale alla potenza nominale, ha un'alta variabilità in impianti minori di 5 kW e che è comunque minore rispetto al fotovoltaico.

Gli sviluppi tecnologici futuri potranno essere:

- L'introduzione di sistemi di controllo della potenza come il controllo dell'angolo di attacco delle pale, freni meccanici e pale incernierate;
- La produzione di pale con metodi avanzati come l'iniezione;
- La produzione di magneti con proprietà superiori (come i lantanidi);
- La riduzione del fenomeno di interazione fra i magneti permanenti del rotore, le anisotropie di statore e la variazione di energia magnetica associata allo spostamento angolare dei magneti;
- La reintroduzione di generatori ad induzione che eviteranno l'uso di molti sistemi elettronici complessi;
- L'uso di inverter specifici per ogni modello di turbina sia mono che trifase;
- Sistemi ad asse verticale che lavoreranno con basse velocità del vento;
- La definizione di standard progettuali.

Sono ancora numerosi i problemi da risolvere:

- La progettazione e la gestione del sistema energetico, il controllo delle capacità di riserva, il bilanciamento del sistema, l'ottimizzazione della flessibilità e la gestione della domanda;
- Ottimizzare, estendere ed adeguare le infrastrutture attuali;
- La connessione alla rete dell'energia eolica;
- Le questioni istituzionali come gli incentivi agli operatori.

L'energia eolica è variabile e non intermittente: nei periodi di interruzione la transizione fino a potenza nulla è graduale e la rottura di una singola macchina ha effetti trascurabili sulla disponibilità complessiva.

Ci sono diversi tipi di variabilità dell'energia eolica: da variazioni di durata inferiore al minuto fino a variazioni annuali. Per un singolo impianto eolico ci possono essere variazioni di potenza del 60%, mentre per impianti distribuiti uniformemente nel territorio non si supera il 10%. Maggiore è la diffusione dell'eolico, minore sarà l'impatto sul sistema energetico della variabilità a breve termine.

Gli impatti dell'energia eolica sul sistema elettrico dipendono da molti fattori come :

- Il livello di penetrazione dell'energia eolica;
- La dimensione della rete elettrica;
- Mix delle fonti energetiche del sistema.

Bisogna inoltre considerare che:

- Gli impianti eolici influenzano i livelli di tensione e le fluttuazioni di potenza nelle reti;
- Bisogna costruire nuovi impianti di distribuzione (esattamente come le tubazioni di gas o petrolio);
- Bisogna attuare misure di regolazione e controllo;
- In assenza di sistemi di distribuzione adeguati, si possono avere delle restrizioni di funzionamento;
- L'eolico contribuisce alla stabilità del sistema grazie alla sicurezza della fornitura.

La connessione alla rete elettrica deve essere fatta rispettando molti fattori:

- Tolleranza: il limite massimo e minimo di frequenza;
- Potenza reattiva: si modifica in modo da controllare la tensione ad un valore prefissato;
- Potenza attiva: controllo del limite di potenza in uscita su intervalli di dieci minuti;

- Qualità dell'energia: tensione ed intensità di corrente sono continue e solidali, cioè hanno ampiezza e frequenza costanti.

CAPITOLO 3

L'energia del vento

3.1. Generazione

Si definisce vento il moto relativo di una particella d'aria rispetto a una superficie orizzontale.

Il vento si genera a causa del riscaldamento irregolare provocato dal Sole su grandi aree della superficie terrestre generando l'espansione e il moto convettivo dell'aria. Le masse d'aria riscaldate, diminuendo di densità e salendo, richiamano aria fredda che scorre sulla superficie terrestre verso l'equatore. Tutto questo genera le zone di alta e bassa pressione nell'atmosfera. Per ristabilire l'equilibrio, l'aria si muove dalle zone di alta pressione verso quelle di bassa pressione. La forza del vento dipende dalla differenza di pressione e dalla vicinanza di due zone.

L'aria in movimento è influenzata dalla rotazione terrestre: l'effetto cresce con l'avvicinarsi ai poli (fenomeno scoperto da G.G.De Coriolis 1792-1843). Il movimento delle masse d'aria nell'emisfero settentrionale subisce una deviazione verso destra: l'aria che si muove, ad esempio, verso nord subisce uno spostamento verso nord-est. Tutto questo è dato dal fatto che, mentre l'aria si sposta, la terra ruota in senso antiorario.

Nello strato limite planetario (da 0 a 3 Km di altezza) molti altri fattori modificano il movimento dell'aria:

- L'alternarsi di oceani e terra ferma;
- La migrazione di cicloni e anticicloni;
- La presenza di rilievi naturali (incremento della velocità del vento);
- La presenza di valli e conche (decremento della velocità del vento);
- La circolazione locale in prossimità delle coste (diverso riscaldamento fra terra e mare);
- Differenze di altitudine (masse di aria fredda si spostano a valle).

3.2. La conversione del vento in energia

Il 35% dell'energia dei venti viene dissipato ad 1 km dalla superficie terrestre: di quello che rimane possiamo sfruttare solo il 10%. Le molecole dell'aria possiedono energia cinetica e la potenza di un flusso d'aria è data dalla quantità di molecole che attraversano una sezione perpendicolare al flusso stesso in un dato intervallo di tempo.

Ogni turbina ha una propria caratteristica curva di potenza. La curva di potenza di una macchina eolica mostra il rapporto tra la velocità del vento e la potenza elettrica istantanea erogata dal generatore.

La potenza teorica P_0 ricavabile dalla vena di fluido indisturbata è l'energia cinetica dell'aria divisa per il tempo ed è pari a:

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

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

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

La potenza del vento dipende anche dalla densità dell'aria che si calcola in questo modo:

$$\rho = 1,2929 \frac{P_A - VP}{760} \cdot \frac{273}{T} \text{ in kg/m}^3,$$

Dove P_A è la pressione atmosferica, VP è la tensione di vapore (in mm di mercurio) e T è la temperatura (in gradi Kelvin). Da queste formule si deduce che alte temperature e basse pressioni riducono la densità dell'aria e, quindi, la potenza. Il principale fattore che riduce la densità dell'aria è l'altitudine (più ci si alza di quota e più l'aria diventa rarefatta). Nel caso in cui si conosca solo l'altitudine, la densità può essere espressa come:

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

La presenza di una turbina causa il rallentamento del flusso dell'aria che, quando raggiunge il rotore ha una velocità minore rispetto ad un flusso indisturbato. Poiché l'aria rallenta ma non viene compressa, per la conservazione della massa, la sezione dell'ipotetico tubo aumenta. Una volta attraversata la sezione del rotore, si verifica una riduzione di pressione: questa regione del flusso è chiamata scia. Secondo la teoria di Betz, la potenza P estraibile da una turbina eolica è:

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

dove A è l'area spazzata dal rotore in m², v₁ la velocità del vento indisturbato a monte della turbina (in m/s) e a è il fattore di interferenza che rappresenta il disturbo generato dal flusso del vento a valle della turbina dato da (v₁-v)/v₁ dove v è la media tra la velocità del vento indisturbato a monte e a valle del rotore.

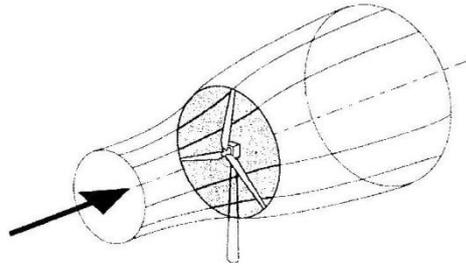


Figura 3.1: La variazione del flusso del vento causata da un impianto eolico

Il coefficiente di potenza c_p è il rapporto tra la potenza P e la potenza P₀, l'interferenza ottimale (cioè quella per cui il rendimento è massimo) è pari ad 1/3 e, inserendola nel rapporto c_p, si ottiene che il massimo valore del coefficiente di potenza è 0,593 (Limite di Betz). Se la velocità del vento raddoppia, la potenza aumenta di 8 volte e quindi, la potenza a 25 m/s è 125 volte la potenza a 5 m/s.

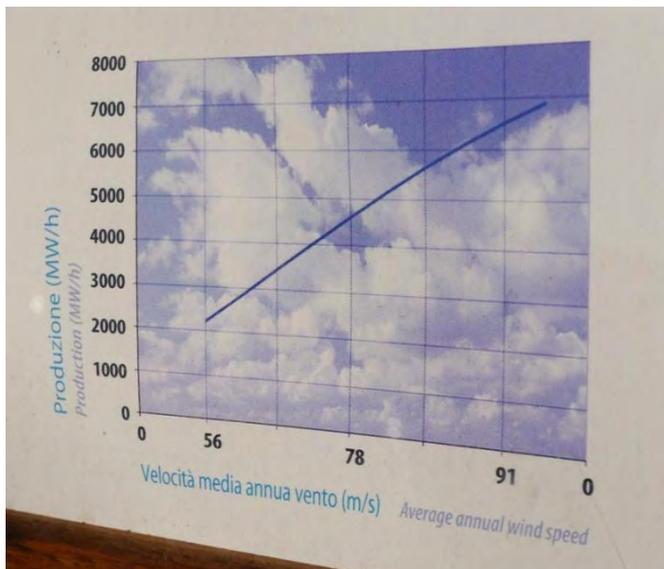


Figura 3.2: La produzione (in MW/h) e la curva di potenza (in MW) dell'aerogeneratore di Badia Calavena (Verona)

3.3. Il flusso del vento e le pale

Cosa succede quando il vento incontra le pale? Il vento scorre su entrambe le facce della pala, più velocemente sul lato superiore, creando un'area di bassa pressione. Questa differenza di pressione tra le due superfici ha come risultato una forza chiamata portanza aerodinamica (lift), perpendicolare al vento relativo (dato dalla risultante del moto della pala e del moto del vento). La componente orizzontale della portanza sulle pale, che dipende dall'angolo di attacco cioè dall'angolo tra la direzione del vento relativo e quella della corda della pala, permette la rotazione del rotore intorno all'asse. Contemporaneamente si genera una forza di trascinamento (drag), perpendicolare alla portanza che si oppone al moto.

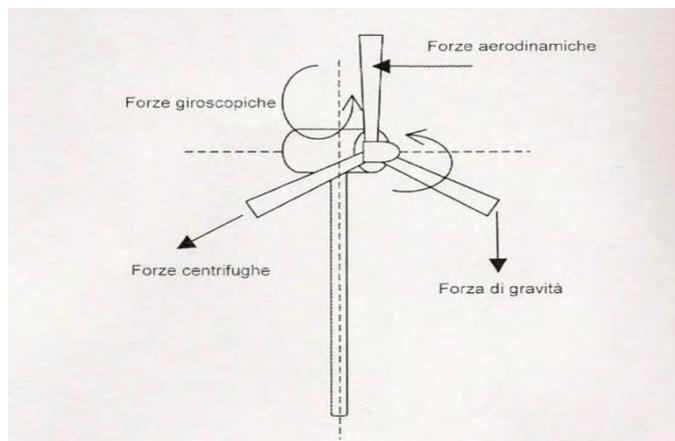


Figura 3.3: Le forze agenti su un impianto eolico

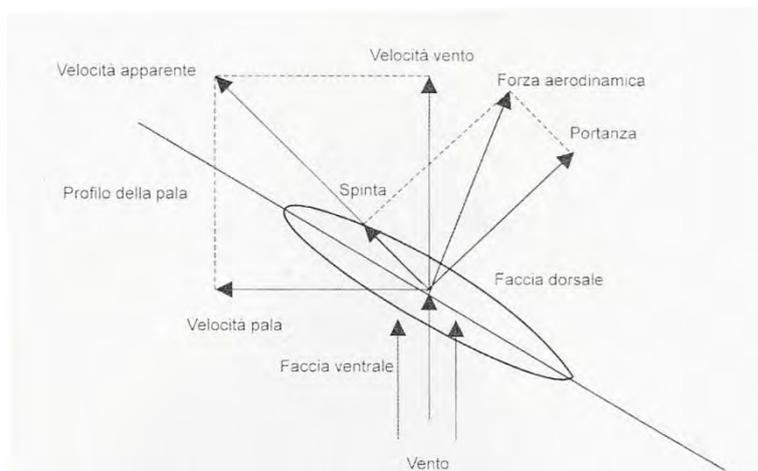


Figura 3.4: Rappresentazione vettoriale delle grandezze di pala al vento

3.4. Cenno sui parametri caratteristici del vento

Per definire le caratteristiche del vento in un determinato sito si può tener presente:

- La distribuzione di Rayleigh:

$$F(v) = \Delta v \cdot \frac{\pi}{2} \cdot \frac{v}{v_a^2} \exp \left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v}{v_a} \right)^2 \right]$$

dove $F(v)$ è la frequenza associata alla velocità del vento v , posizionata al centro di Dv che è l'ampiezza della classe e v_a è la velocità media del vento;

- La formula di Weibull:

$$F(v) = \exp \left[-\left(\frac{v}{c} \right)^k \right]$$

dove $F(v)$ è l'intervallo di tempo per il quale la velocità media supera il valore v ed è caratterizzata da due parametri c , parametro di scala, e k parametro di forma che descrivono la variabilità intorno al valore medio;

- Il profilo verticale della velocità del vento:

$$u(z) = u(z_0) \left(\frac{z}{z_0} \right)^\alpha$$

dove l'esponente alfa dipende dal coefficiente di scabrezza (rapporto della rugosità della superficie e del diametro della teorica condotta);

- La distribuzione bi-Weibull (per aree geografiche dove la velocità del vento è influenzata da componenti stagionali, per aree con venti forti durante gli equinozi e per regioni tropicali):

$$F(v) = F_1 \exp \left[-\left(\frac{v}{c_1} \right)^{k_1} \right] + (1 - F_1) \exp \left[-\left(\frac{v}{c_2} \right)^{k_2} \right].$$

- L'incremento del livello di turbolenza (formula di Hassan):

$$I_+ = 5,7 \cdot C_T^{0,7} \cdot I_0^{0,68} \cdot (x / x_n)^{-0,96}.$$

Infine, il livello di intensità della turbolenza in un qualsiasi punto all'interno della scia è dato da:

$$I_{scia} = \sqrt{I_0^2 + I_+^2}.$$

dove C_T è il coefficiente di spinta della turbina, I_0 è l'intensità della turbolenza del flusso indisturbato, x è a distanza alla quale si vuole calcolare l'incremento del livello di turbolenza e x_n è la lunghezza della scia;

- La rugosità addizionale provocata dalle turbine:

$$I_{++} = \frac{0,36}{1 + 0,2 \cdot \sqrt{s_1 \cdot s} / C_T}$$

dove s_1 e s sono le distanze tra le turbine, normalizzate in base al diametro del rotore, su una fila e tra file;

- La distribuzione della direzione del vento: si deve consultare il grafico della rosa dei venti caratteristico per ogni territorio;

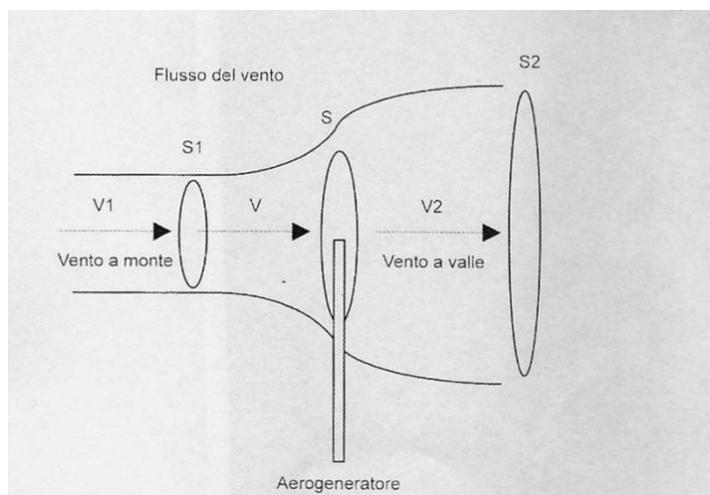
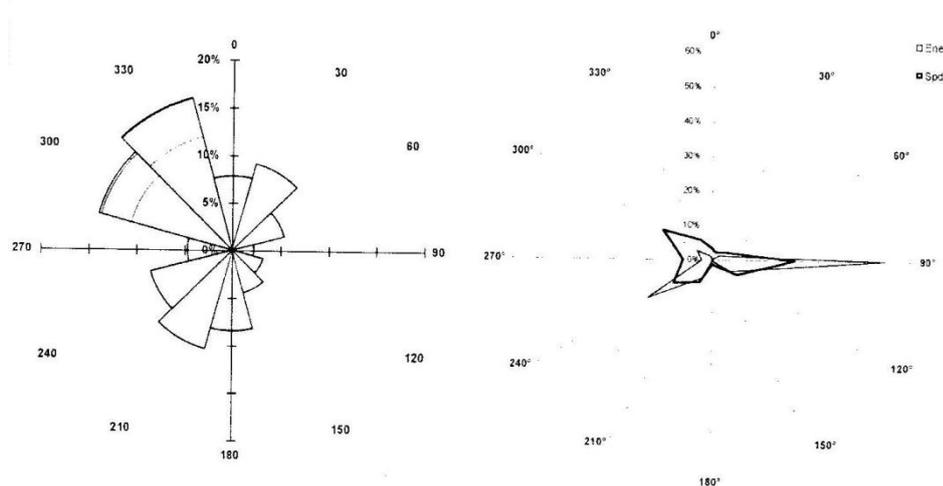


Figura 3.6: Portata del vento attraverso le pale dell'aerogeneratore

3.5. Mappe del vento

Le molte mappe del vento d'Italia disponibili permettono di conoscere i venti e di interpretare il territorio per una prima analisi. Le stagioni più ventose risultano quelle invernali e, in buona misura, quelle autunnali e primaverili. I venti che possono mantenere, su aree estese, forte intensità e direzione costante per alcuni giorni sono, a nord, il maestrale e la bora. Dal sud provengono, invece, lo scirocco e il libeccio. Esistono numerosissime condizioni microclimatiche: un esempio è il Lago di Garda, con la sua moltitudine di venti, distribuiti in meno di 370 km². Non sono da sottovalutare, inoltre, i dati ricavabili dalle mappe nautiche e siti meteorologici locali. E' importante ricordare che, con il crescere della quota, il vento assume velocità e direzioni diverse, pertanto, per essere valide, le misure e le osservazioni devono essere sempre riferite all'altezza in cui si prevede di posizionare il mozzo dell'aerogeneratore.



Figura 3.7: Venti prevalenti sulla penisola italiana

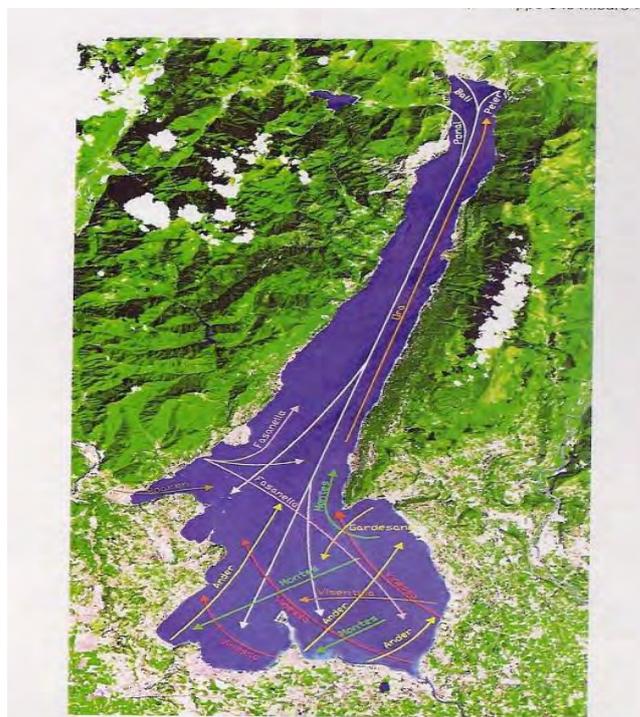


Figura 3.8: Venti che spirano sul Lago di Garda

3.6. Misurare il vento

La velocità del vento si misura in metri al secondo (m/s); spesso sulle carte nautiche essa è riferita in nodi (kt), ovvero miglia marine (1852 m) all'ora. La direzione del vento indica la provenienza del vento e si esprime secondo la suddivisione sessagesimale in gradi (°) o in quadranti o settori al secondo la rosa dei venti (8 o 16). Queste grandezze rappresentano complessivamente il movimento delle correnti aeree e sono dovute a tre tipi di forze:

- Forza orizzontale di gradiente della pressione atmosferica (G): è una forza di superficie ed è determinata dalla differenza di pressione, in orizzontale, fra due punti collocati a distanza; l'aria tende a raggiungere condizioni di equilibrio, pertanto si avrà movimento dal punto a pressione più elevata al punto di pressione inferiore;
- Forza d'attrito (A): è una forza di superficie e rappresenta l'attrito che incontra l'aria muovendosi sulla superficie; è di segno opposto al vettore della velocità del vento;
- Forza di Coriolis (D): definita anche come forza centrifuga composta o deviante, deriva dalla rotazione terrestre.

L'equilibrio delle forze è dato da $du/dt = G + D + A$ dove du/dt = accelerazione del vento e la rappresentazione grafica.

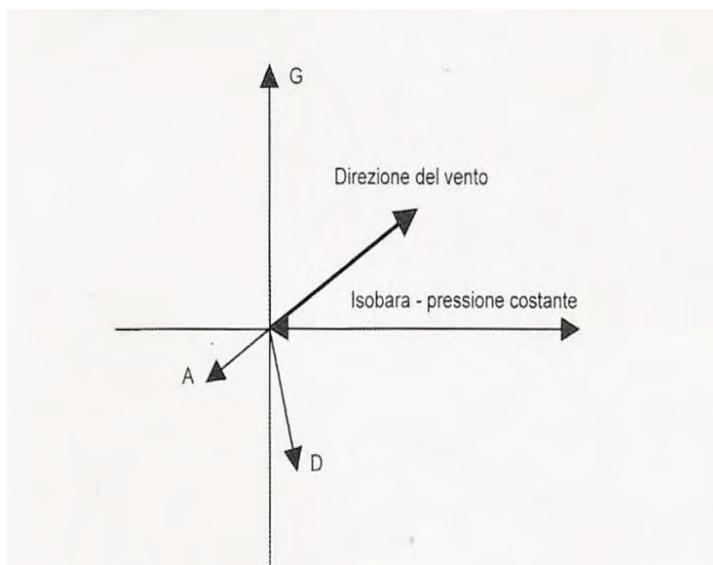


Figura 3.8: Grafico vettoriale delle forze componenti il vento

CAPITOLO 4

Il progetto eolico ed il suo sviluppo

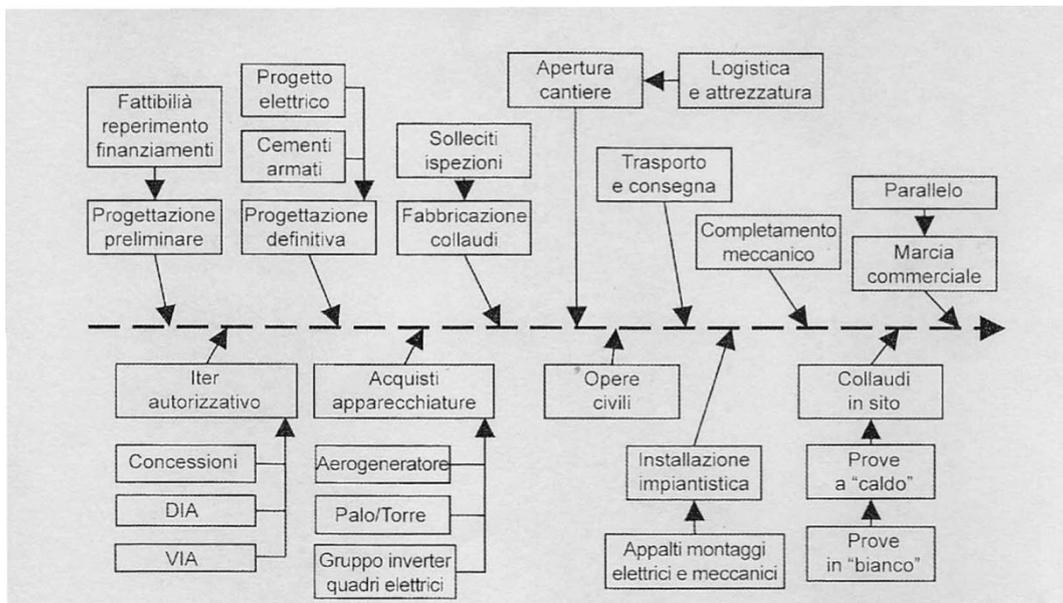


Figura 4.1: Schema a lisca di pesce, utile a identificare le sottofasi tra quelle principali di progetto

4.1. Siti idonei

Una volta individuato un sito, è necessaria una analisi dei dati delle più vicine stazioni meteorologiche e verificare la presenza di eventuali condizioni sfavorevoli (scarsa o nulla accessibilità, caratteristiche geomorfologiche, vincoli ambientali, ecc.). Si possono usare indicatori come l'indice di Griggs e Putnam (che si basa sulla deformazione delle conifere e può essere utilizzato come stima preliminare della velocità del vento):

$$v = 0,96 \times G + 2,6$$

Dopo aver studiato la fattibilità economica, le normative (linee guida, regolamentazioni e autorizzazioni) e la capacità della rete di trasmissione (massima potenza di impianto da poter connettere in rete), si possono avviare i rapporti con le amministrazioni locali. Essendo utile creare dei rapporti solidi e positivi, è prassi ormai consolidata quella di proporre alle autorità della zona la stipula di una convenzione che, a fronte di un

impegno economico a favore della stessa, istituisca un rapporto ufficiale di cooperazione tra le parti.

La presentazione del progetto alla comunità locale può essere fatto con questi passaggi:

- Individuare le situazioni caratteristiche con cui la realizzazione dell'impianto potrebbe entrare in conflitto;
- Elencare i benefici del progetto;
- Rispondere a tutte le questioni in modo chiaro;
- Lasciare i propri riferimenti per poter essere contattati.

Nelle prime fasi di sviluppo è inoltre necessario:

- Avviare le attività necessarie all'acquisizione dei diritti sui terreni interessati dall'impianto;
- realizzare un'indagine diretta in sito con l'appropriata strumentazione di acquisizione dati del vento;
- Decidere l'altezza e il numero delle stazioni anemometriche (in funzione della presenza di alberi, di terreni complessi e del numero di turbine a meno di 1 km di distanza);
- Installare (nella stazione anemometrica) i sensori di velocità, di direzione, di pressione e di temperatura;
- Senza commettere errori di misurazione, i dati acquisiti devono essere inviati (manualmente o via satellite) al centro elaborazione dati;
- Alternativamente alle stazioni anemometriche a torre, si possono installare apparecchiature che non hanno bisogno di una torre come il SODAR (emette e riceve suoni determinando la velocità del vento) o il LIDAR (emette e riceve luce laser);
- Analizzare i dati acquisiti ad intervalli regolari (per esempio ogni 10 minuti);
- Correlare i dati acquisiti da più stazioni anemometriche;
- Prendere in considerazione eventuali dati storici;
- Eseguire un'attività di micrositting tramite software: prevedere la ventosità e producibilità energetica del sito partendo da dati iniziali (condizioni anemologiche, morfologia, condizioni meteorologiche e condizioni tecniche dell'impianto) e, definite le condizioni al contorno, valutare differenti layout di impianto con differenti modelli di turbina;
- Rappresentare, dopo l'attività di micrositting, un'analisi del profilo verticale di velocità del vento e costruire una mappa di ventosità (mappa isovento);

- Tener presente le perdite per effetto scia (possono arrivare anche al 15%);
- Tener presente eventuali carenze della rete di distribuzione;
- Calcolare che ci possono essere delle perdite di efficienza elettrica (nei trasformatori o nelle linee elettriche);
- Tener presente che ci possono essere delle perdite “ambientali” come il ghiaccio o lo sporco.

Nell’analisi preliminari di un impianto offshore bisogna ricordare che:

- Gli effetti topografici sulle condizioni del vento sono praticamente nulli;
- Ci sono meno turbolenze e, quindi, meno carichi meccanici sulle turbine;
- Nelle aree costiere lo strato limite atmosferico è più variabile e quindi c’è una diminuzione della velocità del vento con l’altezza;
- Bisogna misurare il vento a quote molto maggiori (i costi delle misurazioni possono arrivare fino a 1-5 milioni di euro);
- Le perdite per effetto scia sono più ampie a causa delle maggiori dimensioni della turbina.

Negli impianti minieolici, per non appesantire i costi di installazione, si possono utilizzare i dati di stazioni già presenti in zona o installare strumenti di misura economici.

4.2. Dalla progettazione alla realizzazione

In fase di analisi tecnica preliminare è necessaria un’analisi dei vincoli che possono incidere in fase di progettazione:

- Massima potenza installabile;
- Geometria del sito;
- Distanze da case ed edifici;
- Vincoli ambientali;
- Localizzazione dei ricettori sensibili;
- Localizzazione dei punti di vista particolare;
- Localizzazione di edifici che possono essere disturbati;
- Distanze minime tra le turbine;
- Viabilità di accesso all’impianto;
- Verifica delle infrastrutture elettriche.

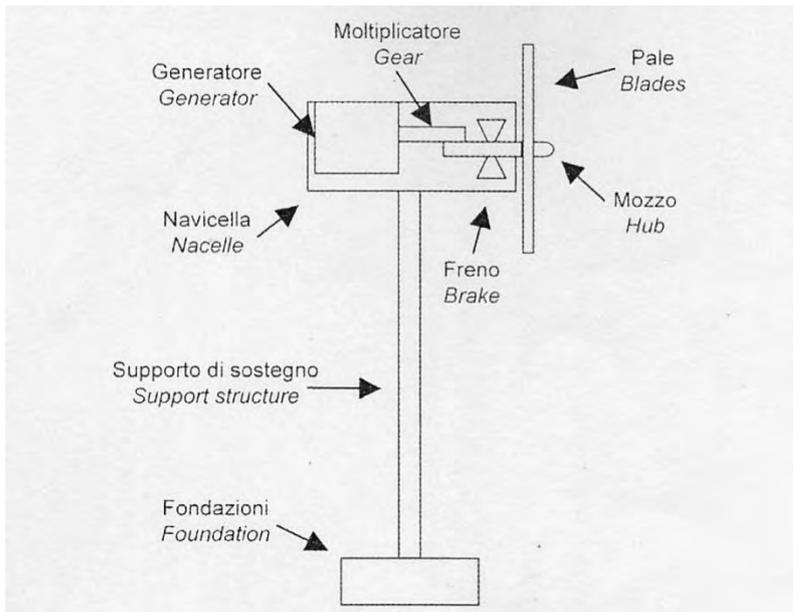


Figura 4.2: Le principali componenti di un impianto eolico

4.3. Le fondazioni delle torri eoliche

La struttura di fondazione consiste in una piastra circolare di cemento armato, il diametro può variare da 10m a circa 18m, con spessore compreso fra 1,5 e 2,5 m, in cui è inghisata la virola (elemento di collegamento) in acciaio a cui vengono imbullonati i trami della torre.

Per le opere di fondazione, si operano le verifiche geotecniche necessarie (SLU GEO o SLU) ma non sono in grado di definire in maniera esaustiva tutte le problematiche.

La prima problematica è il momento ribaltante trasmesso dalle torri: la piastra deve avere una rigidità rotazionale calcolata sulla base dei valori di velocità delle onde S del sottosuolo indagato.

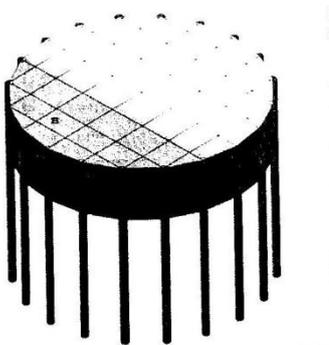
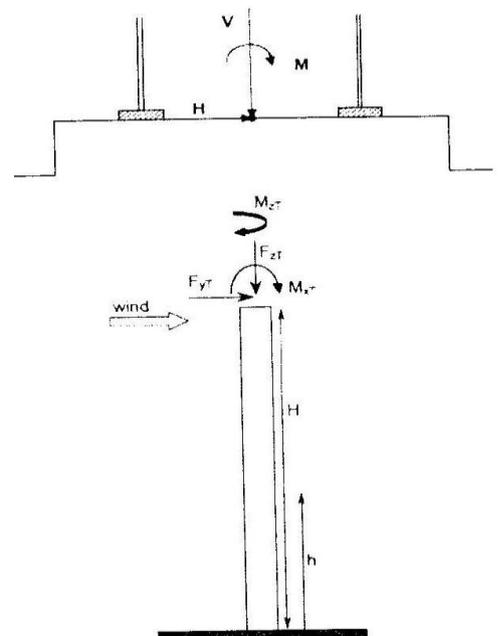
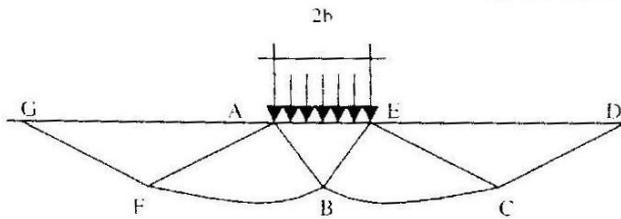


Figura 4.3: Forze agenti alla base e sulla torre dell'impianto eolico



Dove F_y è la sollecitazione orizzontale da pressione del vento sulle pale, M_x è il momento flettente da pressione del vento sulle pale, F_z è il peso proprio strutturale, M_z è il momento torsionale.

La seconda problematica è il carico limite di fondazione sui terreni: può essere definito come il valore massimo del carico per il quale nessun punto del sottosuolo raggiunge la condizione di rottura. Individuato il volume di terreno portato a rottura dal carico limite, questo può essere calcolato scrivendo la formula:



$$B = \cot g \varphi [e^{\pi \tan \varphi} \tan^2 (45^\circ + g / 2) - 1]$$

Figura 4.4: Calcolo del carico limite sulle fondazioni

Ulteriori dati più accurati si possono ottenere con la formula di Hansen, di Vesic, di Brich-Hansen e con il calcolo dei coefficienti sismici.

La terza problematica è la verifica di rigidezza torsionale: può essere ottenuto mediante la seguente formula

$$K_R = \frac{8 \cdot G \cdot R^3}{3 \cdot (1 - \nu)} \cdot \left(1 + \frac{R}{6 \cdot H}\right) \cdot \left(1 + \frac{2 \cdot D}{R}\right) \cdot \left(1 + \frac{0,7 \cdot D}{H}\right);$$

in cui il valore di G , modulo di deformazione elastico, è desunto dalla velocità delle onde S del sottosuolo.

La quarta problematica è l'analisi di stabilità dei pendii: i terreni sono dei sistemi multi fase, che possono essere ricondotti a sistemi monofase solo in condizioni di terreno secco o di analisi in condizione drenate. A causa di ciò si usano leggi semplificate (modello rigido perfettamente plastico) e si assume che la resistenza del materiale sia espressa unicamente da parametri quali la coesione e l'angolo di resistenza al taglio. I metodi più usati sono il LEM (Metodo equilibrio limite), il Metodo dei Conci ed il Metodo di Sarma. Tutte queste tecniche permettono di calcolare parametri geotecnici e a

fissare un valore del fattore di sicurezza F_s ottenendo una verifica molto accurata della stabilità dei pendii.

La quinta problematica è la valutazione dell'azione sismica: viene eseguita con un metodo pseudo-statico su terreni che sotto l'azione di un carico ciclico possono sviluppare pressioni interstiziali elevate. Si considerano le seguenti forze statiche equivalenti:

$$F_H = K_o \times W \text{ e } F_V = K_v \times W$$

essendo F_H e F_V rispettivamente la componente orizzontale e verticale della forza d'inerzia applicata al baricentro del concio, W il peso del concio, K_o il coefficiente sismico orizzontale e K_v il coefficiente sismico verticale.

4.4. Le piazzole delle torri eoliche

Per il montaggio e la posa in opera degli areogeneratori ci deve essere uno spazio di manovra ampio e a pendenza nulla. In caso di zone morfologicamente complesse si devono eseguire delle escavazioni. Si devono realizzare degli interventi di sostegno dei fronti di scavo a monte e del rilevato a valle. Le opere di contenimento del terreno devono:

- Non alterare la circolazione delle acque superficiali;
- Impiegare materiali inerti;
- Assicurare nel tempo il mantenimento delle capacità filtranti e di smaltimento delle acque piovane e di falda;
- Assicurare la raccolta di fondo e il rapido smaltimento delle acque drenate;
- I movimenti di terra devono essere eseguiti in modo tecnicamente idoneo e razionale e nella stagione più favorevole;
- Evitare l'accumulo di depositi terrosi con ristagno di acqua;
- Reimpiegare, quando possibile, i materiali di scavo prima dei materiali vergini;
- I terreni devono essere lavorati, concimati e seminati subito dopo alla realizzazione dei piani definitivi;
- Per proteggere il terreno dall'erosione si può prevedere il rivestimento con diversi materiali (legname, sementi, arbusti ecc.);
- Ridurre la pendenza del terreno con terrazzamenti o gradonatura.

4.5. La viabilità



Figura 4.5: La strada per arrivare all'impianto eolico di Badia Calavena (Verona)

La viabilità esterna deve essere visionata da tecnici delle imprese di trasporto e le eventuali operazioni di modifica devono essere concordate con gli Enti Locali competenti. La viabilità esistente può essere modificata allargando le carreggiate, rimuovendo i guard-rail, rimuovendo temporaneamente la segnaletica ecc.

La viabilità interna (collegamento fra varie piazzole) deve permettere il passaggio dei mezzi necessari al trasporto dei componenti degli areogeneratori, deve avere capacità meccanica e di drenaggio del sottofondo. Si possono realizzare, quando è richiesto, delle opere di sostegno simili a quelle previste per le piazzole.

4.6. Le componenti elettriche

Il sistema elettrico di un impianto eolico è composto da:

- Linee elettriche di interconnessione fra turbine;
- Stazioni di smistamento MT/MT;
- Linee elettriche di collegamento alla stazione di trasformazione/elevazione.

Senza entrare nel dettaglio dell'Elettrotecnica, le turbine sono connesse tra loro da una linea trifase interrata in media tensione in configurazione entra-esce, con tensioni fra 10 e 35 kV. La tensione del generatore delle turbine eoliche è bassa (meno di 1000 V); questa tensione è molto bassa per macchine di potenza elevata e porta ad avere elevate intensità di corrente. In ogni turbina deve esserci un trasformatore bt/MT (esterno o interno alla torre di sostegno). I trasformatori sono necessari per adattare l'energia elettrica prodotta dalle turbine con quella della rete. Nella maggior parte dei casi (in turbine di potenza superiore a 10 MW) è necessario che la tensione della linea elettrica venga elevata ad alta tensione mediante una stazione di trasformazione MT/AT prima della connessione alla rete di distribuzione in AT. Quando sono presenti molte turbine, le linee dei vari settori vengono convogliate negli smistatori MT/MT dove vengono interconnesse. La cabina di consegna, di solito, è di proprietà della rete di distribuzione nazionale.



Figura 4.6: La cabina di consegna dell'impianto eolico di Badia Calavena (Verona)

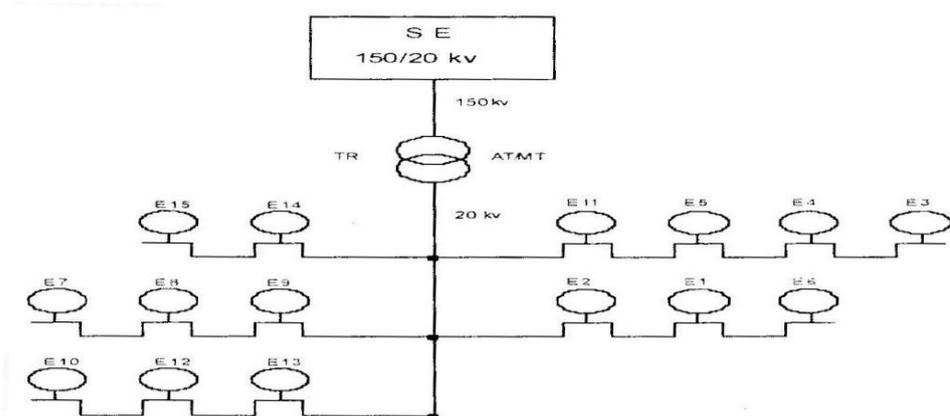
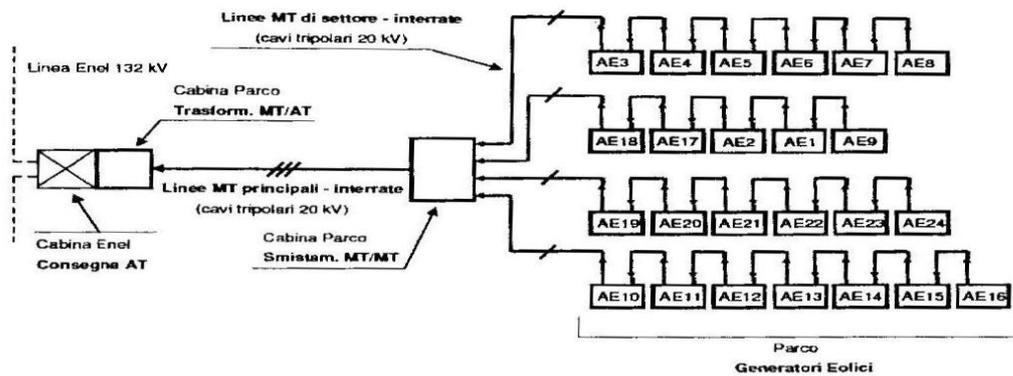


Figura 4.7: Schema elettrico con e senza stazione di smistamento

Nel caso di interferenze alla linea elettrica (incroci, serbatoi di liquidi e gas infiammabili) è necessario attenersi a norme quali la CEI 11-17 che individuano le distanze minime da rispettare e le misure di protezione da usare.

L'impianto eolico è generalmente dotato di un sistema di messa a terra atto a:

- Ridurre i rischi per le persone;
- Proteggere i sistemi elettrici della turbina;
- Migliorare la protezione da fulmini;
- Prevenire la formazione di differenze di potenziale pericolose per il personale.

Gli impianti eolici sono sempre posizionati su terreni ad alta resistività, ma richiedono comunque sistemi di protezione piuttosto complessi. Le messe a terra, per la protezione da sovracorrenti atmosferiche inferiori a 10 s di durata, possono essere di due tipologie diverse (tipo A e tipo B).

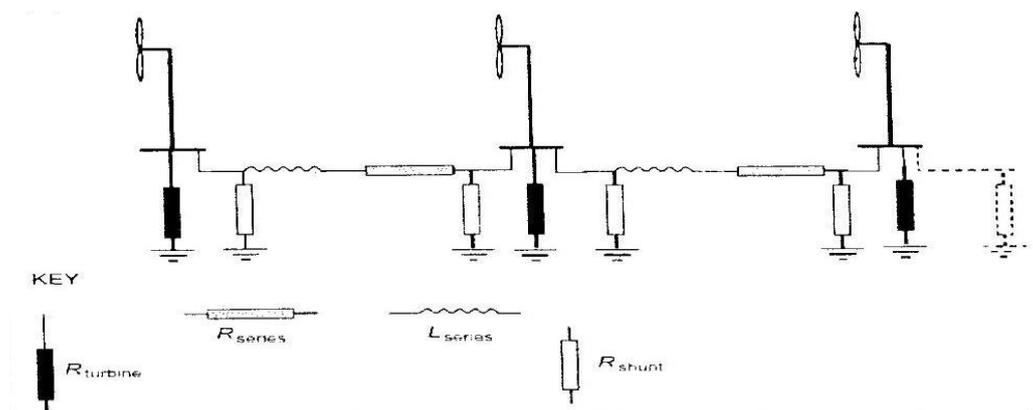


Figura 4.8: Schema della rete di terra di un impianto eolico

Le scariche atmosferiche possono danneggiare le parti più esposte dell'impianto (le punte delle pale) anche se costituite da materiali non conduttori. Ultimamente, i generatori eolici hanno un sistema di protezione costituito da un captatore, realizzato tramite un anello di alluminio disposto sulle pale ad una distanza adeguata dalle parti metalliche. E' presente, inoltre, una linea di drenaggio a bassa impedenza e una rete di terra disposta intorno alla torre. Riassumendo, la scarica del fulmine passa dalle aste captatrici e viene drenata al suolo da un asta di rame presente nella torre. La stessa torre viene collegata in almeno quattro punti alla rete di terra.

4.7. Dalla costruzione alla manutenzione

Il trasporto dei componenti degli aerogeneratori è molto complesso soprattutto per le dimensioni dei pezzi, per la viabilità ordinaria e di sito. Per la viabilità ordinaria è necessario usare mezzi di trasporto speciali, mentre per la viabilità di sito è possibile/necessario l'uso di carrelli modulari semoventi, con assi indipendenti e tutti sterzanti, per permettere il passaggio in tratti curvilinei a corto raggio.

Il montaggio di tutte le componenti degli aerogeneratori richiede tempo, spazi di manovra adeguati, mezzi specifici e schemi prestabiliti di lavoro. Solo di mezzi specifici si deve disporre di: gru, autogru, camion, autocarri, autobetoniere, escavatori, perforatrici, rulli vibranti ecc.

La fase di collaudo inizia già durante i lavori di costruzione e prosegue dopo il termine, si svolgono prove di funzionamento elettriche, test sulle turbine e sulle opere civili. Per ogni turbina si svolgono prove di avvio e di funzionamento continuo per un periodo di almeno 120 ore.

Oltre al collaudo, è molto importante il sistema di monitoraggio e controllo a distanza installato su tutto l'impianto eolico. Questo sistema connette le turbine, la sottostazione e le stazioni meteorologiche a un computer centrale in grado di registrare, ad intervalli

di 10 minuti, tutte le attività svolte e, in caso di malfunzionamenti, di eseguire le eventuali azioni correttive. Questo sistema è chiamato RM&C (Supervisory Control and Data Acquisition) ed è attivo 24 h su 24 h per 365 giorni all'anno.

Accanto al monitoraggio computerizzato, è utile e necessaria la manutenzione delle componenti dell'impianto da parte del personale qualificato (di solito inviato dai fornitori). L'attività di manutenzione è di circa 40 ore all'anno su ogni turbina.

Le operazioni di collaudo, monitoraggio e manutenzione hanno un notevole costo: possono incidere per il 20-25% sul costo del kWh prodotto attualizzato sull'intero periodo di vita di una turbina. I costi complessivi possono essere valutati in 1,2-1,5 centesimi di euro per kWh generato (in futuro l'incremento della taglia delle turbine dovrebbe ridurre tale costo).

4.8. Manutenzione di impianti mini e micro eolici

La manutenzione di impianti eolici di taglia mini e micro è piuttosto ridotta. Bisogna porre molta attenzione agli elementi in movimento che con il tempo possono deformarsi o cedere. E' importante, anche in questo caso, la scelta di prodotti di qualità, una corretta progettazione e una ancor miglior installazione per ridurre gli oneri di manutenzione. I periodi migliori per programmare la manutenzione periodica sono l'inizio e la fine della stagione invernale, ovvero prima e dopo la stagione di maggior producibilità prevista, peraltro corrispondente anche a quella di maggior funzionamento, anche nelle condizioni climatiche più gravose. Questa è una statistica dei guasti più tipici:

Componente	Frequenza di guasto (%)	Fuori servizio (%)
Mozzo	0,6	0,1
Perni pale	14,3	21,2
Generatore	6,1	4,4
Sistema elettrico	7,7	6,4
Sistema di controllo	6,9	1,7
Sensori	8,4	2,0
Moltiplicatore di giri	9,4	32,8
Freno meccanico	3,3	2,5
Idraulica	22,8	11,4
Sistema di imbardata	7,3	6,5
Struttura (palo, torre, fondazioni)	6,3	6,5
Albero	0,0	0,0
Sistema intero	0,0	0,0
Altro	4,5	2,1
Sconosciuti/non dichiarati	2,4	2,1

Figura 4.9: Percentuali dei guasti più tipici di un impianto eolico

Una soluzione costosa ma che permette di svolgere verifiche senza interrompere il funzionamento dell'impianto è costituita dall'impiego di una termo camera: questo strumento permette di misurare non solo la temperatura di funzionamento di alcuni componenti soggetti a surriscaldamento, come i cuscinetti e l'inverter, ma anche di visualizzare punti critici prossimi alla rottura, come nel caso degli innesti delle pale al mozzo centrale.

4.9. Sicurezza degli impianti eolici

L'esercizio e la manutenzione degli impianti eolici (anche micro e mini) vanno eseguiti nel rispetto della sicurezza e delle norme antinfortunistiche. In caso di maltempo, si raccomanda di mantenere distanze opportune dalle strutture metalliche in quanto a rischio di captazione fulmini. Oltre alla consultazione dei manuali, si raccomandano frequenti ispezioni visive, in quanto gli aerogeneratori possono essere facilmente danneggiati, ad esempio, da atti vandalici e, una volta in movimento, potrebbero costituire un serio pericolo.

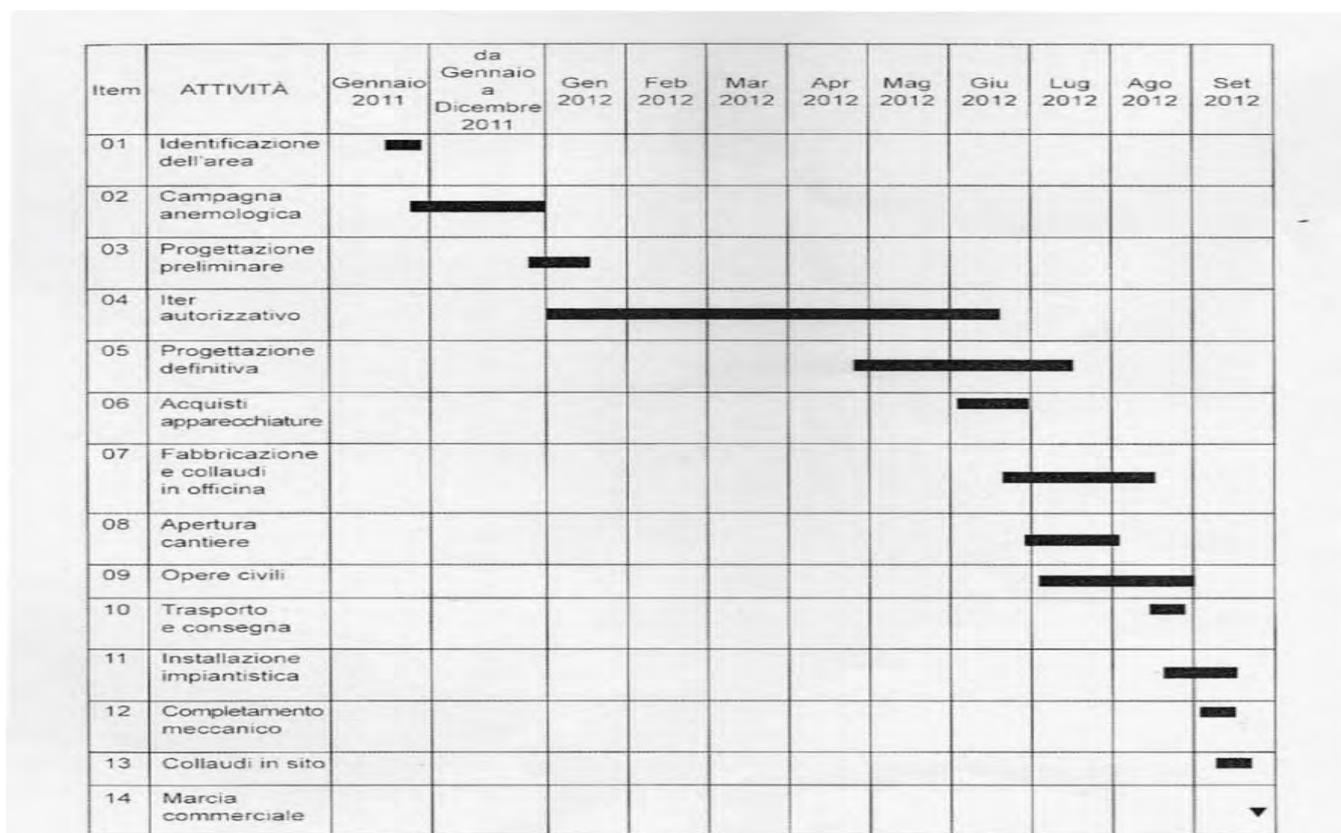


Figura 4.10: Diagramma di Gantt relativo a un impianto eolico

CAPITOLO 5

Impatto ambientale degli impianti eolici

5.1. Significato dell'impatto ambientale

Il settore della produzione di energia è ancora dominato dai combustibili fossili che provocano l'emissione di sostanze inquinanti e cambiamenti climatici. Tali combustibili necessitano di una filiera molto ad elevato impatto ambientale: esplorazione, trasporto, lavorazione, utilizzo e smaltimento. Le turbine eoliche non provocano il degrado dell'ambiente, non necessitano di nessun combustibile e sfruttano una risorsa libera, inesauribile e disponibile su scala locale (il vento). Bisogna comunque valutare eventuali impatti ambientali, seppur minori rispetto ai combustibili fossili, dell'eolico sull'ambiente circostante. E' necessario ricordare e distinguere la parola "impatto" dalla parola "degrado". La Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) è definita come la procedura che assicura che tutti gli impianti di un progetto siano stati identificati e valutati con l'obiettivo di eliminare o minimizzare gli effetti negativi sin dal principio, piuttosto che cercare di contrastarli in fase più avanzata.

5.2. Benefici ambientali – LCA

I vantaggi della tecnologia eolica possono essere evidenziati mediante l'uso di una metodologia chiamata Analisi del Ciclo Di Vita (LCA). Attraverso precisi parametri ambientali si può stimare la quantità di materiale e di energia impiegati e quantificare i possibili effetti ambientali. La LCA definisce un quadro completo delle interazioni con l'ambiente dell'energia eolica basandosi su cinque fasi di analisi:

- Mete e scopi;
- Inventario del ciclo di vita;
- Valutazione dell'impatto del ciclo di vita;
- L'interpretazione;
- LCA usi e strumenti.

Le categorie di impatto usate possono essere il riscaldamento globale, la riduzione dell'ozono in troposfera, l'eutrofizzazione, l'acidificazione, la tossicità per l'uomo, l'ecotossicità e l'utilizzo del territorio.

Per quanto riguarda le performance ambientali dell'energia eolica, la LCA considera le emissioni dirette di realizzazione ma anche la richiesta di energia lungo tutto il periodo di vita dell'impianto. La LCA su un impianto eolico si divide in cinque fasi:

- Costruzione (comprese le materie prime);
- Operazioni in sito (compreso l'assemblaggio);
- Trasporto (compresi i trasporti necessari alla fornitura di materie prime);
- Funzionamento (particolare attenzione alla manutenzione);
- Dismissione (compresi lavori di smontaggio delle turbine).

Attraverso numerose analisi basate sul metodo LCA, si è giunti alla conclusione che la fase di realizzazione degli impianti contribuisce per l'80% alle emissioni. I valori più elevati si registrano durante la costruzione della torre e della navicella. Negli impianti offshore, la fase di realizzazione degli impianti è ancora più importante e contribuisce all'85% delle emissioni e, quindi, degli impatti. Il volume dei rifiuti è uno dei maggiori impatti prodotti, la maggior parte è prodotta durante la fase di ottenimento dei componenti ed è dovuta principalmente all'acciaio necessario per la torre e la fondazione.

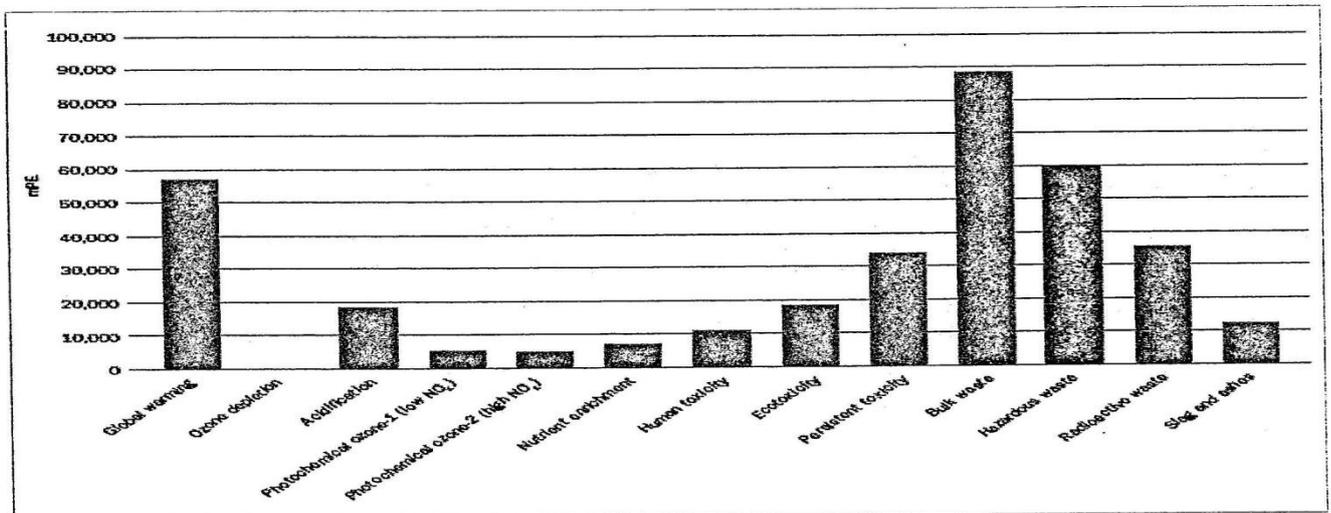


Figura 5.1: Dal grafico degli impatti ambientali di una turbina Vestas da 2 MW si nota che la maggior parte dei rifiuti è prodotta in fase di produzione dei componenti (acciaio per torre)

5.3. Impatto visivo

Il fenomeno dell'impatto visivo è complesso e difficile da definire. Il paesaggio indica un'area, percepita dalla popolazione, le cui caratteristiche sono l'interazione di fattori naturali e/o antropici. L'installazione di turbine attrae l'attenzione e, anche se sono installazioni non permanenti, crea preoccupazione. L'impatto visivo è uno degli ostacoli

maggiori dell'eolico ed è molto soggettivo: alcune persone considerano le turbine esteticamente valide, mentre altre le vedono come oggetti di disturbo. Una ricerca indica che sono preferite poche turbine di grandi dimensioni a tante turbine di piccole dimensioni. In generale, impatto visivo negativo può essere inteso come qualsiasi nuovo elemento che produce una riduzione della qualità visiva di un paesaggio esistente. E' quasi impossibile installare turbine dove non possono essere viste da nessuno e le opposizioni più strenue si verificano nei momenti di installazione dell'impianto. Anche gli impianti eolici offshore hanno un impatto visivo e paesaggistico da considerare.

La necessaria valutazione degli impatti visivi dovuti all'eolico può essere riassunta da questi passaggi:

- Caratterizzare lo stato attuale (attraverso foto);
- Eseguire foto simulazioni e confrontare i diversi layout;
- Fare mappe di intervisibilità (ZTV): individuare aree influenzate dalle turbine e stilare una percentuale di visibilità o un numero di turbine visibili;
- Fatto il ZTV, classificare le varie zone da 2 Km a 7 Km di distanza dall'impianto;
- Nel caso di impianti offshore, classificare gli impatti visivi da una distanza minore di 13 Km dall'impianto fino a oltre 24 Km;
- Nel caso di zone turistiche, eseguire uno studio dei flussi di persone e dei punti di vista panoramici;
- Fare un'analisi di tutte le altre componenti del parco eolico che possono creare impatti visivi negativi;
- Consultare eventuali prescrizioni progettuali degli enti civili e militari preposti alla sicurezza del volo o della navigazione;

Le opere di mitigazione (armonizzare le turbine con l'ambiente circostante) possono essere:

- Usare turbine uniformi per colore e forma;
- Usare torri di sostegno tubolari, neutre ed antiriflesso;
- Limitare disposizioni a "macchia";
- Disporre le turbine uniformemente;
- Ridurre la densità il più possibile;
- Limitare l'uso di segnalatori luminosi e sincronizzare l'intermittenza;
- Ripristinare i luoghi sia dopo la realizzazione che dopo la dismissione;
- Utilizzare barriere verdi e stare distanti da dirupi.

L'effetto dell'ombra (Shadow flicker) causato dalle pale, e percepito dall'osservatore, ha un'area di impatto di circa 300m. E' pratica comune effettuare delle analisi individuando alberi o altri ostacoli che possono ridurre o eliminare tale effetto.

Infine l'occupazione del territorio da parte degli impianti eolici (fra realizzazione e funzionamento) ha un impatto non significativo. La posa in opera delle turbine occupa un territorio da 0,1 a 0,2 ettari per turbina. Grazie allo scarso utilizzo del territorio, l'eolico può convivere con altre attività quali agricoltura e allevamento.

5.4. Impatto ambientale

Per quanto riguarda l'impatto sulla flora, la perdita di vegetazione dipende dall'area interessata e dal tipo di piante presenti. Più il terreno ha un' orografia complessa più sarà necessario l'abbattimento di alberi. Gli impatti maggiori si hanno durante la fase di cantiere. Al termine dei lavori è necessario favorire la ricrescita delle specie autoctone. Per mitigare l'abbattimento della flora è necessario cercare di spiantare e riallocare alberi o arbusti, risistemare e migliorare l'ecosistema presente, separare il suolo superficiale e riutilizzarlo a fine lavori. Per i terreni agricoli si possono realizzare delle piste di accesso e cavidotti interrati.

Un impianto eolico può avere anche impatti sulla fauna, sia in fase di esercizio che di costruzione. I fattori che destano maggiori preoccupazioni sono quelli legati all'effetto dell'eolico sull'avifauna selvatica (uccelli e chiropteri). L'aspetto più studiato è la mortalità degli uccelli migratori: il rischio di collisione diminuisce con l'aumentare della taglia della turbina (minor velocità di rotazione). Da diversi studi eseguiti in Europa si è giunti ad alcune conclusioni: è necessario studiare le rotte migratorie prima di iniziare i lavori di costruzione. In presenza di impianti eolici, alcune specie di uccelli deviano la loro rotta abituale e la mortalità provocata da questi è molto minore di quella provocata da altre cause, come caccia o pesticidi.

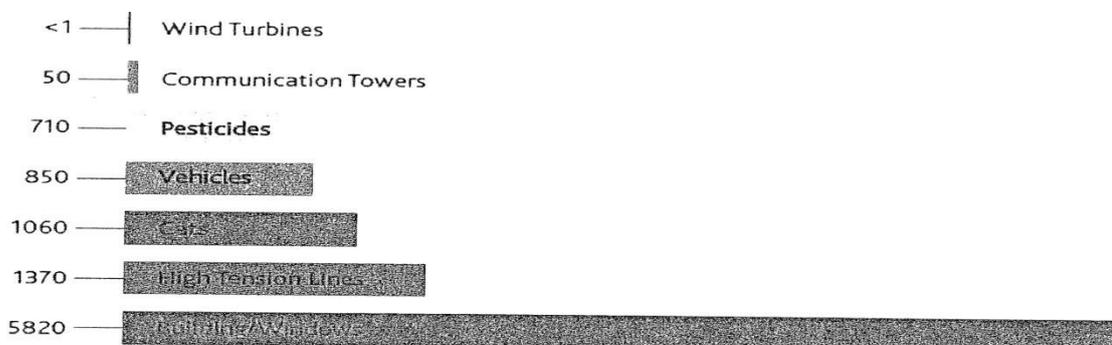


Figura 5.2: Cause di mortalità per l'avifauna: l'impatto con case e finestre è molto maggiore che con le turbine eoliche

Le collisioni con l'avifauna possono avvenire con le turbine, con le stazioni anemometriche, con i tralicci e dipendono dalla stagione, dalle caratteristiche del sito, e dalle situazioni atmosferiche.

La sensibilità acustica dell'avifauna è compresa fra 1 e 5 kHz (molto ristretta rispetto all'uomo). Pertanto il rumore generato dalle turbine e dal vento (che si attesta attorno a 1-2 kHz) ha un'influenza limitata sulle rotte migratorie e sulla mortalità.

Un'altra importante questione è l'effetto barriera provocato dall'impianto eolico su alcune specie. Questo è piuttosto variabile e può essere mitigato con un'attenta osservazione delle rotte migratorie prima e dopo l'esecuzione delle opere. Una possibile operazione di mitigazione può essere l'installazione dell'impianto eolico in zone già caratterizzate da disturbo, come aree intensamente coltivate, pascoli, industrie ecc.

Di particolare interesse è l'impatto dell'eolico sui pipistrelli: ci possono essere delle collisioni con conseguente morte o ferimento. Sono stati svolti degli studi con esiti contrastanti: alcuni evidenziano una mortalità bassa (da 0 a 6 pipistrelli all'anno) altri una molto alta. Non è noto il motivo per cui i pipistrelli non riescano ad evitare le pale: forse attratti da alcune prede che si posano sulle pale, oppure perché scambiano le pale stesse per posatoi. Per mitigare tutto ciò è necessaria una corretta ubicazione dell'impianto (evitare le grotte e i corsi d'acqua) e un'analisi dei flussi dei pipistrelli prima e dopo l'installazione dell'impianto.

Infine, per le specie come rettili, anfibi e mammiferi si deve porre particolare attenzione alla realizzazione di nuove strade, specialmente se asfaltate: possono impedire la migrazione o lo spostamento e possono attrarre i rettili con il loro calore.. Alcune prevenzioni possono essere la riduzione del limite di velocità per le auto e la creazione di tunnel sotterranei per gli animali.

5.5. Impatto acustico

Come tutti i macchinari con parti in movimento, anche gli impianti eolici producono rumore. Le moderne turbine producono molto meno rumore rispetto agli anni '80. L'eolico produce 2 tipi di rumore: aerodinamico (prodotto dalle pale in rotazione) e meccanico (prodotto dalle parti elettromeccaniche). La trasmissione del rumore può avvenire per via aerea oppure propagarsi lungo la struttura e poi nell'aria. Le moderne tecnologie riducono l'impatto acustico con alcuni metodi come la riduzione della

velocità delle pale, l'uso del pitch control (regolazione del passo) che permette di variare la portanza e l'uso (nella navicella) di materiali fono isolanti. Nonostante tutto, il rumore percepito ad una certa distanza dagli aerogeneratori è molto basso e inferiore a molti altri rumori quotidiani (traffico, lavori, elettrodomestici ecc.). A circa 350 metri di distanza le emissioni acustiche che si percepiscono sono circa 35-45 decibel (come un frigorifero in funzione). Per legge, i rumori devono essere misurati ma, come nel caso dell'impatto paesaggistico, la percezione è soggettiva. La valutazione, realizzata da tecnici acustici, parte da uno studio prima di eseguire i lavori per giungere ad una valutazione preventiva dei livelli di rumore emessi in cantiere ed in fase di esercizio. Non esistono normative internazionali che indicano valori massimi consentiti. Per esempio in Italia abbiamo:

- Limiti di emissione: valore massimo che può essere emesso da una sorgente sonora;
- Limite di immissione: valore massimo di rumore che può essere immesso da una o più sorgenti sonore nell'ambiente abitativo. Per esempio, in aree particolarmente protette il limite va da 35 a 50 dB (A), mentre in aree esclusivamente industriali è dai 65 ai 70 dB (A).

Per valutare l'impatto acustico in fase di esercizio di un impianto eolico si usano software specifici che, attraverso modelli che usano algoritmi di calcolo sofisticati, realizzano una dettagliata mappatura acustica dell'area oggetto di studio. Inoltre, è necessario tener conto di alcuni aspetti:

- Differenze di propagazione del suono in base ai venti;
- La morfologia del terreno;
- Differenze di quota fra aerogeneratori;
- Presenza di ostacoli e azioni di mascheramento prodotta da livelli sonori creati dal vento o dal rumore ambientale di sottofondo.

Infine, le azioni che si possono fare per mitigare l'impatto acustico, seppur poco rilevante, sono le seguenti:

- Posizionare le turbine ad una distanza minima dai recettori;
- Seguire le migliori tecniche gestionali per la riduzione del rumore in fase di costruzione;
- Mantenere le turbine in buone condizioni di funzionamento;
- Chiudere accordi con i proprietari/occupanti dei recettori sensibili;

- Ricordare che l'impatto acustico del minieolico è maggiore: le pale girano a velocità maggiore e, dato l'uso domestico, sono solitamente più vicine ad abitazioni.

5.6. Impatto sui segnali elettromagnetici

Gli impianti eolici possono interferire sui segnali elettromagnetici in vari modi. Innanzitutto le interferenze possono dipendere dalle caratteristiche delle pale, dal ricevitore di segnale, dalla frequenza del segnale e dal tipo di propagazione d'onda. La torre, le pale e il generatore sono gli "elementi di disturbo". Per evitare che la torre e le pale ostruiscano o riflettano le onde, si utilizzano materiali di costruzione, o rivestimento, sintetici non metallici.

Più dettagliatamente, l'eolico può interferire su:

- Sistemi radar: il segnale viene riflesso o distorto dalle pale;
- Sistemi a microonde: essendo collegamenti wireless, la valutazione del disturbo causato può essere fatto tramite appositi software che calcolano la Zona di Fresnel (una delle infinite ellissoidi che definiscono il volume di radiazione di un'onda elettromagnetica);
- Telecomunicazioni: la trasmissione del segnale (analogica o digitale) può essere modificata (segnali d'ombra o variazioni continue).

Le uniche opere di mitigazione possono essere lo spostamento o eliminazione di eventuali turbine, l'aggiunta di ulteriori trasmettenti o amplificatori di segnale ed eseguire un'analisi preliminare.

5.7. Impatto del trasporto dei componenti

Gli impatti dovuti al trasporto dei componenti sono limitati alla fase di cantiere. Per la valutazione di tali impatti e la loro mitigazione si può procedere in questo modo:

- Identificare il punto di origine (sede di produzione turbine ecc.);
- Scegliere il percorso migliore per arrivare e annotare le caratteristiche (pendenza, limitazioni, condizioni manto stradale ecc.);
- Definire gli interventi di adeguamento da apportare alla viabilità, anche in base ai materiali e alle dimensioni dei componenti;
- Valutare, mediante specifico software, l'incremento del flusso di veicoli sulla viabilità interessata dal trasporto;

- Individuare le migliori tecnologie e modalità di trasporto (carrelli modulari semoventi, autoarticolati, rimorchi speciali);
- Adattare le caratteristiche dei mezzi a quelle della viabilità;
- Stabilire percorsi alternativi del traffico per decongestionare i tratti critici;
- Operare interventi di mitigazione di ingegneria naturalistica contro l'erosione e per il consolidamento (piantagione di alberi, palificazione, gradonatura ecc.).

Si possono anche eseguire degli interventi di mitigazione mirati alla fasi di cantiere:

- Rimuovere gli strati fertili del terreno in condizioni di moderata umidità, tali da non compromettere la struttura fisica del suolo;
- Non mescolare gli strati fertili del suolo con rifiuti;
- Accatastare il terreno fertile in luoghi idonei;
- Non rimuovere il terreno nei pressi delle radici degli alberi;
- Stoccare in maniera accurata tutti i materiali e sostanze nocive per l'ambiente;
- Reimpiantare, ove è possibile, le zone disboscate;
- Dopo i lavori, pulire l'area e ricostruire le canalizzazioni di scolo delle acque superficiali.

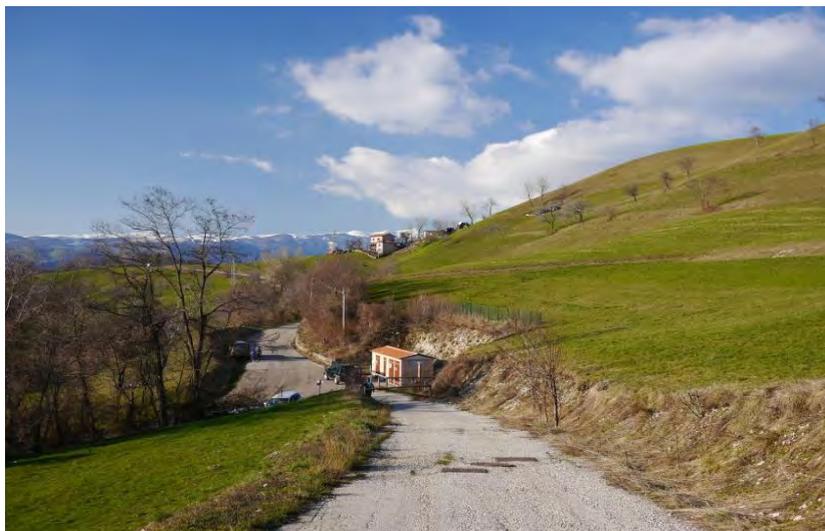


Figura 5.3: La strada di accesso all'impianto eolico di Badia Calavena (Verona) è stata modificata per permettere il passaggio dei componenti più grandi.

5.8. Impatto su aria, acqua e suolo

In fase di esercizio, gli impianti eolici, non producono emissioni alteranti il clima. Gli effetti sulla qualità dell'aria sono positivi e gli unici impatti negativi sono concentrati nella fase di costruzione. L'emissione di polveri nell'atmosfera è causata dalla movimentazione di

mezzi e dagli scavi in cantiere. Si possono verificare danni alla fauna, alla vegetazione, e delle emissioni di polveri fini (PM10 e PM2,5).

In generale, partendo dalla documentazione tecnica dell'Agenzia statunitense per la protezione ambientale (US – EPA), la produzione di polveri dipende dall'area del cantiere, dal traffico veicolare, dalle condizioni climatiche e può essere calcolata con:

$$E = k \left(\frac{S}{12} \right)^a \cdot \left(\frac{W}{3} \right)^b ;$$

dove E è il fattore di emissione specifico (g/Km), S percentuale di superficie con polveri di dimensioni inferiori a 75 pico metri, W peso medio dei veicoli e k,a,b costanti empiriche.

Includendo anche le emissioni di polveri in cantiere, la quantità tollerabile di particelle in sospensione è di circa 2,69 mg/ettaro/mese di attività. Complessivamente si può definire la formula: $E_{tot} = E_p + E_s$ dove E_{tot} è l'emissione totale di polveri PM10 nell'intero periodo di cantierizzazione, E_p è l'emissione di polveri PM10 dalle piste non impermeabilizzate e E_s è l'emissione di polveri PM10 dalle opere di scavo e movimentazione terre.

Possiamo mitigare l'emissione di queste polveri limitando il traffico dei veicoli, migliorare il manto stradale, trattare la superficie di lavoro e usare acqua per lavare i mezzi.

Per quanto riguarda l'impatto sulle acque superficiali e profonde, ci possono essere delle contaminazioni sia in fase di cantiere che di esercizio. Per prima cosa è necessario uno studio preliminare dei corpi idrici (geografia e morfologia, qualità acque, flora e fauna). Successivamente, è bene mitigare il degrado della qualità dell'acqua che può essere causato da:

- Acqua di prima pioggia che viene in contatto con elementi che si trovano nei piazzali degli insediamenti produttivi;
- Contaminazione delle acque di pioggia o generazione di acque di lavaggio o di processo nelle aree tecniche dell'impianto;
- Modifiche temporanee di alcune direttrici di scorrimento delle acque;
- Errata individuazione degli acquiferi e di aree di ricarica.

Anche suolo e sottosuolo possono essere modificati dall'installazione dell'impianto eolico e per minimizzare gli impatti è bene:

- Definire un quadro generale dell'area interessata dalla realizzazione dell'impianto (geografia e geologia);
- Fare un'analisi amministrativa (analizzare gli strumenti di pianificazione esistenti);
- Individuare i potenziali impatti;
- Cercare di evitare sbancamenti dei pendii più esposti (denudamento ed erosione).

5.9. Impatto dei rifiuti solidi e pericolosi

La produzione di rifiuti può avvenire sia in fase di produzione che di esercizio. La maggior parte dei rifiuti solidi deriva dall'attività di escavazione, dalla demolizione di strutture pre-esistenti e dallo sversamento accidentale di oli lubrificanti, combustibili, fluidi di lavaggio e vernici. Per mitigare l'impatto dei rifiuti solidi, soddisfatte le normative vigenti, è utile reimpiegare i materiali stoccati temporaneamente in deposito (i depositi devono rispettare delle normative di ubicazione e di installazione). Per mitigare lo sversamento di liquidi inquinanti è necessaria la realizzazione di vasche di contenimento e l'uso di lubrificanti biodegradabili. Infine, si può attuare una raccolta differenziata, vietare la dispersione nel terreno di qualsiasi sostanza e il disfarsi di residui in cantiere.

5.10. Impatto sul patrimonio archeologico ed architettonico

Soprattutto in Italia, l'ubicazione dell'eolico deve tener conto di luoghi turistici, monumenti, siti archeologici e riserve naturali. Gli impatti indiretti sono le alterazioni ad un sito archeologico, ad una risorsa architettonica o ad un luogo di fede (posizionare l'impianto modificando la percezione visiva, creando rumore o riducendo l'accessibilità). Gli impatti diretti sono le modifiche ad un sito o ad una struttura dovute alla realizzazione dell'impianto. Attraverso lo studio delle fonti, di ricognizioni aeree e di indagini preventive è possibile eseguire una mappatura del rischio archeologico.

5.11. Impatti socio-economici

La costruzione di un impianto eolico può avere degli effetti positivi sulla società:

- Crea posti di lavoro;
- Crea una nuova attrazione per i turisti;
- Migliora la viabilità di alcune zone;
- Migliorie su attività terziarie, commerciali, sulla tassazione e sulle entrate a favore dei proprietari di terreni.

Ci sono anche degli aspetti controversi:

- Forze di lavoro esterne possono creare pressioni alla società in termini di servizi e ricettività;
- La riduzione del valore dei terreni ed abitazioni ad una certa distanza dalle turbine.

Per mitigare questi impatti è necessario coinvolgere più possibile la comunità locale.



Figura 5.4: La pala eolica di Badia Calavena (Verona) è diventata un'attrazione turistica

5.12. Impatto del campo elettromagnetico sulla salute

La presenza di un campo elettromagnetico è tipica di un impianto eolico in fase di esercizio e può provocare effetti a breve termine ed altri a lungo termine. Tali disturbi sono ancora oggetto di studio. Tutte le parti elettriche sono fonti di emissione elettromagnetica e soggette ad alcune normative: la legge quadro 22 febbraio 2006 (tutela salute lavoratori), D.P.C.M. 8 Luglio 2003 (limiti di esposizione) e il Decreto 29 Maggio 2008 (limite di induzione magnetica in prossimità di luoghi pubblici ed abitazioni).

	<i>Campo magnetico</i> [μT]	<i>Campo elettrico</i> [kV/m]	<i>Note</i>
Limiti di esposizione	100	5	
Valore di attenzione	10	–	Da verificarsi in luoghi abitati in permanenza (maggiore di 4 ore)
Obiettivo di qualità	3	–	

Figura 5.5: I limiti di esposizione al campo magnetico ed elettrico

Più nello specifico, le parti che possono generare emissioni elettromagnetiche sono:

- Gli aerogeneratori;
- Le linee elettriche di collegamento tra aerogeneratori;

- Le cabine di smistamento MT/MT interne all'area di impianto;
- Le linee elettriche principali di collegamento dell'impianto alla rete di distribuzione dell'energia elettrica;
- Le sottostazioni elettriche di trasformazione MT/AT per il collegamento alla rete di distribuzione dell'energia elettrica.

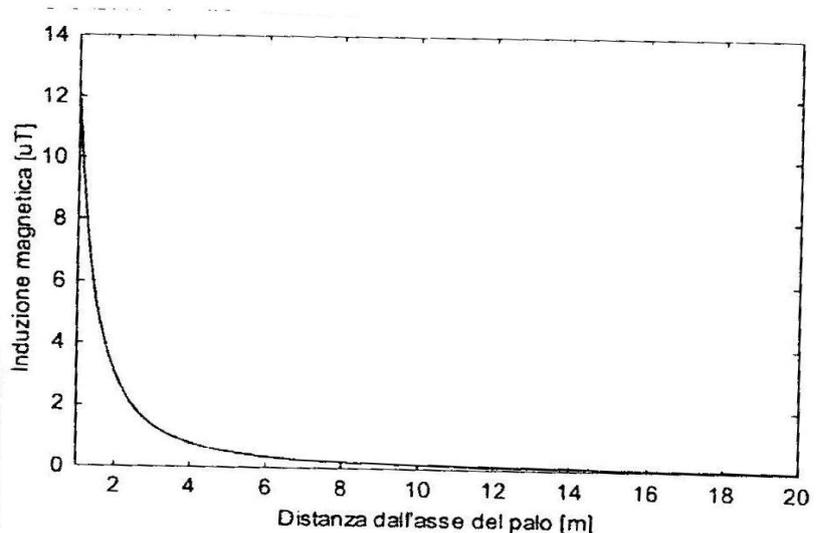
Tutte le componenti dell'impianto devono essere costruite nel massimo rispetto delle normative:

- Aerogeneratori, generatori, trasformatori e linee di trasporto devono essere realizzati secondo le linee guida IEC 61400-21;
- Ci devono essere sistemi di sicurezza per confinare i campi elettrici;
- Ci devono essere sistemi di sicurezza per confinare i campi elettromagnetici (per esempio i cavi tripolari ad elica, isolati con polietilene reticolato e schermati con guaina di PVC).

Oltre alle buone pratiche di costruzione, si possono usare degli algoritmi per la previsione del campo elettrico e magnetico partendo da ipotesi semplificative (ad esempio funzionamento a potenza nominale, conduttori circolari con diametro costante e lunghezza infinita ecc.). Queste metodiche hanno un errore del 10% circa. L'emissione elettromagnetica da parte degli aerogeneratori è dovuta ai cavi tripolari di potenza ed ai trasformatori. La corrente sui cavi di potenza genera un campo magnetico intorno all'aerogeneratore. Deve essere calcolata la distribuzione di induzione magnetica attorno a ciascun aerogeneratore.

Nella figura successiva è riportato un esempio di andamento previsto dell'induzione magnetica in prossimità del palo:

Figura 5.6:
Andamento
dell'induzione
magnetica generata
dalle linee di discesa
all'interno degli
aerogeneratori



5.13. Impatti vari sulla salute

- Caduta di ghiaccio (soprattutto dalle pale): usare pellicole anti-ghiaccio, sistemi termici, considerare fasce di rispetto per le persone, utilizzo di segnali di pericolo, limitare l'uso delle turbine in periodi freddi e istruire il personale;
- Rottura delle pale: la traiettoria di caduta dipende dalle dimensioni, dalla velocità del vento, dalle sollecitazioni e dalla posizione delle pale. I sistemi di controllo attuali sono tali da annullare la possibilità di rotture. Nel caso di atti vandalici è sempre opportuno creare delle fasce di protezione in caso di cadute;
- Incendio: legato ai lavori durante la fase di cantiere o da scintille causate da cattiva manutenzione. Si devono sempre fare piani di valutazione del rischio incendio e istituire una collaborazione diretta con i vigili del fuoco.
- Elettrocuzione: fenomeni causati da componenti elettriche mal funzionanti o da fulmini. Sono necessarie buone pratiche di progettazione e una corretta formazione degli addetti.

5.14. Impatto degli impianti offshore

Gli impianti offshore hanno caratteristiche più complesse a causa dell'ambiente marino in cui sono realizzati.

Rispetto ad un impianto on-shore, l'impatto visivo di un impianto offshore può essere:

- Minore perché l'impianto è realizzato distante dalla costa;
- Maggiore perché l'impianto può modificare la vista di zone di elevato interesse paesaggistico.

Gli elementi che possono disturbare l'impatto visivo possono essere le dimensioni dell'area dell'impianto, il layout, le vie di accesso, la presenza di imbarcazioni per la costruzione, la forma e l'ubicazione di altre componenti dell'impianto.

L'impatto acustico provoca disturbo specialmente agli animali marini (propagazione del suono sotto il livello del mare). Si possono calcolare le emissioni acustiche dalle caratteristiche della turbina e dal tipo di fondazione necessaria. Il rumore può essere prodotto in fase di costruzione o dismissione dell'impianto e gli effetti sulla fauna marina dipendono dalla capacità di adattamento della specie. E' necessaria una collaborazione fra ingegneri e biologi per ottenere importanti informazioni riguardo le specie marine e la loro tolleranza di Decibel. Di seguito è riportata una tabella che

riporta le distanze minime a cui si sono mantenute le specie durante la sua realizzazione.

<i>Specie</i>	<i>Distanza minima [m]</i>
Salmoni	1400
Merluzzi	5500
Pleuronectidi (es. sogliole)	100
Delfini	4600
Focene	1400
Foche	2000

Figura 5.7: Distanze minime dall'impianto per alcune specie

Per ridurre al minimo l'impatto acustico è necessario l'uso di materiali fonoassorbenti, eseguire lavori progressivi e recintare la zona di lavoro. E' stato registrato, infatti, che specie come i merluzzi dell'Atlantico possono avvertire il rumore delle turbine, funzionanti e con venti a 8 – 13 m/s, sino a 25 Km di distanza. Inoltre, imbarcazioni di medie dimensioni (usate per la costruzione/dismissione) possono emettere suoni ad una frequenza tra 20Hz e 10kHz e livelli di pressione sonora tra 130 e 160 dB ad 1 metro di distanza.

I campi elettromagnetici, nell'impianto offshore, sono generati dai lunghi fili di corrente sottomarini. L'elettricità che passa sotto l'acqua genera campi elettromagnetici che possono disturbare quegli animali che usano il campo magnetico della terra per orientarsi.

L'installazione di piattaforme e tubature può modificare l'habitat dei benthos (organismi acquatici che vivono in relazione con il fondo marino) ed incrementare le specie locali di pesce a causa del conseguente divieto di pesca nell'area circostante..

Infine, gli impianti eolici possono essere una certa minaccia per gli uccelli marini:

- Collisioni;
- Perdita di habitat temporaneo;
- Perdita di habitat a lungo termine;
- Effetto barriera durante le migrazioni.

I dati su questo impatto sono ancora scarsi..

5.15. Benefici ambientali degli impianti mini e micro eolici

Per quanto riguarda la quantità di energia spesa per costruire l'impianto eolico, per impianti di taglia mini/micro si può assumere un valore medio del 20% del costo totale della realizzazione (materiali, montaggi, ingegneria, messa in esercizio). Si può quindi ritenere che l'energia consumata per realizzare l'impianto sarà restituita nel tempo necessario a ripagare questo 20% che, suddiviso negli anni di vita operativa dell'impianto, fornirà il guadagno energetico.

Riguardo alle emissioni in ambiente evitate, la stima si effettua considerando, per lo stesso valore di energia generata, le emissioni tipiche di un impianto alimentato a combustibile responsabile dell'effetto serra moltiplicate per un fattore di correzione. Tale fattore di correzione è formato da componenti multipli che considerano l'intermittenza del vento, la disponibilità e le perdite degli aerogeneratori. Il rapporto ExternE dell'Unione Europea lo valuta in 0,3 per l'Italia. Le formule di emissione evitate può essere così espressa:

$$\text{CO}_2 \text{ anno} = 0,3 \times P \times h$$

dove 0,3 = fattore di correzione, P = potenza generata, h = ore di funzionamento per anno.

Tutte queste valutazioni non costituiscono un valore economico di riscatto all'interno del business plan, tuttavia apportano un alto valore etico/ambientale al progetto, poiché mirano a promuovere iniziative di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e ad accrescere la sensibilità ambientale. Il metodo più comune consiste nell'indicare, nel caso di generazione alimentata da fonti rinnovabili, l'equivalente in alberi per emissioni di CO₂ evitate rispetto a una convenzionale. Comunemente si considera che un albero urbano di grossa taglia fissa circa 150 kg di CO₂ nell'atmosfera, sia attraverso l'immobilizzazione diretta del legno mediante la fotosintesi, sia indirettamente per le minori emissioni correlate alla sua azione regolatrice sul microclima. Si può pensare che 1 kW da fonte rinnovabile equivalga all'azione di 6 alberi per 30 anni. L'equivalenza si ottiene anche considerando che per produrre 1 kW di elettricità occorrono 0,00022 tonnellate (0,22 Kg) equivalenti di petrolio.

CAPITOLO 6

L'eolico e le leggi

6.1. Le norme internazionali e comunitarie

Come tutti gli impianti, anche quelli di generazione eolica sono soggetti a specifiche autorizzazioni, che possono variare in base a dimensione, capacità produttiva e impatto paesaggistico. Una volta redatto il progetto di massima e il relativo piano di impresa o business plan, prima di procedere è necessario intervistare i principali enti preposti al rilascio delle autorizzazioni per conoscere i loro regolamenti e la loro predisposizione.

Senza entrare nel dettaglio, è bene sapere alcune normative legate al settore eolico e al suo rapporto con tecnologie, ambiente e paesaggio:

- Protocollo di Kyoto alla Convenzione - quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici: misure atte a ridurre le emissioni di gas ad effetto serra nei paesi industrializzati per il periodo successivo l'anno 2000. Adottato l'11 dicembre 1997, l'Unione Europea l'ha ratificato il 31 Maggio 2002. L'Italia è impegnata a ridurre le proprie emissioni di gas-serra al 93,5% dei valori del 1990;
- Libro Bianco (1996): sicurezza dell'approvvigionamento, diversificazione delle fonti, indipendenza energetica, apertura al mercato dell'energia, miglioramento dell'efficienza, sviluppo delle fonti rinnovabili e tutela dell'ambiente.
- European Strategic Energy Technology Plan (22 novembre 2007): collaborazione con la ricerca, promozione di meccanismi più efficaci per la realizzazione, diffusione più capillare delle tecnologie, maggiore mobilità delle risorse finanziarie e maggior collaborazione internazionale;
- Direttiva 85/337/CE del 27 giugno 1985: disciplina la procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) di determinati progetti di opere od interventi, pubblici e privati;
- D.P.C.M. (3 settembre 1999): l'ingresso degli impianti eolici nella normativa italiana, per essi occorrerà valutare caso per caso la necessità di sottoporli a VIA;
- Rete Natura 2000 richiesta dalla Direttiva 92/43/CE del 21 maggio 1992: conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche;

- Direttiva 96/92/CE recepita con il decreto legislativo 16 marzo 1999: norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, sancisce la liberalizzazione del mercato elettrico in Italia e ne definisce le linee generali di riassetto;
- Direttiva 2001/77/CE: gli Stati membri devono individuare i propri obiettivi di incremento della quota dei consumi interni lordi da soddisfare con le rinnovabili;
- Direttiva 2001/42/CE (27 giugno 2001): valutazione degli effetti di determinati piani e programmi sull'ambiente. Obiettivi da conseguire come il consumo più efficiente di energia ed un sistema di mezzi di trasporto più pulito ed equilibrato;
- Direttiva 2009/28/CE: sostegno alle azioni di sviluppo regionali e nazionali, migliori prassi tra iniziative locali e regionali in materia di produzione di energia da fonti rinnovabili, promozione al ricorso ai fondi strutturali e sulla produzione energetica decentrata, minori distanze di trasporto, coesione sociale attraverso la creazione di posti di lavoro a livello locale ecc;
- Piano di Azione Nazionale (PAN): impone il raggiungimento, entro il 2020, di coprire con energia da fonti rinnovabili il 17% dei consumi lordi nazionali. Disegna le principali linee d'azione: la governante istituzionale e le politiche settoriali. Per quanto riguarda l'eolico, il PAN prevede al 2020 una potenza complessiva installata pari a 16 GW, per una produzione stimata di circa 24 TWh all'anno;
- Piano Energetico Nazionale (PEN): considera gli obiettivi da raggiungere nel risparmio/ diversificazione dell'energia e nella protezione dell'ambiente. Analizza gli inconvenienti di impatto ambientale riferibili all'uso delle diverse fonti rinnovabili: impatto paesaggistico, alterazione dell'habitat ecc. Infine, definisce gli strumenti da adottare nell'adeguamento delle normative, dei controlli, degli incentivi, delle politiche fiscali e tariffarie e degli aspetti istituzionali;
- Decentramento legislativo/amministrativo (articolo 30 del D.Lgs.n. 112/1998): trasferisce le competenze tecnico-normative alle Regioni che dovevano: elaborare criteri tecnici per la manutenzione, emanare norme per la certificazione degli edifici, assistere gli Enti locali nel controllo sul risparmio energetico e assicurare la formazione di operatori;
- Libro Bianco: individua, per ciascuna fonte rinnovabile, gli obiettivi che devono essere conseguiti per ottenere le riduzioni di emissioni di gas serra che la delibera CIPE attribuisce alle fonti rinnovabili;
- Legge costituzionale 18 ottobre 2001: ridistribuisce fra Stato e Regioni la competenza legislativa riguardante "produzione, trasporto e distribuzione nazionale dell'energia", riserva allo Stato il solo compito di dettare i principi fondamentali.

6.2. L'impatto ambientale

L'impatto ambientale sta diventando l'unico ostacolo all'installazione di nuovi impianti eolici. La Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) definisce schematicamente il percorso tecnico e burocratico da svolgere per un impianto eolico.

- E' un procedimento che deve essere rispettato dalla P.A. prima di autorizzare particolari interventi produttivi di effetti sull'ambiente;
- Si individuano, descrivono e valutano gli impatti diretti ed indiretti di un progetto sull'uomo, sulla fauna, la flora, il suolo, l'acqua, l'aria ed il clima;
- Proponente: colui che propone il progetto e commissiona l'opera;
- Autorità amministrativa competente: principale rappresentante dell'Amministrazione Pubblica;
- Enti cooperanti: gli enti pubblici che, pur in maniera minore, hanno comunque competenze speciali o giurisdizionali nell'ambito territoriale sotto studio;
- Cittadini: hanno il diritto di avere ogni informazione riguardo la procedura di VIA.

L'Atto di indirizzo e coordinamento ha fissato le condizioni, i criteri e le norme per l'applicazione della procedura VIA da parte di Regioni e Province autonome di Trento e Bolzano:

- Previsione di una fase preliminare di indagine: si decide se il progetto vada sottoposto a VIA o meno, si raccolgono dati e informazioni più significative ottenendo in tal modo un quadro molto generale del problema;
- Descrizione: si descrive il progetto specificando il livello in cui si trova. Lo studio tecnico si perfeziona attraverso studi di fattibilità, progetti di massima e progetti esecutivi;
- Individuazione di alternative e di varianti: si possono individuare alternative strategiche, di processo o strutturali, di localizzazione, per minimizzare gli effetti negativi oppure zero (non realizzare l'opera);
- Analisi, individuazione, stima e valutazione degli impatti: situazione dell'ambiente, flora e fauna prima e dopo la realizzazione dell'opera (argomento già trattato precedentemente);
- Individuazione di misure di mitigazione e di compensazione (argomento già trattato precedentemente);
- Redazione e pubblicazione di un documento iniziale: illustra le modalità con cui sono stati eseguiti i passi sopra descritti ed i risultati a cui si è pervenuti. Documento sintetico e redatto in linguaggio comprensibile;

- Inchiesta pubblica: enti locali o categorie sociali sono invitate ad esprimere osservazioni e critiche al documento proposto;
- Pubblicazione documento finale e decisione: dopo l'inchiesta pubblica, ed eventuali approfondimenti, si decide circa la fattibilità del progetto;
- Verifica a posteriori o monitoraggio: strumento di verifica a posteriori degli effetti legati alla decisione;
- Auditing delle azioni: confronto fra i risultati del monitoraggio e le previsioni fatte nelle precedenti fasi dello studio;
- Decreto legislativo 29 dicembre 2003: autorizzazione unica per la costruzione ed esercizio delle centrali per la produzione di energia elettrica mediante lo sfruttamento di fonti rinnovabili.

6.3. Normative regionali

In assenza di Linee Guida Nazionali per il corretto inserimento degli impianti eolici nel territorio, le Regioni italiane hanno sviluppato i propri regolamenti per rispondere alle numerose richieste di autorizzazione e preoccupazioni. In alcuni casi, il risultato è stato una normativa che indicano al proponente una normativa dettagliata ed adeguata ai principi dell'ordinamento giuridico comunitario e nazionale; in altri, purtroppo, il lavoro finale ha evidenziato superficialità, incompetenza giuridica nonché restrizioni e vincoli non giustificati. Purtroppo esistono notevoli differenze tra i regolamenti delle diverse Regioni e non si è raggiunta ancora la sperata uniformità e razionalizzazione delle procedure di autorizzazione. Infine, ulteriori difficoltà sono sorte in seguito agli interventi degli organi di giudizio regionali (TAR) e nazionali (Corte Costituzionale), i quali hanno più volte censurato le Linee Guida Nazionali.

6.4. Procedimento per l'inserimento dell'eolico nel paesaggio

Come già scritto nei capitoli precedenti, l'installazione di un impianto eolico deve rispettare vincoli energetici, territoriali, burocratici ed ambientali. Nell'Allegato 4 delle Linee Guida nazionali sono definiti in maniera specifica i criteri da seguire nella progettazione, nello studio di impatto ambientale, nella realizzazione e nella gestione e dismissione degli impianti eolici per minimizzare o annullare i potenziali impatti su ambiente e paesaggio. Questi sono i punti principali:

- Impatto visivo ed impatto sui beni culturali e sul paesaggio: temi già trattati precedentemente, l'impianto eolico dovrebbe diventare una caratteristica stessa del paesaggio contribuendo al riconoscimento delle sue specificità attraverso un rapporto coerente con il contesto;
- Analisi inserimento nel paesaggio: analisi del territorio effettuate attraverso una attenta e puntuale ricognizione e indagine degli elementi caratterizzanti e qualificanti il paesaggio, effettuata alle diverse scale di studio (vasta, intermedia e di dettaglio) in relazione al territorio interessato alle opere e al tipo di installazione prevista. E' prevista la definizione di un'area di visibilità dell'impianto, la considerazione di altri impianti, sopralluoghi, documentazioni fotografiche e la stesura di una cartografia, inserendo le localizzazioni proposte per simulare l'effetto paesaggistico;
- Impatto su flora e fauna (argomenti già trattati in precedenza);
- Analisi delle interazioni geomorfologiche: vengono richieste informazioni riguardo alla localizzazione delle pale, la viabilità esistente, ai tratti di strade esistenti da adeguare, alle strade da realizzare, al tracciato del collegamento alla rete elettrica nazionale, alla rete elettrica esistente e alle cabine da realizzare;
- Analisi della fase di cantiere: devono essere indicati i percorsi utilizzati per il trasporto dei componenti dell'impianto fino al sito, le dimensioni massime delle parti e i relativi mezzi di trasporto;
- Interferenze sonore ed elettromagnetiche: effettuare rilevamenti fonometrici al fine di verificare l'osservanza dei limiti indicati nel D.C.P.M. del 14-11-1997;
- Interferenze elettromagnetiche ed interferenze sulle telecomunicazioni: nel caso di nuove linee AT, eseguire una relazione tecnica di calcolo del campo elettrico e di induzione magnetica che metta in luce il rispetto dei limiti della legge 22 febbraio 2001 n.36;
- Incidenti: fornire opportuna documentazione attestante la certificazione degli aerogeneratori secondo le norme IEC 61400 e valutare la gittata massima degli elementi rotanti in caso di rottura accidentale;
- Termine vita utile dell'impianto e dismissione: procedere alla dismissione dell'impianto e ripristino del sito in condizioni analoghe allo stato originario.

CAPITOLO 7

Analisi economica e finanziaria

7.1. Analisi economica

I principali elementi che incidono sull'economia di un impianto eolico sono i costi di investimento, i costi di gestione e manutenzione, la produzione di energia elettrica, i meccanismi di incentivo o di finanziamento, la vita della turbina e il tasso di sconto.

Innanzitutto, non è sufficiente conoscere la velocità media del vento in un sito per stimare la quantità di energia elettrica; occorre anche conoscere l'intera distribuzione del vento nel tempo. Il calcolo della producibilità può essere espresso nella funzione integrale:

$$E = T \int P(v) f(v) dv$$

dove E = energia prodotta in un anno, l'integrale va da 0 alla velocità di cut off (oltre la quale non c'è più generazione), T = numero di ore in un anno (24x365 = 8760), P(v) = potenza prodotta come da caratteristiche del costruttore dell'aerogeneratore, f(v) = distribuzione della frequenza della velocità del vento nel sito di installazione, dv = differenziale della variabile di integrazione. L'energia è espressa in kWh. La curva di potenza dell'aerogeneratore dovrà essere corretta in funzione densità dell'aria che dipende dalle caratteristiche altimetriche e dalla temperatura del sito di installazione. Si è già visto nei capitoli precedenti che per i campi eolici devono essere inseriti fattori correttivi aggiuntivi che considerano gli effetti scia e interferenza tra un aerogeneratore e l'altro.

I costi capitali di un progetto eolico sono dominati dalla scelta della turbina: questi incidono mediamente per circa il 76% sul totale.

Figura 7.1:
Ripartizione
percentuale dei
costi capitali di
un impianto
eolico

	Percentuale [%]
Turbine	75,6
Fondazioni	6,5
Opere elettriche	1,8
Connessione alla rete	8,9
Sistemi di controllo	0,3

(segue)

Il costo per kW installato è di circa 1000-1500 € e può variare molto da un paese all'altro.

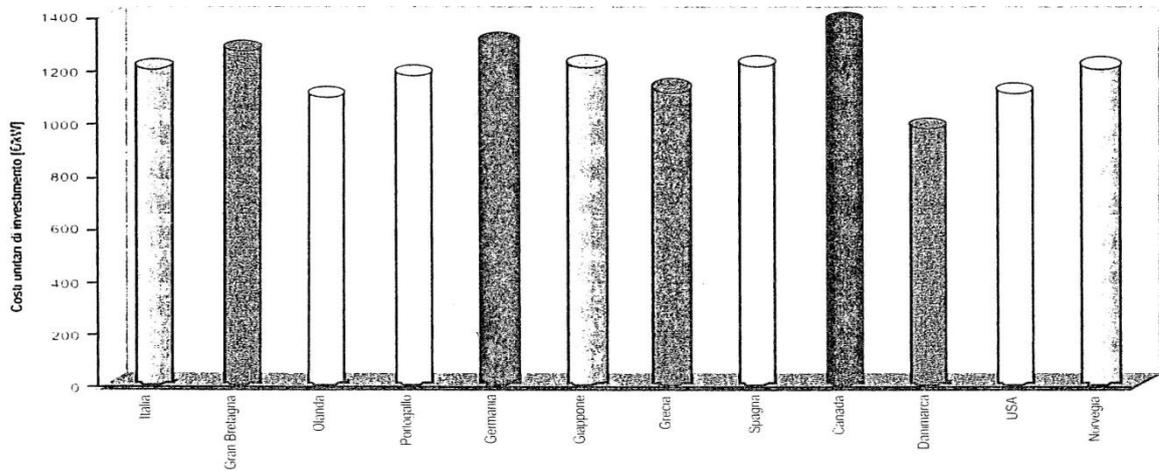


Figura 7.2: Costi unitari totali di investimento in varie aree geografiche (primeggiano Canada, Germania e Gran Bretagna)

Negli ultimi anni si è riscontrato l'aumento della taglia delle turbine, l'aumento dell'efficienza, della produzione energetica e la riduzione dei costi di investimento. Tutto questo ha portato che le macchine sopra il MW di potenza hanno una quota di mercato sopra il 95%.

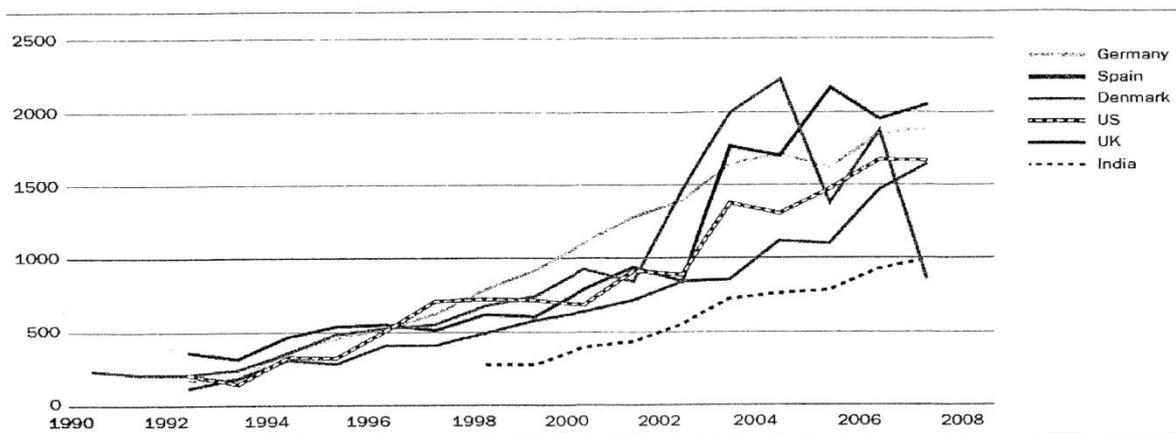


Figura 7.3: Evoluzione della taglia media delle turbine sui principali mercati internazionali nel periodo 1990 – 2008 (fondazioni e connessione alla rete) in varie aree geografiche

I costi delle turbine (nel periodo 1989-2004) sono diminuiti del 30%.

I costi di gestione e manutenzione incidono per il 20-25% sul costo del kWh prodotto attualizzato sull'intero periodo di vita delle turbina. Questo valore è circa 10-15% all'inizio dell'operatività della turbina e può salire fino al 30-35% verso la fine. Nella gestione e manutenzione rientrano voci come l'assicurazione, la manutenzione ordinaria, i costi straordinari, i costi amministrativi, i costi di affitto dei terreni, i costi di fornitura dell'energia elettrica ecc. Con l'incremento della taglia delle turbine anche questi costi possono diminuire, inoltre i produttori stanno cercando di ridurre i costi sviluppando modelli che richiedano minori interventi di controllo periodico programmato.

Il costo totale per kWh prodotto è calcolato normalizzando i costi di investimento e gestione manutenzione sull'intera vita della turbina e dividendoli per la produzione annua di energia elettrica. Negli ultimi anno il costo medio per un impianto in area con buone condizioni di vento è passato da 0,092 €/kWh a 0,053 €/kWh.

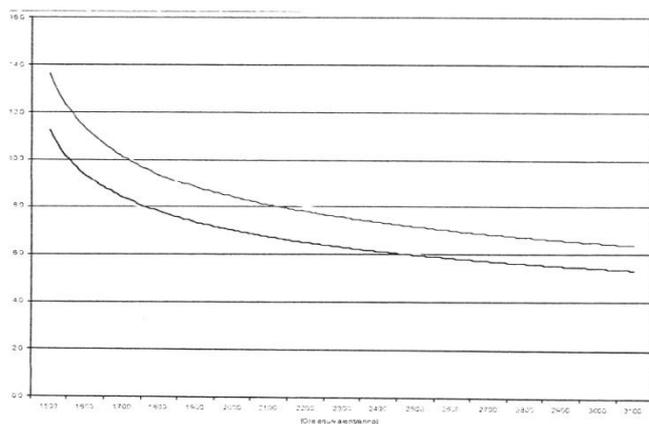


Figura 7.4: Andamento dei costi unitari di produzione in funzione del regime

Per quanto riguarda gli impianti offshore, la potenza complessiva di un impianto in mare aperto è pari all'1,2% circa della potenza eolica installata a livello mondiale. Il 98,8% degli impianti offshore sono concentrati in Europa nel Mare del Nord e nel Mar Baltico. Questa tipologia di impianti sono ancora del 40-50% più cari di quelli su terra ma, grazie ai vantaggi dovuti a migliori condizioni di vento e minori impatti visivi, il settore è in forte espansione. Analizzando i costi, le principali differenze con gli impianti on-shore sono riconducibili al maggior costo delle fondazioni, delle stazioni di trasformazione e degli studi di impatto ambientale.

	<i>Percentuale [%]</i>
Turbine (compresi trasporto e posa in opera)	49
Fondazioni	21
Stazione di trasformazione e cavo sottomarino di collegamento alla costa	15
Cavi sottomarini di collegamento tra le turbine	5
Progettazione e gestione	6
Studio di impatto ambientale	3
Varie	1

Figura 7.5: Ripartizione percentuale dei costi capitali di un impianto eolico offshore

Per gli impianti minieolici, invece, il costo per le macchine ad asse orizzontale varia tra i 2000 ed i 6000 €/kW mentre per quelle ad asse verticale un po' di più. Il costo dell'energia risulta variabile tra 0,1 e 0,3 €/kWh. Ha un peso rilevante, nella scelta dell'impianto, la tariffazione e il tipo di utilizzo.

Non bisogna dimenticare che, a livello economico, le autorità locali beneficiano di royalties sulla produzione di energia elettrica e di affitti pagati dai produttori per l'occupazione dei terreni.

Analizzando i costi dell'energia prodotta con fonti fossili dobbiamo tener conto del costo del combustibile, del costo delle emissioni di CO₂, dei costi di gestione e manutenzione e dei costi capitali. Ipotizzando a questo proposito 2 scenari:

- Scenario 1: petrolio 59 \$/barile, carbone 1,6 €/GJ, gas naturale 6,05 €/GJ e CO₂ evitata 25 €/t;
- Scenario 2: petrolio 118 \$/barile, carbone 2,4 €/GJ, gas naturale 12,1 €/GJ e CO₂ evitata 35 €/t;

Mettendo a confronto:

- Da una parte una centrale termoelettrica a carbone ed una centrale a gas a ciclo combinato con un periodo di vita di 40 anni e fattore di carico del 75%;
- Dall'altra parte un impianto eolico.

Si perviene ai seguenti risultati:

- Scenario 1 : i costi di generazione dell'energia eolica sono superiori di oltre il 30% rispetto alle tecnologie convenzionali;
- Scenario 2: i costi dell'energia eolica sono inferiori a quelli delle centrali a gas e solo 10% superiori a quelli delle centrali a carbone.

Per impianti con migliori condizioni di vento, l'eolico produce l'elettricità meno cara. Il costo del barile di petrolio è molto variabile (guerre, crisi ecc.) mentre nell'eolico, al contrario, i costi a kWh generato si mantengono mediamente costanti. In molti paesi si sta intraprendendo la strada dell'internazionalizzazione dei costi ambientali e sociali: tutto questo renderebbe l'energia eolica più economica delle fonti fossili.

7.2. Ingegneria applicata alla finanza

Gli impianti eolici, come la maggior parte degli altri impianti alimentati da fonti rinnovabili, hanno alti costi di costruzione e bassi costi di gestione. Per l'eolico, gli incentivi sono concentrati quasi totalmente sulla produzione energetica.

La finanza di progetto (project finance) è lo strumento di ingegneria finanziaria principale per la costruzione di impianti eolici. Una volta solo pochi istituti finanziari erano interessati al settore eolico, le transazioni erano semplici e molto gravose per i proprietari e per gli investitori. Dopo la metà degli anni '90, con il forte sviluppo dell'energia alternativa, la tendenza si è invertita. Gli ingenti e interessanti investimenti hanno attratto compagnie energetiche, investitori istituzionali, banche commerciali e di investimento. Grazie a questo, negli anni si sono sviluppate diverse strutture di finanziamento che si differenziano tra loro per la struttura del capitale e per i soggetti coinvolti. Rispetto alle tradizionali fonti di finanziamento dell'impresa (corporate finance), ove particolare attenzione viene posta sulle capacità patrimoniali dei suoi promotori, nel project finance l'unico asset (valori materiali e immateriali a utilità pluriennale facenti capo ad una proprietà) a protezione degli interessi dei finanziatori è rappresentato dalla validità tecnico-economica e dalla redditività e flussi di cassa del progetto.

La struttura tipica di un progetto prevede la creazione di una società di scopo (Special Purpose Company o Special Purpose Vehicle), costituita nella forma giuridica di S.r.l. o di S.p.a. La creazione della SPC serve per mantenere separati gli assets del progetto da quelli dei soggetti proponenti l'iniziativa e di canalizzare il flusso di cassa ai creditori secondo un ordine di priorità coincidente con quello finanziario. Altri soggetti coinvolti possono essere i finanziatori, il gestore, i fornitori e i clienti/mercato.

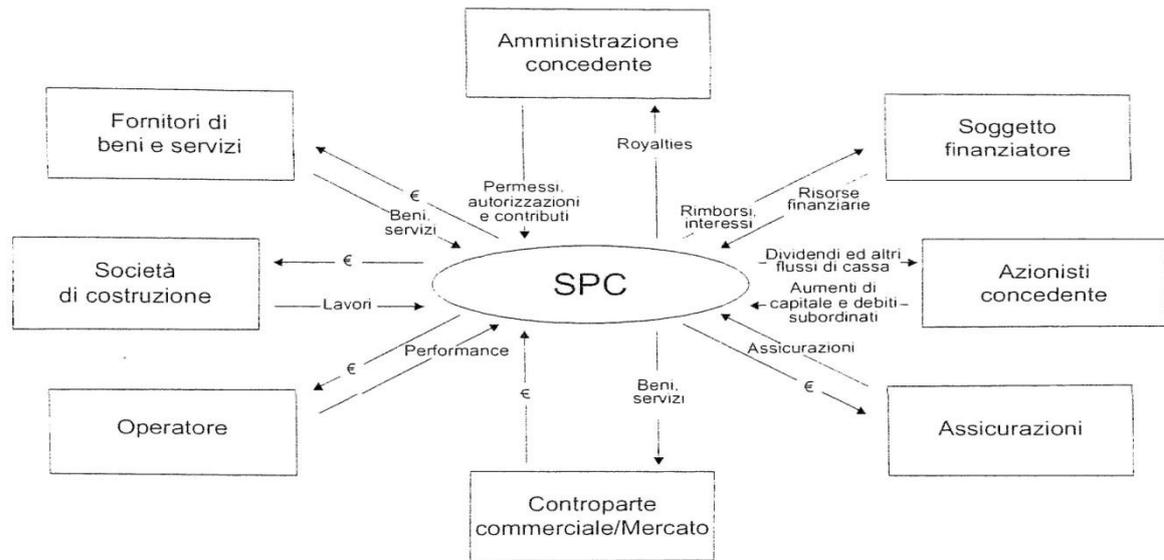


Figura 7.6: Struttura tipica di un project finance

La SPC viene finanziata sia da capitali di equità (azioni), fornito da promotori e pari al 25-30%, il rimanente da capitale di debito ottenuto da un pool di banche. C'è da dire che la percentuale di capitale finanziato (capitale di debito) dipende dalle entrate previste e si basa sui valori statistici di stima della producibilità energetica dell'impianto. Le principali fonti di finanziamento sono le banche, le obbligazioni, il finanziamento all'esportazione, il leasing e i cofinanziamenti. Durante questo periodo, gli investitori devono realizzare i lavori secondo i progetti approvati, presentare le fatture, comunicare periodicamente informazioni tecniche, eseguire una copertura assicurativa, avvisare il finanziatore in caso di rinuncia e non può avviare altre linee di debito.

Una volta richiesto il finanziamento e prima della sua approvazione:

- Studio della fattibilità tecnica ed economica: acquisizione di tutti gli aspetti relativi al progetto e valutazione (da parte del finanziatore o da tecnici specializzati) della qualità, bancabilità e rischiosità;
- Istituzione di un unico soggetto responsabile delle attività di ingegneria e di realizzazione dei lavori (general contractor);
- LA SPC deve stipulare un accordo con i fornitori di turbine che devono garantire il corretto funzionamento nel tempo dei loro prodotti;
- Security package: gestione e valutazione della rischiosità del progetto attraverso indicatori numerici come il Loan Life Cover Ratio, il Project Cover Ratio, l'Annual

Debt Service Cover Ratio, il Valore Attuale Netto (VAN) e il Tasso Interno di Rendimento (TIR).

Un'altra possibilità di finanziamento, motivata dal ruolo sempre più importante nel settore eolico delle grandi compagnie, è quella di utilizzare per la costruzione dell'impianto fondi propri: portfolio financing. Il portafoglio è un insieme di impianti che viene proposto ai diversi soggetti finanziatori, le turbine sono diffuse geograficamente e sono modelli diversi così da evitare il rischio di simultanee condizioni non ottimali di vento.

Va infine detto che le banche, generalmente, sono scarsamente propense al rischio ed esprimono spesso preoccupazione sulle iniziative proposte perché, in caso di insuccesso, questo si potrà ripercuotere sull'immagine della banca, anche se questa non corre alcun rischio finanziario. Nella maggior parte dei casi, di norma, è meglio rivolgersi a una banca vicina all'impresa, presente da tempo e radicata nel territorio, che conosca a fondo rischi e limiti dell'area in termini di sviluppo economico e sociale.

7.3. Supporti ed incentivi

Le politiche ambientali sono passate dalla regolazione all'uso di strumenti economico-finanziario, migliorando gli standard qualitativi della tutela ambientale.

Nel settore delle energie rinnovabili, si è passati all'uso di strumenti di sostegno economico e finanziario, anche di natura normativa, diretti (tassazione ambientale), indiretti (incentivi, aiuti e premi) e negoziali (accordi volontari, eco-gestione, permessi di inquinamento), tipici della moderna concezione di finanza pubblica.

Vediamo qualche esempio:

- Legislatori nazionali: a seguito della sottoscrizione del Protocollo di Kyoto del 1997, i legislatori hanno affidato la disincentivazione dell'uso di combustibili fossili e l'incentivazione di quelli a basso contenuto, a strumenti come la Carbontax. Questo sistema ha riscontrato molte difficoltà e si è passati a strumenti di intervento indiretto come gli incentivi.

	<i>Prezzo</i>	<i>Quantità</i>	<i>Indiretti</i>
Politiche nazionali			
<i>Sostegno all'investimento</i>	Incentivi all'investimento Sgravi fiscali Bassi interessi/Prestiti agevolati	Bandi di gara per la concessione di finanziamenti Mercato dei certificati (es. Certificati Verdi, Renewable Portfolio Standards)	Tasse ambientali Semplificazione delle procedure autorizzative
<i>Sostegno alla generazione</i>	Tariffe fisse incentivate (FIT) Premi fissi	Bandi di gara per la stipula di contratti a lungo termine	Tasse di connessione, costi di bilanciamento
Accordi volontari			
<i>Sostegno all'investimento</i>	Azionariato popolare Apporti di capitale		Accordi volontari
<i>Sostegno alla generazione</i>	Tariffe verdi		

Figura 7.7: Classificazione dei meccanismi di supporto

Come si vede dallo schema, esistono due tipi di sostegno alla generazione dell'energia elettrica: le tariffe fisse incentivate o un premio fisso in aggiunta al prezzo dell'energia che una istituzione di un governo, una compagnia elettrica o un distributore è obbligato a pagare per l'energia prodotta. Nel primo caso la tariffa è fissa; nel secondo è fisso il premio e, quindi, il prezzo totale a kWh prodotto è variabile in funzione del prezzo dell'energia elettrica. E' possibile valutare il successo o meno dei meccanismi di supporto e incentivazione attraverso l'efficacia (rapporto tra energia elettrica generata in un dato intervallo di tempo e le potenzialità della tecnologia utilizzata), l'efficienza economica (confronta il livello di supporto con i costi di generazione), la credibilità e la riduzione dei costi nel tempo. La più alta efficacia è stata raggiunta nei paesi dove è presente la tariffa incentivata.

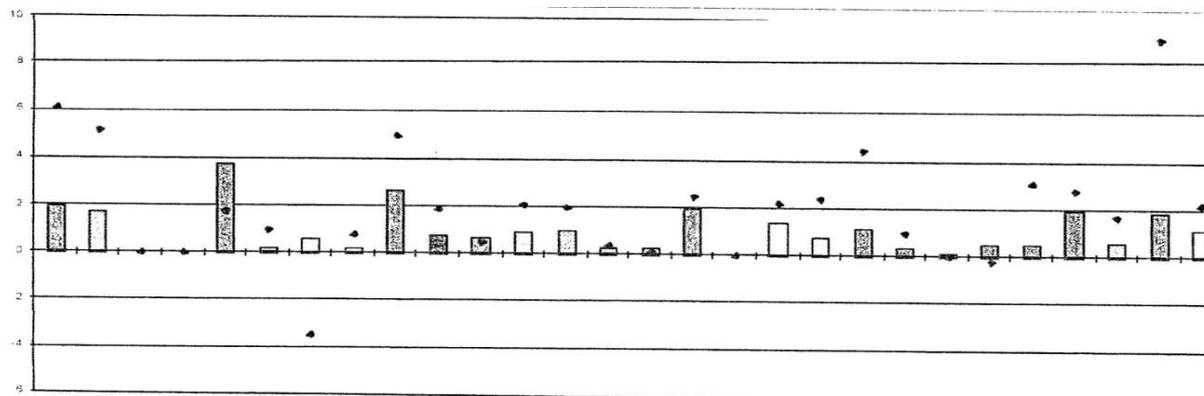


Figura 7.8: Efficacia dei meccanismi di supporto ed incentivo nei Paesi dell'UE27 nel periodo 1998-2005

- Certificati Verdi (titoli negoziabili): sono la nuova struttura di incentivazione delle fonti rinnovabili, dopo la liberalizzazione del settore dell'energia disciplinata dal decreto legislativo 16 Marzo 1999. Il decreto Bersani imponeva un obbligo agli operatori che immettevano in rete più di 100 GWhe/anno che almeno il 2% dell'elettricità fosse proveniente da impianti a fonti rinnovabili entrati in esercizio o ripotenziati, limitatamente alla producibilità aggiuntiva, in data successiva al 01/04/1999. Tale obbligo è stato incrementato dello 0,35% annuo dal 2004 al 2006 e dello 0,75% annuo dal 2007 al 2012.

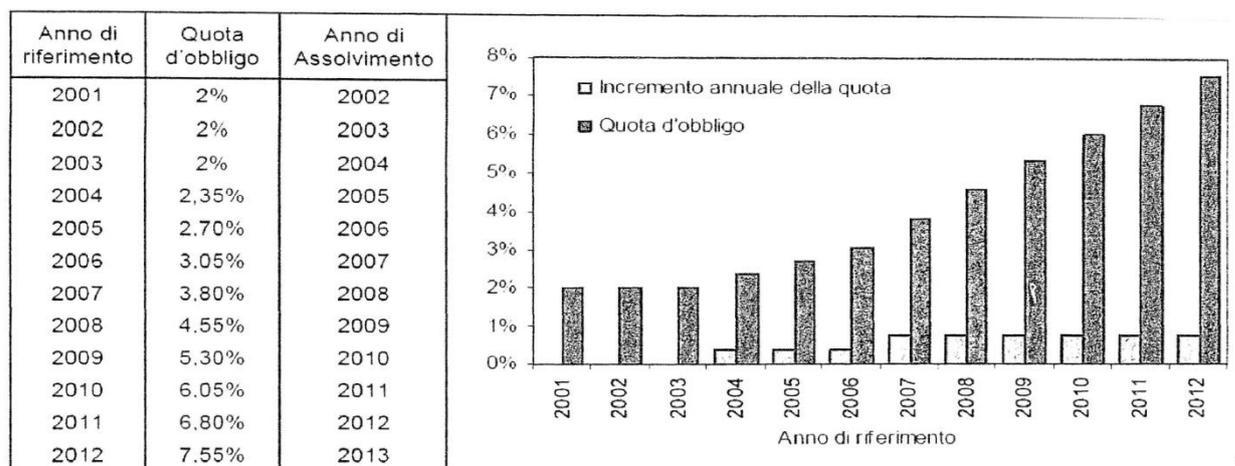


Figura 7.9: Incremento annuale della "quota d'obbligo" introdotta dal D.Lgs. n.79/1999

- Legge Finanziaria 2008: si introducono alcune modifiche riguardo all'incentivazione dell'energia prodotta da impianti a fonte rinnovabile. Per gli impianti entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007 il periodo di incentivazione mediante Certificato Verde ha una durata di 15 anni. A partire dal 2008 i Certificati Verdi hanno un valore pari ad 1 MWh e sono emessi dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) in numero pari al prodotto della produzione netta di energia moltiplicata nel caso dell'eolico per un coefficiente unitario per impianti eolici di taglia superiore a 200 kW e per un coefficiente pari a 1,5 per impianti offshore;
- Articolo 13 del decreto legislativo 29 dicembre 2003: per poter accedere ai Certificati Verdi o alla tariffa omnicomprensiva è necessario prima richiedere al GSE il riconoscimento della qualifica di impianto alimentato da fonti rinnovabili (IAFR), che viene rilasciata una volta accertati i requisiti previsti. Dopo il 30 Giugno 2009, ricevono CV solo gli impianti che non beneficiano di incentivi pubblici (nazionali, locali o comunitari) in conto energia, conto capitale o conto interessi con capitalizzazione anticipata. I produttori ricevono il provento derivante dalla

vendita del CV in aggiunta al prezzo di vendita dell'energia generata. I CV possono essere contrattati direttamente fra i proprietari degli impianti stessi e gli operatori interessati, oppure servendosi dell'apposito mercato creato del Gestore del Mercato Elettrico (GME).

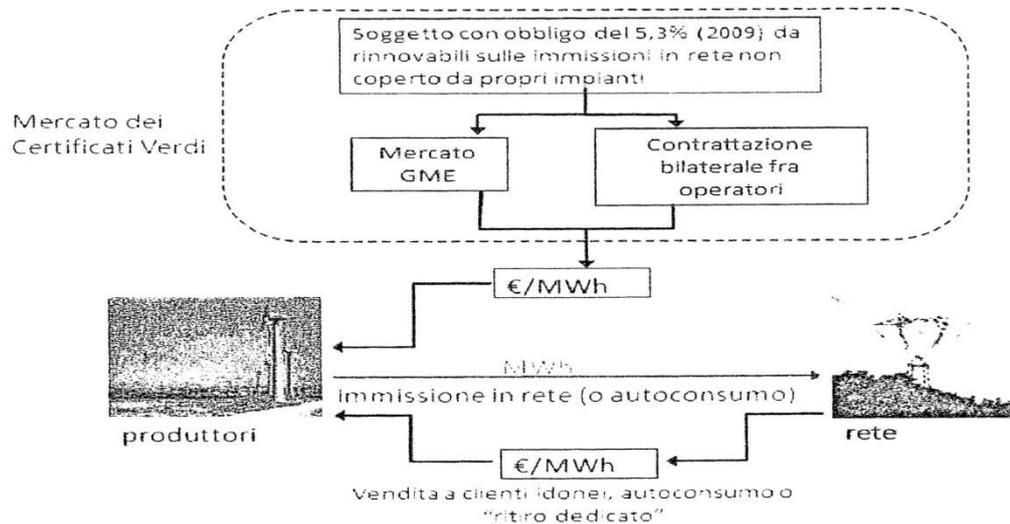


Figura 7.10: Schema di funzionamento del mercato dei CV

Il GME organizza il mercato dei CV: possono partecipare al mercato, come acquirenti o venditori, il GSE, i produttori nazionali ed esteri, gli importatori di energia elettrica, i clienti grossisti e formazioni associative previa domanda al GME ed ottenimento della qualifica di operatore di mercato. Il mercato del GME garantisce liquidità, trasparenza e sicurezza. Le sessioni si svolgono con cadenza settimanale, attraverso negoziazione continua. I CV sono collocati sul mercato dal GSE ad un prezzo riferito al MWh elettrico pari alla differenza tra il valore di riferimento, fissato in sede di prima applicazione in 180 €/MWh, ed il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica. Nel caso in cui l'impianto non produca effettivamente energia in quantità pari o superiore ai certificati emessi ed il produttore non sia in grado di restituire i certificati ottenuti in eccesso, il GSE compensa la differenza trattenendo CV relativi ad eventuali altri impianti, nella titolarità del medesimo produttore, per il medesimo anno. In mancanza di certificati sufficienti per l'anno di riferimento, il GSE può effettuare la compensazione anche sulla produzione dell'anno successivo a quello nel quale si è generato il debito. In mancanza di tale ulteriore possibilità di compensazione, il GSE si avvale della fideiussione bancaria a suo favore;

- Tariffa omnicomprensiva: ne beneficiano esclusivamente gli impianti entrati in funzione dopo il 31 dicembre 2007, aventi potenza nominale media annua non superiore a 200kW (caso eolico). Questa tariffa è di 0,30 €/kWh, per un periodo di 15 anni. La tariffa è detta omnicomprensiva perché, a differenza dei CV che sono riconosciuti sulla base dell'energia netta prodotta, e quindi, premiano anche l'eventuale quota di produzione auto consumata, il suo valore include sia la componente incentivante che quella relativa alla remunerazione derivante dalla vendita dell'energia immessa nella rete elettrica, cioè la TO è riconosciuta in funzione della sola energia netta immessa in rete. Sino al termine del periodo di incentivazione dunque, la TO costituisce l'unica fonte di remunerazione. Terminato il periodo di incentivazione permane la possibilità di valorizzare l'energia elettrica prodotta;
- Articolo 2 ed allegato A del D.M. 18 dicembre 2008: sono definiti gli interventi impiantistici che hanno diritto agli incentivi e le equazioni per il calcolo. Si può operare sul potenziamento, rifacimento totale, rifacimento parziale, riattivazione e su impianti ibridi;
- Certificati RECS (Renewable Energy Certificate System): programma internazionale, ideato nel 2000 e finanziato dall'Unione Europea, volto alla promozione, al riconoscimento e al sostegno economico del valore ambientale dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili attraverso la commercializzazione volontaria di certificati standard. I certificati RECS sono titoli che attestano la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile per una taglia minima pari a 1 MWh nell'arco dell'anno di emissione, i quali favoriscono la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile dagli impianti che altrimenti non avrebbero le condizioni economiche per continuare a produrre energia "verde". Anche gli RECS sono titoli negoziabili, che hanno vita autonoma rispetto all'energia che rappresentano: vengono scambiati su un "mercato dedicato" e hanno prezzi variabili che si formano su questo mercato. I clienti finali non partecipano a questi scambi (non comprano fisicamente il certificato) bensì acquistano, tramite i loro contratti verdi, energia certificata RECS con un piccolo sovrapprezzo, calcolato in modo da consentire il funzionamento del sistema. E cioè il controvalore necessario a coprire il costo della certificazione e l'annullamento del certificato al momento in cui l'energia alla quale si riferisce viene consumata. Mediante il loro consumo, l'acquirente finanzia l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili testimoniando il suo impegno a favore dell'ambiente. I RECS in Italia sono rilasciati dal GSE, hanno validità fino ad eventuale richiesta di annullamento e contengono informazioni sulle fonti di energia e sul tipo di tecnologie applicate

per la produzione, consentendo agli acquirenti di scegliere le energie rinnovabili che ritengono di sostenere;

- POIN Energia (Programma Operativo Internazionale): è un programma di sostegno finanziario per l'incentivazione della quota di energia rinnovabile prodotta e del risparmio energetico in regioni come Sicilia, Calabria, Puglia, Campania, Basilicata, Molise, Abruzzo e Sardegna. E' addizionale rispetto ad altri regimi;
- Fondo Rotativo di Kyoto: erogazione di finanziamenti da concedersi a sostegno delle misure finalizzate all'attuazione del Protocollo di Kyoto e della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici. E' previsto un sostegno all'installazione di impianti di potenza nominale installata compresa tra 1 e 200 kWp e per progetti pilota di ricerca e sviluppo di nuove tecnologie e di nuove fonti di energia a basse emissioni o ad emissioni zero di gas ad effetto serra. Il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare è titolare del Fondo e ha affidato alla Cassa Depositi e Prestiti S.p.a., le attività di gestione ed in particolare della fase di raccolta, istruttoria preliminare e istruttoria economico-finanziaria delle istanze di ammissione ai benefici erariali;
- Ritiro dedicato: modalità semplificata a disposizione dei produttori per il collocamento sul mercato dell'energia elettrica immessa in rete, alternativa ai contratti bilaterali o alla vendita diretta in borsa. Il produttore deve presentare una apposita istanza ed a sottoscrivere una convenzione con il GSE. E' prevista la possibilità di richiesta per impianti eolici con produzione annua inferiore a 2 GWh. Per l'accesso al regime di ritiro dedicato il produttore riconosce al GSE un corrispettivo per il recupero dei costi amministrativi pari allo 0,5% del controvalore della remunerazione dell'energia ritirata, fino a un massimo di 3500,00 € all'anno per impianto. Per un impianto di potenza nominale superiore a 50 kW il produttore riconosce al GSE un ulteriore corrispettivo per il servizio di aggregazione delle misure attualmente pari a 3,72 €/ per impianto. Per gli impianti connessi alla rete elettrica in bassa o media tensione il GSE riconosce al produttore il corrispettivo per il servizio di trasmissione dell'energia elettrica attualmente pari a 0,00388 €/kWh. Per l'energia elettrica immessa in rete e oggetto della convenzione, il GSE riconosce al produttore, per ciascuna ora, il prezzo di mercato riferito alla zona in cui è collocato l'impianto. Per gli impianti di potenza attiva nominale fino a 1 MW sono stati definiti prezzi minimi garantiti. Per esempio per 50000 kWh annui abbiamo 101,8 €/MWh mentre per oltre 1000000 kWh fino a 2000000 kWh annui 75,0 €/MWh. Generalmente il ritiro dedicato è un tipo di vendita indiretta dell'energia eolica consigliabile per gli impianti che immettono in rete una quantità di energia sistematicamente superiore al proprio fabbisogno;

- Scambio sul posto: valorizza l'energia immessa in rete secondo un criterio di compensazione economica con il valore dell'energia prelevata dalla rete. Queste condizioni sono più vantaggiose del ritiro dedicato poiché permettono di remunerare l'energia immessa in rete al valore di mercato dell'energia più il costo unitario variabile dei servizi, associato alla propria bolletta di fornitura, per la quantità di energia elettrica scambiata. La disciplina si applica dall'1 gennaio 2009 ai soggetti richiedenti che abbiano la disponibilità o titolarità di impianti eolici di potenza fino a 20 kW (o 200kW se entrati in esercizio dopo il 31 dicembre 2007). Ai fini del calcolo del contributo, da determinarsi su base annua solare, viene presa in considerazione la quantità di energia elettrica scambiata con la rete, il controvalore in euro dell'energia elettrica immessa in rete e il valore in euro dell'onere di prelievo sostenuto per l'approvvigionamento dell'energia prelevata dalla rete. Il contributo erogato dal GSE all'utente dello scambio sul posto prevede il riconoscimento del valore minimo tra l'onere energia e il controvalore in euro dell'energia immessa in rete e il ristoro dell'onere servizi limitatamente all'energia scambiata con la rete.

CAPITOLO 8

Possibili soluzioni realizzative degli impianti eolici

8.1. Impianti in isola

Gli impianti autonomi in isola (stand-alone o grid isolated/off) non prevedono la connessione alla rete di distribuzione elettrica; tutta l'energia generata viene accumulata in gruppi di accumulatori, che a loro volta alimentano le utenze direttamente in corrente continua, o attraverso un inverter per quelle in alternata. Il limite è rappresentato dal costo delle batterie di accumulatori di tipo stazionario (almeno il 20% in più di un impianto connesso alla rete) e dalla loro durata, limitata solo ad alcuni anni, che comporta la loro periodica sostituzione con i relativi costi.

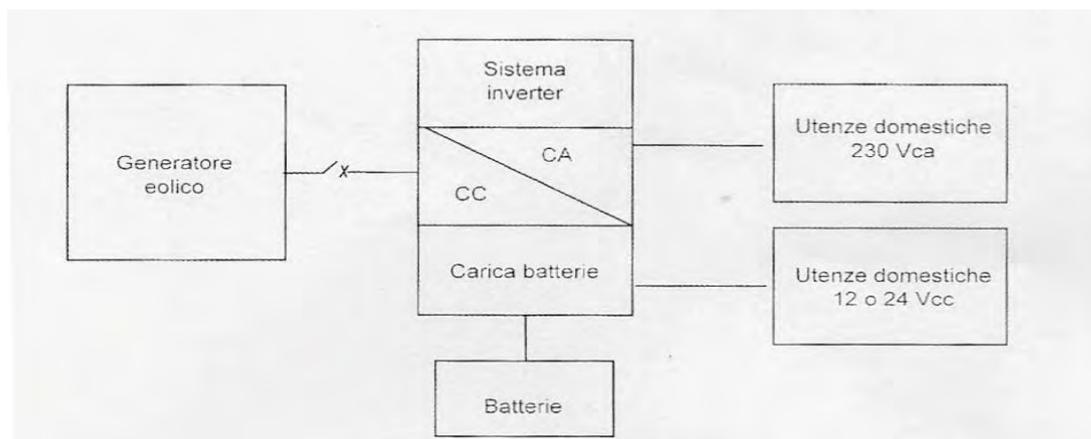


Figura 8.1: Schema impianto a isola

8.2. Impianti connessi in rete per lo scambio sul posto

Questi impianti prevedono che tutta l'energia generata sia resa disponibile sull'impianto del produttore stesso, che ne diventa così anche l'utente e che la può cedere, sfruttando un unico punto di connessione alla rete. L'energia generata passa attraverso un sistema di inverter che integra il sistema di controllo dell'impianto e la restituisce alla frequenza/potenza richiesta alla consegna. L'apparecchiatura di misura, a carico del gestore di rete, dovrà essere idonea per il conteggio bidirezionale. Questo è l'impianto idoneo per le taglie uguali o inferiori a 20 kW, sfrutta la possibilità di consumare l'energia autoprodotta e di cederla quando in eccesso alla rete, che virtualmente la accumula e la restituisce automaticamente come credito sulla bolletta elettrica.

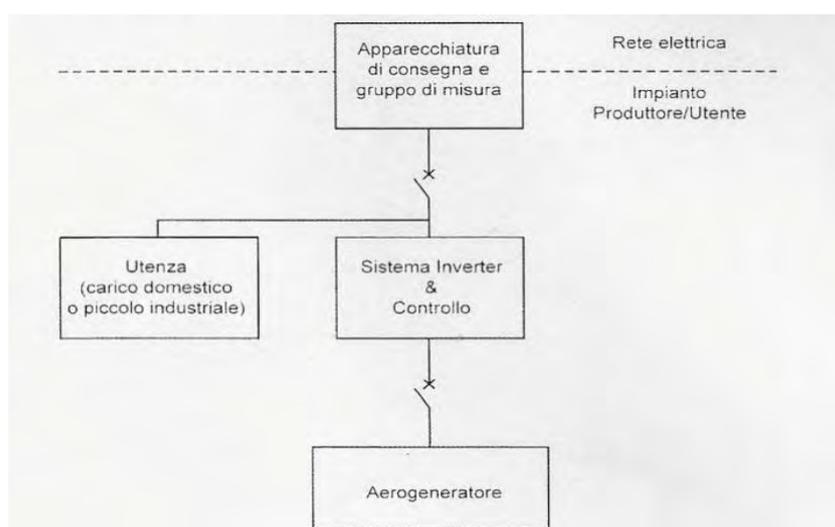


Figura 8.2: Schema impianto con scambio sul posto

8.3. Impianti connessi solo in rete

Gli impianti connessi solo in rete prevedono che tutta l'energia generata sia immessa direttamente in rete in un unico punto di connessione, alla frequenza/potenza richiesta, tramite un inverter che integra il sistema di controllo dell'impianto. Sono impianti prevalentemente di taglia superiore ai 20 kW, idonei per poter sfruttare al massimo l'incentivo tariffario per la quantità di energia venduta.

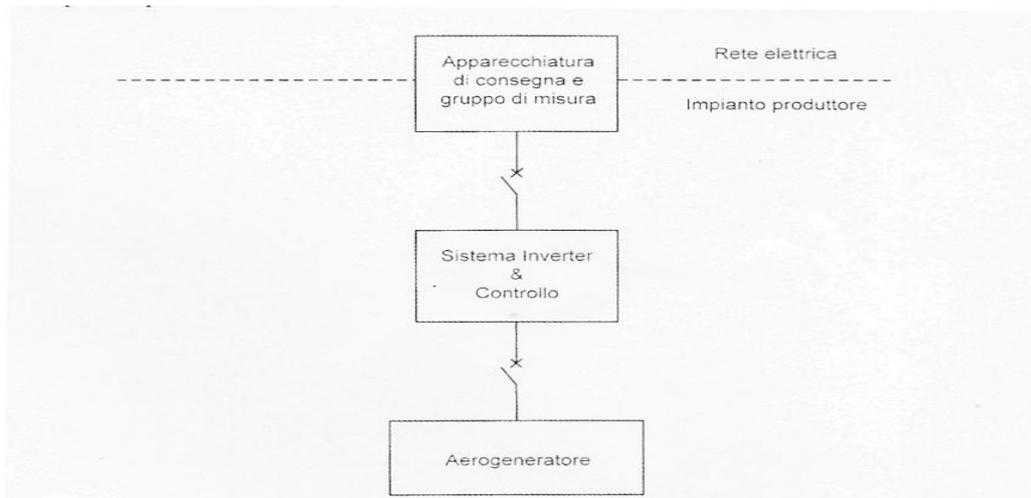


Figura 8.3: Schema impianto connesso solo in rete

8.4. Impianti ibridi

In questo genere di impianti, i generatori alimentati da fonte di energia rinnovabile sono collocati in parallelo rendendo disponibile all'utente e alla rete la potenza generata simultaneamente, in proporzione alla fonte che li alimenta. E' la configurazione più complessa ma la più efficace.

Un esempio può essere l'aerogeneratore combinato con il generatore fotovoltaico: consente il funzionamento stagionale alternativo fra i due. In questo caso il GSE impone inverter separati per ogni generatore e un secondo contatore dedicato alla tariffazione in conto energia per il generatore fotovoltaico.

Un altro tipo di impianto può essere costituito da un aerogeneratore associato con un gruppo elettrogeno alimentato a biodiesel. Esistono 3 versioni di impianti:

- "Wind low penetration" (WLP): la quantità di energia eolica è inferiore a quella generata dal motore endotermico e l'accoppiamento avviene simultaneamente e in modo indipendente;

- “Wind medium penetration”: la quantità di energia eolica è inferiore a quella generata dal motore endotermico e l'accoppiamento avviene modulando le due componenti al fine di mantenere lo stesso carico in uscita, privilegiando, quando possibile, quella eolica, che ha anche effetto di soccorso per i carichi di punta;
- “Wind high penetration”: la quantità di energia eolica risulta pari a quella generata dal motore endotermico e l'accoppiamento avviene commutando e modulando le due componenti in funzione del vento disponibile, fino a prevedere di fermare il motore e fornire solo energia eolica.

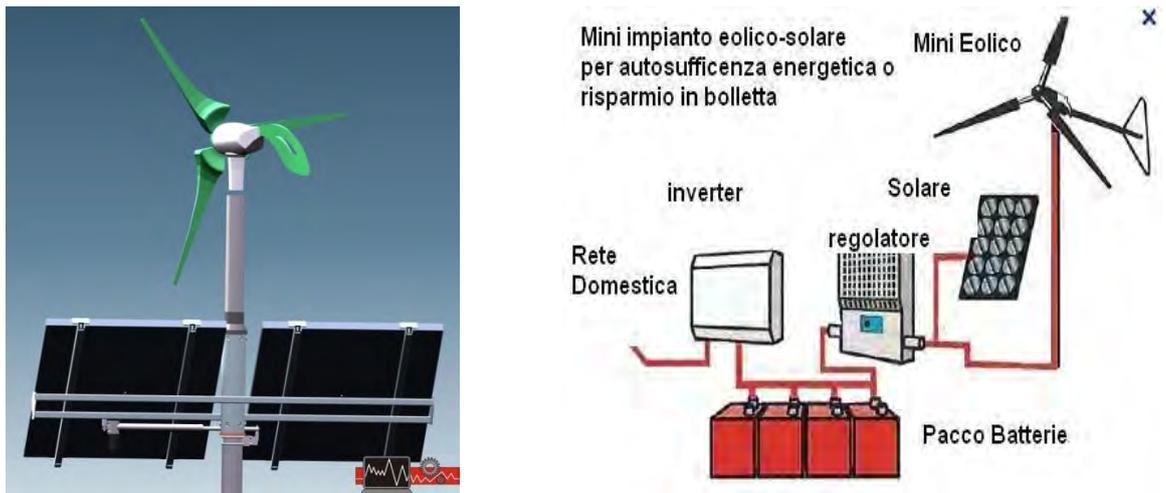


Figura 8.4: Particolare e schema di un impianto ibrido (solare/eolico)

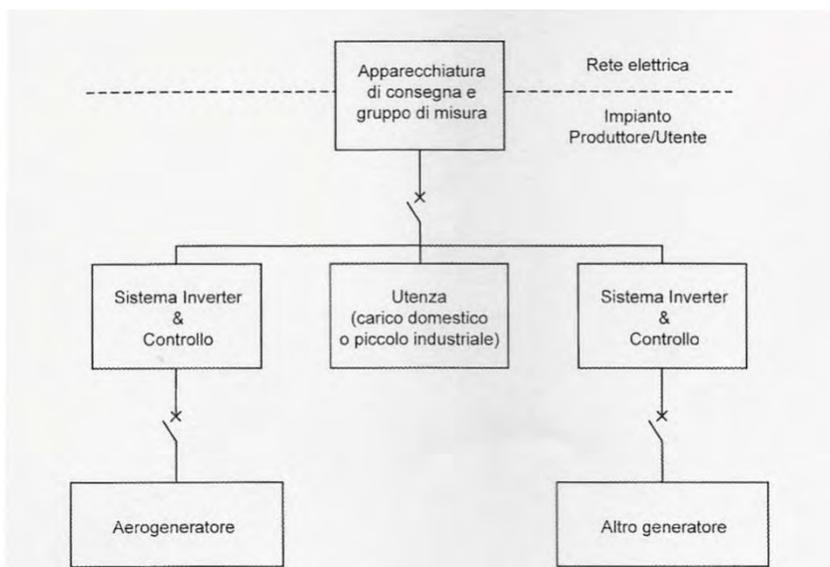


Figura 8.5: Altro schema di un impianto ibrido qualsiasi

8.5. Impianti a recupero di energia eolica a idrogeno

Nello sforzo di trovare un accumulo di energia (l'energia eolica è una fonte intermittente nel tempo a causa della variabilità giornaliera), si è trovato un nuovo sistema mediante il quale l'energia generata da un generatore viene utilizzata per alimentare celle elettrolitiche, che a loro volta generano idrogeno e che può essere facilmente immagazzinato in serbatoi o bombole trasportabili. L'idrogeno può essere utilizzato per alimentare una cella a combustibile, che a sua volta produce energia elettrica da immettere in rete nel momento più opportuno, oppure per alimentare motori endotermici per la movimentazione di veicoli (automobili ecc.). Il ciclo di trasformazione si compie utilizzando l'idrogeno come vettore di energia a emissioni praticamente trascurabili.

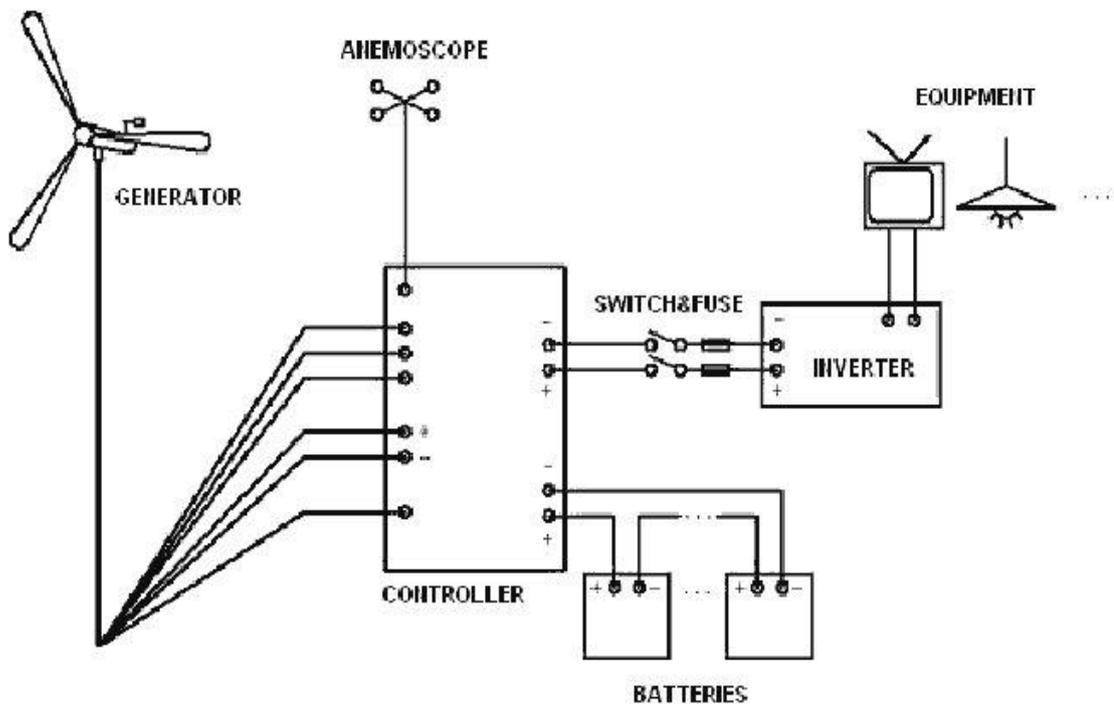


Figura 8.6: Schema impianto eolico - idrogeno

8.6. Green design

I progetti di edifici di nuova costruzione ed i progetti di importanti ristrutturazioni di edifici esistenti prevedono l'utilizzo di fonti rinnovabili per coprire i fabbisogni energetici (illuminazione, condizionamento ecc.). Queste misure, oltre alla necessità di raggiungere il prima possibile gli obiettivi europei 2020, sono una componente del green design. Questo si fonda principalmente sui seguenti principi:

- Efficienza energetica o risparmio energetico;
- Qualità e durabilità;
- Impiego di materiali che possono essere facilmente riciclati o reimpiegati;
- Impiego di materiali che appartengano alla stessa catena biologica;
- Condivisione delle risorse, impiego di materiali e di risorse rinnovabili.

A partire dagli anni '90 si è affiancato anche il concetto della sicurezza. Il concetto di ecosostenibilità nella progettazione sta per essere abbandonato con l'avanzare del progresso tecnologico, che ha permesso di produrre materiali innovativi, o di realizzare opere in un tempo più breve. Attualmente, infatti, un progetto deve includere un capitolo "Soluzioni di green design adottate", dove viene evidenziato l'impegno per l'ambiente e l'ecosostenibilità in un'ottica più ampia di salvaguardia del territorio di appartenenza. Un esempio può essere il World Trade Center di Manama (Bahrain): è costituito da 2 torri alte 240 metri, collegate da tre ponti al cui centro troneggiano altrettante turbine eoliche della potenza di 225 kW. Il palazzo è orientato a nord, direzione prevalente dei venti in quell'area.



Figura 8.7: Il World Trade Center di Manama (Bahrain)

8.7. Eolico autostradale

E' stato intrapreso, nel 2010 in Francia, un progetto eolico associato alle autostrade. Degli aerogeneratori ad asse verticale vengono posti in prossimità della corsia di emergenza delle autostrade, in particolari recinzioni, in modo da convogliare l'aria movimentata dai veicoli di passaggio in prima corsia, in particolare quella dei camion, autobus ed autoarticolati.



Figura 8.8: Alcune soluzioni di impianto eolico in autostrada

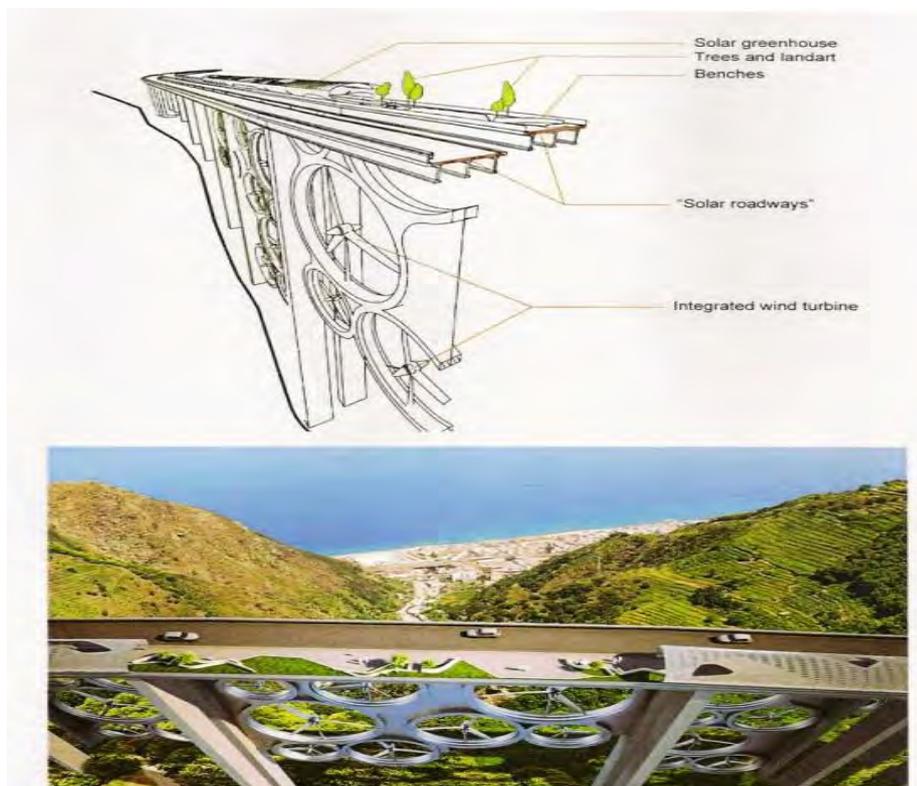


Figura 8.9: Unione di eolico autostradale con green design

8.8. Kite Gen

Il Kite Gen è un progetto innovativo italiano che sfrutta i venti di alta quota che sono perennemente presenti. Particolari ali, simili a paracaduti e sospese a 800 metri da terra, sono spinte da venti con intensità di 7 m/s che impongono la rotazione a un generatore posto a terra, tramite cavi e mediante un controllo di direzione e stabilità automatico. Esiste attualmente un prototipo della potenza di 3 MW, ma sono molte le difficoltà da risolvere, legate alla sicurezza aerea ed al controllo.



Figura 8.10: Esempio di impianto eolico Kite Gen

8.9. Treni di turbine

I treni di turbine sono dei sistemi costituiti da diversi gruppi di piccole dimensioni, posti in serie l'uno dopo l'altro e, in alcuni casi, inseriti in lunghe maniche, condotti o diffusori.

8.10. Sospensione magnetica

Le “sospensioni magnetiche” sono apparati che non hanno meccanismi convenzionali striscianti o rotolanti, ma basati sul fenomeno fisico della sospensione magnetica (EMS). In questo caso gli apparati sono totalmente liberi, avviandosi con venti a bassissima intensità, esenti da vibrazioni alle alte velocità e ad alto rendimento. Attualmente sono allo studio interessanti prototipi.

8.11 Sistemi a recupero di energia da vortici artificiali

I sistemi a recupero di energia da vortici artificiali sono sistemi sviluppati con l'obiettivo di recuperare l'energia presente nei vortici agli scarichi di camini o in prese d'aria. Il ciclo di rendimento è bassissimo in quanto, anche se la corrente aerea è costante, solitamente l'intensità è molto bassa costringendo alla realizzazione di un rotore molto grande. Nel caso di sfruttamento di una corrente molto calda, bisogna considerare l'impiego di componenti idonei a funzionare entro quelle temperature di esercizio. Inoltre, va considerato che l'aerogeneratore non costituisce un'interferenza con il flusso d'aria il cui impiego primario è quello di fluire senza trovare ostruzioni. Si conclude che, in generale, si tratta di apparati che, seppur in grado di recuperare parte dell'energia destinata a essere dispersa, hanno costi superiori ai possibili benefici economici.



Bibliografia e riferimenti online

- N. Graniglia, 2010, *Impianti eolici – Progettazione, criteri di inserimento ambientale e valutazione economica*, Firenze, Ita, Grafill – Collana Formulari & Guide
- F. Andreolli, 2011, *Impianti mini e micro eolici – Guida alla progettazione e realizzazione*, Palermo, Ita, Dario Flaccovio Editore
- ENEL GREEN POWER (www.enelgreenpower.com): informazioni e notizie sull'installazione di un impianto eolico
- GREEN STYLE (www.greenstyle.it): notizie in tempo reale riguardo energia rinnovabile e impianti eolici
- GSE (www.gse.it): gestore servizi energetici, informazioni tecniche e specifiche