

> Introduzione

La produzione di energia da fonte eolica rappresenta attualmente la tecnologia con le maggiori potenzialità di contribuzione al raggiungimento degli obiettivi posti per la diffusione delle energie rinnovabili.

I tassi di crescita mostrati sono stati i più elevati rispetto a qualsiasi altra forma di energia: a partire dal 1996, il tasso medio di crescita globale è stato circa del 40% che ha portato ad un raddoppio della potenza installata circa ogni 2 anni e mezzo.

Il mercato italiano sembra promettente, ma la crescita risulta sproporzionata rispetto ad altri Paesi europei.

I siti eolici italiani mostrano peculiarità e differenze anche notevoli rispetto ai Paesi del nord-europa e anche della Spagna. In quest'ultimi i venti spirano con costanza e con poche turbolenze ed i siti idonei alla realizzazione di wind farm mostrano spesso agevole accessibilità con conseguente riduzione dei costi e dei tempi di installazione.

I siti italiani sono localizzati maggiormente in zone montuose difficili da raggiungere e con caratteristiche del vento molto diverse. Tutto questo si ripercuote sulla tipologia delle Wind Turbine (media taglia), su problemi di allacciamento alla rete elettrica e di trasporto delle apparecchiature.

La continua evoluzione non solo della tecnologia, ma anche dell' "architettura del paesaggio" e la sensibilità al problema che viene posta dalle imprese di progettazione e realizzazione dei parchi eolici fanno ritenere che sia superata l'avversione aprioristica agli impianti eolici. Una corretta realizzazione del parco può anzi essere di incentivazione alla valorizzazione anche estetica dei terreni e alla presenza antropica nelle zone circostanti.

Nel presente lavoro è stata esplorata la possibilità di

sfruttamento in ambito locale, con una valutazione della risorsa vento nel territorio della provincia di Verona. Da tale valutazione emerge una scarsa realizzabilità in area della pianura, per la prevalente presenza di calme di vento. Pertanto l'eventuale possibilità sarà valutata per le aree a orografia complessa.

> Climatologia del vento in provincia

I venti dominanti nel Veneto sono determinati dalle strutture bariche che si susseguono durante l'anno. Uno dei tipi di tempo più frequenti nelle stagioni autunno-inverno e primavera è caratterizzato dalla presenza di una circolazione depressoria con minimo su Calabria, in tale situazione sono attivi venti orientali.

Spesso siamo anche interessati da situazioni anticicloniche che nel trasferimento dal nord delle Alpi verso sud inducono correnti sostenute (tipo bora). Pertanto quando vi è vento la direzione che mostra la maggiore frequenza sul nostro territorio è compresa tra quella orientale quella nordorientale, il settore occidentale e nord-occidentale contrariamente alla circolazione generale risulta avere una frequenza secondaria. Il contributo ai venti nordorientali è dato sia dalla bora, ma anche dallo scirocco. Esso infatti risale come vento da sudest l'altro adriatico, ma poi ruota in senso antiorario per provenire da nordest.



Dall'esame di 100 radiosondaggi effettuati a Verona città nel 1999 durante il progetto di studio della meteorologia a mesoscala MAP è emerso che in tali condizioni esiste un "low jet" un flusso molto intenso da nordest canalizzato dalle valli della Lessinia che lo rafforzano ulteriormente. Vi è da osservare un'altra peculiarità ascrivibile alla nostra pianura veneta, quella delle calme invernali, infatti in situazioni di anticicloni di blocco che possono perdurare per qualche settimana, si attua il fenomeno della subsidenza cioè l'aria viene schiacciata verso la superficie ed ogni movimento orizzontale del vento viene inibito, pertanto il vento nei bassi strati risulta spesso inferiore ad 2 m/s. Infatti la calma di vento è presente per circa il 50% delle frequenze dei casi.

Provincia di Verona

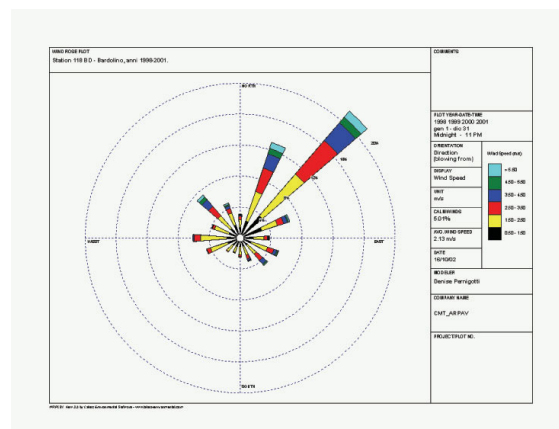
Si sono scelte 2 stazioni del Centro Meteorologico di Teolo presenti nella provincia di Verona: Sorgà in pianura, e Bardolino alle pendici del Monte Baldo, lungo la sponda orientale del lago di Garda .

Bardolino (quota: 165 m s.l.m.)

La stazione è posizionata a circa 10 km dalla sponda sud-orientale del lago di Garda, sulla sommità di una collinetta isolata. Si tratta di una stazione abbastanza ventosa, caratterizzata dalla prevalenza dei venti da N-E in tutte le stagioni.

Le classi instabili sono spesso associate a deboli venti da O, probabilmente in corrispondenza all'instaurarsi della brezza di lago; tale componente del vento tende ad essere dunque maggiormente rappresentativa nel semestre caldo. Venti particolarmente sostenuti da N-N-E (fino a superare i 10 m/s) sono associati alla classe D specie durante il periodo autunnale e invernale.

Velocità del vento	Frequenza annuale
0.5 ÷ 1.5 m/s	47 %
1.5 ÷ 2.5 m/s	27 %
2.5 ÷ 3.5 m/s	15 %
> 3.5 m/s	11 %



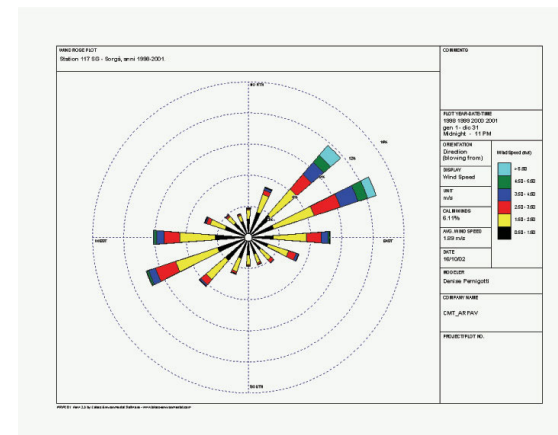
Bardolino, anni 1998-2001

Sorgà (quota: 24 m s.l.m.)

Venti prevalenti da E-N-E e O-S-O in tutte le stagioni; la componente da O tende ad essere più importante in inverno.

Nel semestre caldo durante le classi instabili i venti provengono preferenzialmente da est con velocità pari a circa 2 m/s. Venti più sostenuti, tipicamente da N-E, si presentano più frequentemente in primavera e in autunno.

Velocità del vento	Frequenza annuale
0.5 ÷ 1.5 m/s	54 %
1.5 ÷ 2.5 m/s	25 %
2.5 ÷ 3.5 m/s	11 %
> 3.5 m/s	10 %



Sorgà, anni 1998-2001

> Stima del potenziale eolico in Provincia di Verona

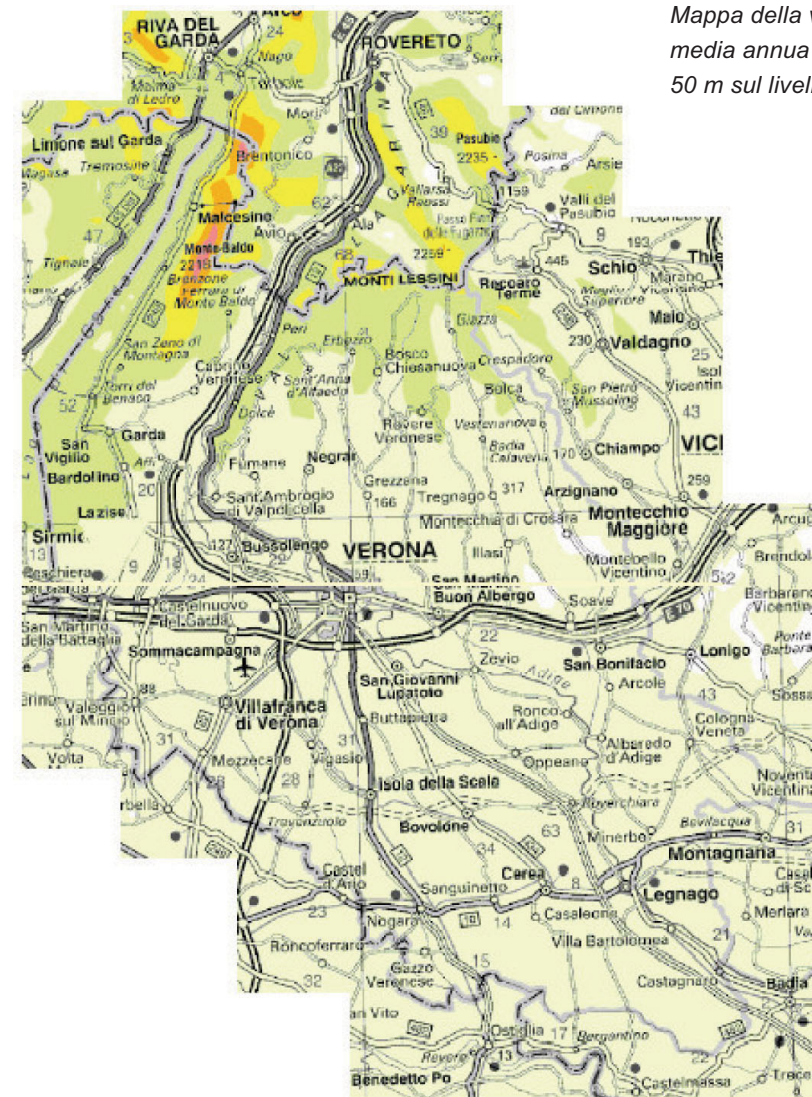
Allo stato attuale, l'unico documento per la valutazione della risorsa eolica, risulta essere l'Atlante eolico dell'Italia prodotto dal CESI in collaborazione con il Dipartimento di Fisica dell'università di Genova.

Questo lavoro fornisce la valutazione della velocità media del vento sull'Italia ad un'altezza di 50m e 70m dal suolo nonché la producibilità specifica a 50 m dal suolo, in MWh/MW, ottenuta considerando le curve di potenza generata da un range di aerogeneratori di taglia commerciale.

Le mappe della velocità media sono state ottenute partendo da una prima fase di modellistica numerica utilizzando il modello WINDS, elaborato dal Dipartimento di Fisica, con input orografici (USGSM) ed input statistici; questi ultimi sono stati ricavati dalla rianalisi, su un periodo di dieci anni, del modello di circolazione globale del Centro di previsione a media scadenza di Reading (ECMWF).

Tale analisi ha fornito le frequenze climatologiche della velocità e direzione del vento ad una quota di 5000 m estesa a tutto il territorio italiano. Nella seconda fase è stata effettuata una campagna di misurazioni effettuate in stazioni selezionate, che ha permesso di adattare, sull'intero dominio, i risultati ottenuti dal modello con le osservazioni sperimentali.

Mappa della velocità media annua del vento a 50 m sul livello del terreno



m/s

3 4 5 6 7 8 9 10 11

Mappa elaborata da CESI in collaborazione con il Dipartimento di Fisica dell'Università di Genova nell'ambito della Ricerca di Sistema.

Cartografia di base: copyright GEONEXT - DE AGOSTINI 2002 - Tutti i diritti riservati
www.geonext.it - info@geonext.it



Mappa della producibilità specifica a 50 m sul livello del terreno

Attività del Dipartimento Provinciale ARPAV di Verona

Progetto ARPAV – Università di Trento

Sia dall'analisi dei dati contenuti nell'Atlante eolico d'Italia, sia da una valutazione dei dati della rete di monitoraggio meteorologico di ARPAV, è emerso che l'area di pianura non presenta potenzialità di sfruttamento eolico significative, mentre le zone montane del Monte Baldo e della Lessinia risultano interessanti.

Per valutare con una maggiore risoluzione tale potenzialità, si è pertanto dato vita ad un progetto in collaborazione con il Dipartimento di Ingegneria Civile ed Ambientale dell'Università di Trento per la valutazione anemologica dell'area delle montagne veronesi mediante analisi di dati da stazioni al suolo e con l'utilizzo di uno strumento di modellistica che tenga conto di effetti locali (versante, esposizione, effetti di canalizzazione).

La ricerca prevede la raccolta delle serie meteorologiche disponibili sia presso stazioni di misura del Veneto (ARPAV ed eventuali altre) che del Trentino (Istituto Agrario di San Michele all'Adige, Ufficio Idrografico, ecc.).

Nell'ambito di tale progetto al fine di individuare le zone della provincia di Verona più idonee allo sfruttamento eolico, si è effettuata una valutazione preliminare della risorsa eolica, risultato di un lavoro di tesi (C.Bissoli, 2004).

La ricerca ha riguardato sia un'analisi statistica che modellistica dei valori di velocità e direzione vento su un'area di studio comprendente parte della Val d'Adige, la zona del Monte Baldo e dei Monti Lessini.

L'analisi di tipo statistico è stata rivolta alla distribuzione di frequenza dei valori orari di velocità per valutare i periodi nei quali i generatori non funzionerebbero (vento inferiore al valore di cut-in) o nei quali si deve operare il distacco dalla rete (vento superiore al valore di cut-out).

Altro parametro importante è la velocità media. Si considera che i siti migliori risultano quelli con velocità media all'altezza del rotore di 8 m s^{-1} , mentre andrebbero scartati quelli al di sotto dei 5 m s^{-1} . Vi è da osservare che nelle zone montane in

MWh / MW

500 1000 1500 2000 2500 3000 3500 4000 4500

Mappa elaborata da CESI in collaborazione con il Dipartimento di Fisica dell'Università di Genova nell'ambito della Ricerca di Sistema.

Cartografia di base: copyright GEONEXT - DE AGOSTINI 2002 - Tutti i diritti riservati
www.geonext.it - info@geonext.it

cui vi è una complessa morfologia il vento non è esclusivamente ne di tipo sinottico della libera atmosfera, cioè generato dalle circolazioni bariche che attraversano il sito, ne di tipo interno allo strato limite.

Possiamo tuttavia distinguere tra due tipi di flusso: flussi *terrain-forced* e venti diurni. I primi sono appunto le modificazioni operate dall'orografia sul flusso sinottico originario, i secondi conseguenza del riscaldamento differenziale tra pendii esposti diversamente al sole, tra pendii e pianura ecc. Le velocità maggiori si raggiungono con i primi, mentre i venti diurni risultano maggiormente attivi solo nel periodo di massimo soleggiamento estivo.

Le osservazioni utilizzate per il lavoro hanno riguardato 14 stazioni gestite da tre istituzioni: Istituto Agrario di San Michele all'Adige, Meteotrentino e ARPAV tramite il Centro Meteorologico di Teolo e il Centro Neve e Valanghe di Arabba.

Dall'analisi statistica si possono individuare tre aree:

1. L'area compresa nella Val d'Adige
2. L'area del Monte Baldo
3. L'area della Lessinia e Vicentino

In Val d'Adige il vento soffia per lo più da Nord-Est, la sua morfologia con asse orientato verso Sud-Ovest può esserne la causa per effetto di canalizzazione, specie d'inverno con flussi da nord. Le velocità risultano comunque molto basse a seguito delle catene montuose che bloccano i flussi più intensi.

L'area del Monte Baldo è quella dove si sono rilevate le maggiori velocità del vento. Prevalgono venti da Sud-Ovest e d'inverno elevati percentuali da Nord-Est. Le cime risentono maggiormente degli effetti della libera atmosfera essendo ridotte le scabrezze del terreno, ed infatti i venti osservati sono prevalentemente in linea con l'andamento sinottico. La Lessinia ed il Vicentino sono interessati da flussi provenienti da Nord-Nord-Ovest in inverno e Sud-Est d'estate.

Tale comportamento è rilevabile dalle stazioni del Monte Tomba e di Boscochie-sanuova. L'intensità del vento risulta comunque inferiore a quella dell'area del Baldo.

La caratterizzazione eolica dal punto di vista statistico è stata applicata, tramite la distribuzione di Weibull ai seguenti tre siti: Monte Baldo, Monte Tomba, Ala. Si sono utilizzati i dati di uno stesso anno, il 1995 che presentava un maggior numero di dati. Riportiamo nella tabella i valori risultanti dall'elaborazione dei dati:

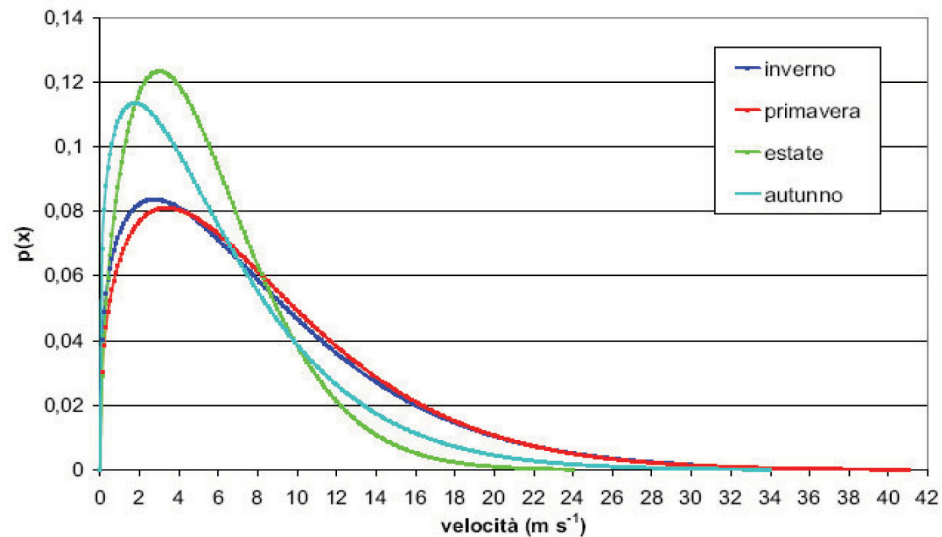
Velocità di picco, velocità media secondo Weibull e media aritmetica nell'anno 1995 per le tre stazioni

Stazione	V picco	V media	V ^A media
Monte Baldo	2.30 m s ⁻¹	8.04 m s ⁻¹	6.92 m s ⁻¹
Monte Tomba	0.60 m s ⁻¹	4.54 m s ⁻¹	4.00 m s ⁻¹
Ala	0.20 m s ⁻¹	1.84 m s ⁻¹	1.65 m s ⁻¹

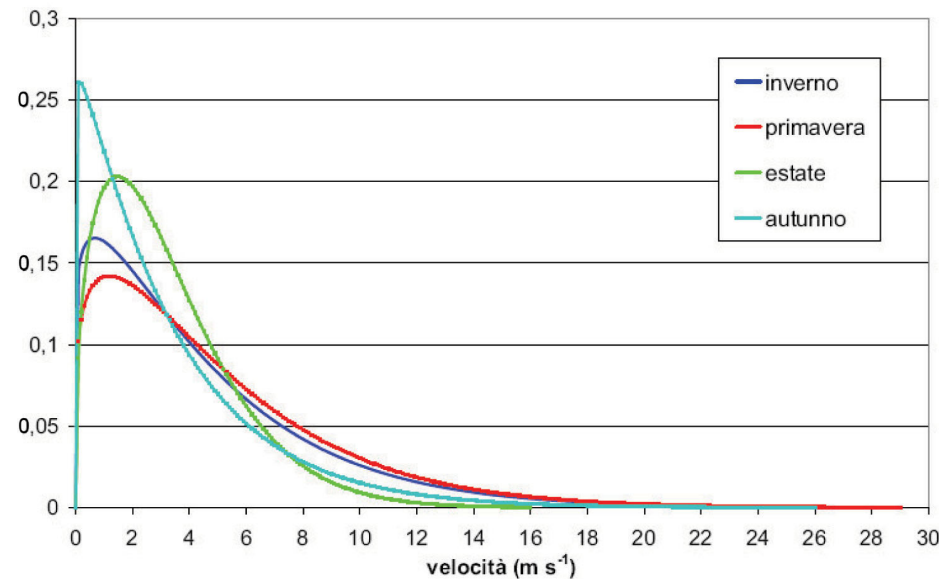
Dall'analisi effettuata mese per mese si evidenziano i vari comportamenti stagionali. Valori più elevati dell'intensità del vento si raggiungono nella stagione invernale, mentre i più bassi in autunno e in estate. Per il Monte Baldo ed il Monte Tomba anche in primavera le intensità risultano elevate (grafici seguenti).

Ciò deriva dalla dinamicità atmosferica più frequente in questi periodi rispetto a quelli estivi; i sistemi sinottici presentano infatti mediamente gradienti barici maggiori rispetto a quelli estivi e ciò ovviamente si traduce in una maggiore intensità di vento. Tale analisi statistica ha permesso una prima individuazione dei siti con caratteristiche più favorevoli allo sfruttamento eolico peculiarità infatti forti intensità sono associate a venti che soffiano da Sud-Ovest.

Distribuzione stagionale di Weibull per il Monte Baldo



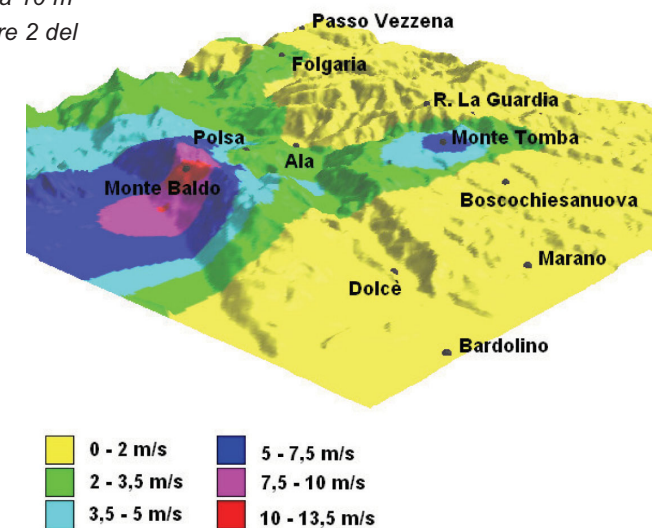
Distribuzione stagionale di Weibull per il Monte Tomba



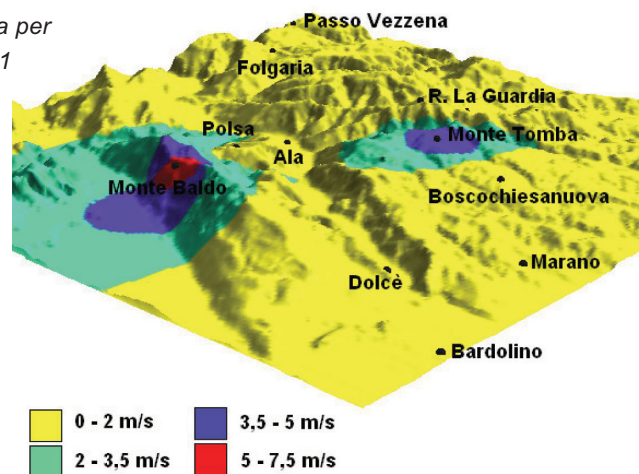
La valutazione modellistica è stata effettuata utilizzando CALMET - modello meteorologico diagnostico di tipo mass-consistent, cioè ricostruisce i campi di vento nell'area di interesse partendo dai dati a disposizione mediante metodi di interpolazione ed estrapolazione spaziale, tenendo conto dell'orografia e rugosità del terreno; il campo di vento viene così calcolato in modo che sia soddisfatto il principio di conservazione della massa, il che permette di calcolare anche la componente verticale. Come input il modello richiede sia dati al suolo, sia quelli da sondaggi termodinamici. Come dominio si è utilizzata una griglia con risoluzione orizzontale di 250 m x 250 m. Il modello è stato applicato a brevi periodi invernali ed estivi che come osservato in precedenza presentano velocità maggiori e minori di vento nell'arco dell'anno.

Questo primo utilizzo del modello ha permesso di realizzare alcune mappe che rappresentano l'andamento del campo di vento per le settimane considerate ed in presenza di bel tempo. Per la stagione invernale si è applicato Calmet sia un intervallo temporale di un'ora del 21 Dicembre 2003 in cui si sono realizzate elevate velocità del vento sia alla settimana dal 14 al 21 dicembre 2003.

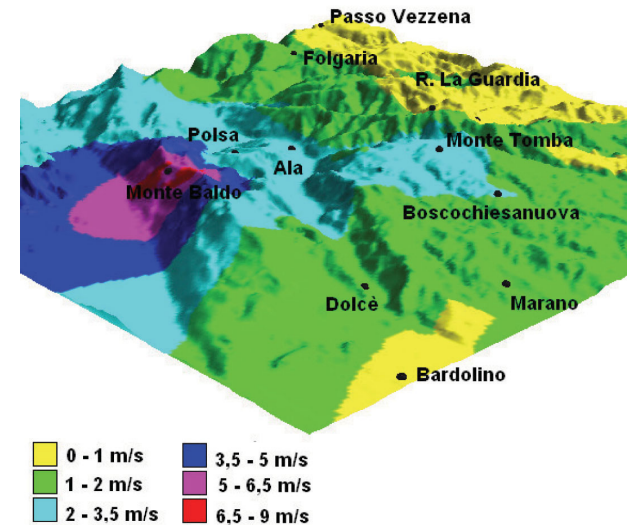
Mappa tridimensionale della velocità media del vento a 10 m dal suolo calcolata alle ore 2 del 21 Dicembre 2003



Mappa tridimensionale della velocità media del vento a 10 m dal suolo calcolata per la settimana dal 14 al 21 Dicembre 2003



Mappa tridimensionale delle velocità del vento a 10 metri per il periodo dall'8 al 15 Giugno 2003



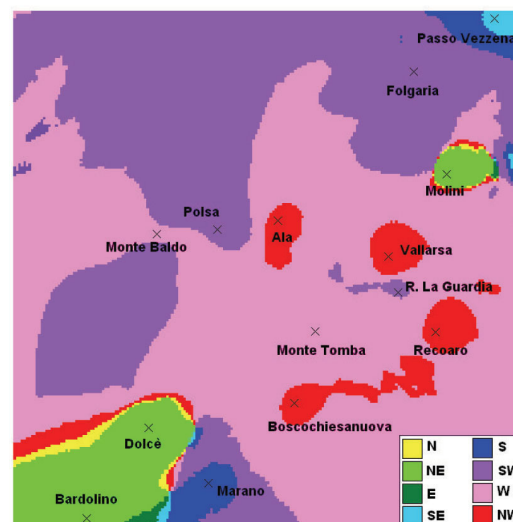
Pur essendo i periodi scelti statisticamente molto limitati, si conferma sia nel "run" orario che settimanale l'attitudine del Monte Baldo a sperimentare velocità di vento superiori a quelle del Monte Tomba. Per quanto riguarda la direzione si riporta quella oraria che può ritenersi rappresentativa dell'andamento settimanale ed in cui prevalgono i venti provenienti da sudovest. Da osservare, invece, nell'area della Lessinia e Vicentino una provenienza nordoccidentale.

Per quanto riguarda il periodo estivo la valutazione modellistica è stata effettuata alle ore 18 del 14 giugno 2003 nonché nella settimana dall'8 al 15 giugno 2003.

Riportiamo solo la seconda valutazione dalla quale emergono valori inferiori a quelli invernali, ma con la stessa localizzazione sul Monte Baldo delle velocità massime. Per quando concerne le direzioni prevalgono nettamente venti sudoccidentali che confermano, seppur indebolita nella stagione estiva, la forzatura sinottica.

Facendo una sintesi dell'applicazione statistica e modellistica, che riteniamo di tipo preliminare, l'area del Baldo risulta avere le caratteristiche idonee ad uno sfruttamento eolico. Infatti dall'analisi statistica di circa dieci anni di dati osservati sul Monte Baldo è emersa una velocità media annua di 6.5 m/s^{-1} . Viene quindi soddisfatta la condizione che prevede l'idoneità del sito se la velocità è $>5 \text{ m/s}^{-1}$. Inoltre la velocità più probabile per venti provenienti da sud-ovest è maggiore della velocità di cut-in pari a 4 m/s^{-1} . Tali velocità risultano, tuttavia, spesso irregolari e le condizioni più favorevoli si registrano, comunque, nel periodo invernale.

Mappa delle direzione del vento a 10 m dal suolo calcolata per le ore 2 del 21 Dicembre 2003



> Caratteristiche dei siti

Linee generali

La scelta del sito dove ubicare un generatore eolico nasce dall'osservazione di alcuni indicatori naturali quali ad esempio la direzione di crescita della vegetazione o la presenza di fenomeni di erosione eolica dei terreni.

La rosa dei venti, calcolata per un lungo periodo, circa trenta anni, da un'indicazione affidabile sulla direzione predominante. In tale direzione si deve valutare se il terreno è sgombro da ostacoli e se si possono sfruttare effetti locali di incremento della velocità o della densità.

Un altro fondamentale fattore di valutazione per lo sfruttamento è la possibilità di connessione alla rete di distribuzione o la necessità di integrazione della stessa in quanto molto influente sui costi.

La capacità del terreno di sopportare il peso di fondazioni e impianti deve essere altresì considerata.

Un aspetto da valutare attentamente in quanto comporta errori di stima molto rilevanti, è la disponibilità di dati meteorologici. Molti dati vengono raccolti da vari enti per diversi scopi, ma la definizione richiesta per l'installazione di una WT (Wind Turbine) è molto elevata e sono quindi necessarie campagne di raccolta dati, della durata di almeno uno o due anni.

Installazioni OffShore

Offshore le condizioni del vento sono le più desiderabili in quanto la turbolenza è minima.

Infatti l'irraggiamento solare aumenta meno che sulla terraferma la temperatura della superficie limitando, rispetto all'installazione su terraferma, i moti vorticosi dovuti alla differente temperatura tra superficie e vento. Minore turbolenza porta ad una maggiore durata delle macchine.

Il profilo di distribuzione del vento è più regolare, e quindi si possono usare torri più basse (0,75 diametro rotore). Inoltre la rugosità delle superfici è bassissima (classe di rugosità 0). L'effetto della terraferma comunque si protrae per circa 20 km e deve quindi essere valutato.



L'Istituto di ricerca danese Risoe ha valutato il potenziale eolico per l'Europa occidentale redigendo il WESTERN EUROPE WIND ATLAS.

Linee di dettaglio

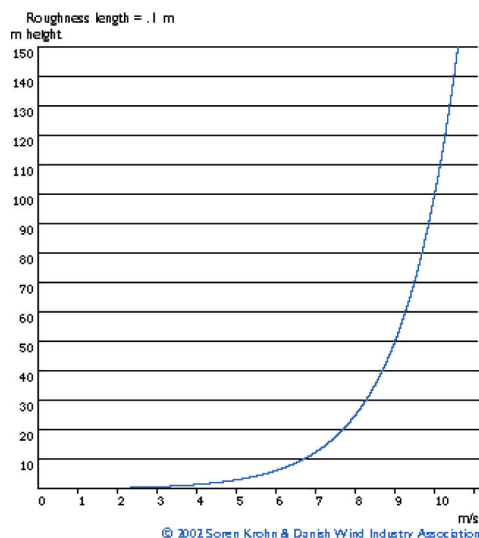
Profilo del vento

Il profilo di distribuzione della velocità del vento è influenzato dalla rugosità della superficie terrestre.

Per l'industria eolica si deve distinguere fra rugosità del terreno, influenza degli ostacoli, influenza dell'orografia dell'area. La rugosità è classificata in classi: si va da classe 0 per la superficie del mare a 3-4 per elevata presenza di alberi ed edifici.

Altro termine usato è la lunghezza della rugosità che è la quota alla quale teoricamente la velocità del vento è zero.

Nel grafico seguente è indicato l'andamento del vento per una classe di rugosità 2 (aperta campagna) e vento 10 m/s a 100 m di quota. L'andamento è riferito a quote relative e non tiene conto dell'altitudine del sito. Queste diverse velocità a quote diverse implica carichi differenti sulle pale dei rotor quando sono nelle posizioni estreme.



La rugosità deve essere analizzata per ogni settore; come per la rosa dei venti analogamente viene definita una rosa della rugosità nelle varie direzioni. Il settore maggiormente indagato dovrà essere quello di prevalente direzione del vento. Per le taglie commerciali di generatori eolici le distanze da indagare arrivano fino a 2 km.

Soprattutto per la direzione predominante del vento è necessario quantificare l'influenza di eventuali ostacoli.

La velocità del vento è sempre in fluttuazione in funzione delle condizioni meteorologiche e degli ostacoli. Così, la potenza fornita da una WT non ha un andamento costante, ma è soggetta a variazioni di breve e lungo periodo. Per WT di taglia commerciale (>200 kW), le variazioni di breve periodo (decine di secondi) sono assorbite dall'inerzia delle parti rotanti.

Le variazioni giornaliere sono dovute all'irraggiamento solare e spesso generalmente l'andamento della produzione eolica è in fase con l'andamento dei consumi in molti siti.

Un'altra caratteristica da valutare per lo sfruttamento è la **turbolenza** che è generata da orografie complesse, irraggiamento, presenza di ostacoli, fenomeni meteorici.

La turbolenza è la variazione in tempi rapidi di intensità e direzione del vento e riduce la possibilità di sfruttamento del potenziale del vento; inoltre genera carichi supplementari ai generatori eolici che possono ridurre la durata dell'impianto. Per ridurre il fenomeno, oltre a valutare la scelta del sito, si aumenta l'altezza dal suolo delle macchine.

Un altro effetto da tenere in considerazione è l'**effetto parco**, causato dall'interferenza aerodinamica di più generatori. È buona regola posizionare i generatori a distanza da 5 a 9 diametri nella direzione prevalente del vento, e da 3 a 5 diametri nella direzione perpendicolare a quella prevalente.

Il Layout di un parco eolico tiene conto anche dell'ottimizzazione della connessione tra i generatori eolici e la rete. Conoscendo parametri quali la rosa dei venti, la distribuzione di Weibull e la rugosità, si può stimare la perdita dovuta all'effetto di scia delle WT: tipicamente la perdita è di circa il 5%.

Effetto tunnel

Altro effetto locale è l'effetto tunnel, per il quale si possono avere incrementi della velocità del vento anche del 50% rispetto alla velocità su terreno aperto. Le pareti circostanti devono essere però arrotondate e dolci, altrimenti generano eccessiva turbolenza.

Effetto Collina

Un altro effetto locale da valutare per lo sfruttamento eolico è l'effetto collina. È consueto posizionare i generatori eolici sopra elevazioni del terreno per sfruttare l'effetto di compressione prima di un rilievo e la successiva espansione a valle e per poter avere un campo maggiore per intercettare la direzione prevalente del vento. Come per l'effetto tunnel, le superfici della collina dovrebbero essere dolci e non rugose per non generare eccessiva turbolenza.

> Tecnologia dei generatori eolici

Il principio base di funzionamento dei generatori eolici consiste nella conversione dell'energia cinetica disponibile del vento in energia meccanica di rotazione e conseguentemente in energia elettrica.

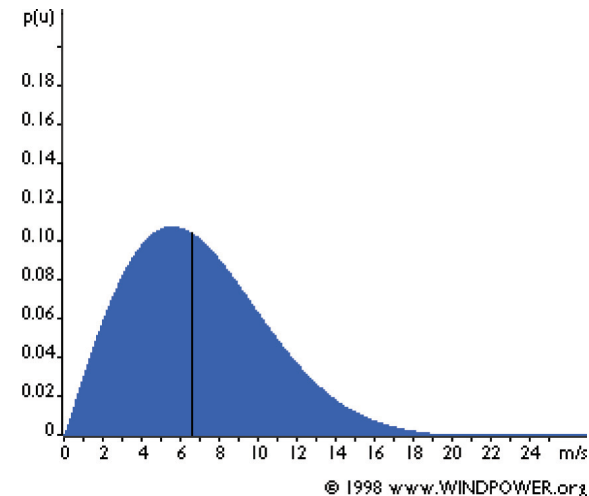
Per comprendere la tecnologia dei generatori eolici bisogna partire dalle caratteristiche dell'energia disponibile e cioè dal vento.

Descrizione parametri del vento per sfruttamento eolico

Distribuzione di Weibull

Per lo sfruttamento dell'energia bisogna descrivere con molta affidabilità la variazione della velocità del vento al fine di ottimizzare il design della WT, minimizzando i costi ed aumentando l'efficienza. Analogamente gli investitori hanno bisogno di affidabili informazioni per stimare la redditività del progetto.

Le fluttuazioni del vento specifiche di un sito si possono rappresentare, dopo una campagna di misurazione sito specifica di almeno un anno, attraverso la distribuzione di Weibull che indica la distribuzione statistica della velocità del vento: in ordinata troviamo la probabilità e in ascissa la velocità.



Il valore medio (Mediana) è il valore per il quale l'area a sinistra corrisponde a quella a destra. L'area sottostante la curva ha valore 1 (100%).

La distribuzione statistica dipende dalle condizioni climatiche, dal paesaggio e dalla superficie.

La forma della curva è definita dal parametro K (shape parameter) e dal valore medio.

Legge di Betz

La legge che regola l'energia massima convertibile da una WT è la legge di Betz, formulata nel 1919 dal fisico tedesco Albert Betz nel suo libro "Wind Energie" pubblicato nel 1926.

La legge di Betz indica che solo 16/27mi dell'energia cinetica disponibile può essere trasformata. Infatti se si volesse estrarre tutta l'energia in ingresso, frenando il vento fino a fermarlo, si avrebbe un flusso nullo e quindi non si riuscirebbe a produrre energia.

Potenza

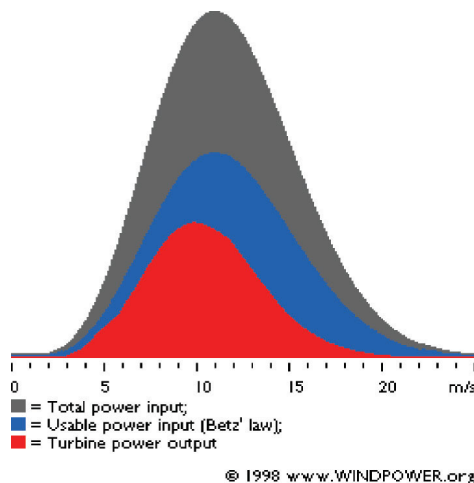
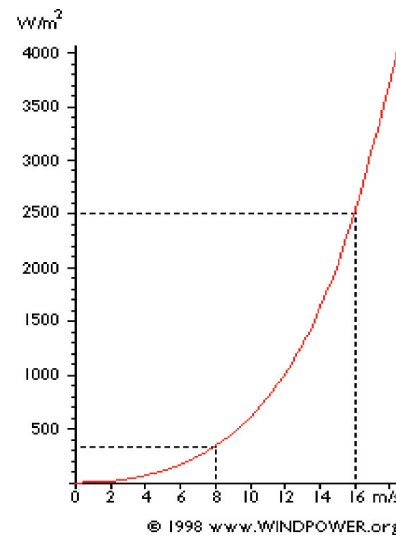
La potenza che fluisce attraverso una WT è:

$$P = \frac{1}{2} \rho v^3 \pi (r_R^2 - r_M^2)$$

dove ρ è la densità dell'aria, v la velocità del vento e r_R il raggio del rotore e r_M il raggio della navicella.

La potenza varia quindi con la terza potenza della velocità del vento e linearmente con la densità dell'aria.

È usuale esprimere la potenza per unità di superficie. (Densità di potenza)



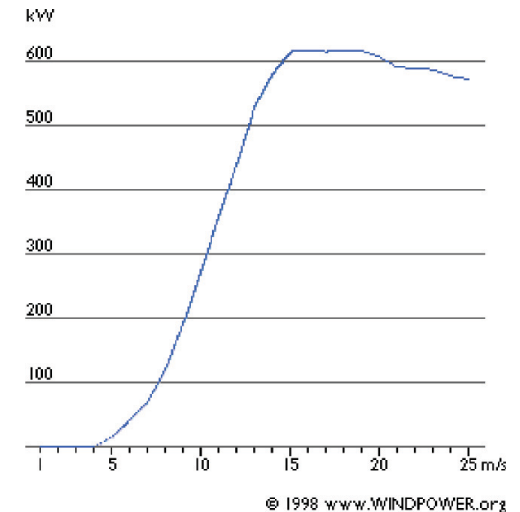
Le WT sono progettate per entrare in rotazione ad una velocità del vento superiore a 3÷5 m/s e per arrestarsi per velocità del vento > 25 m/s per ragioni di sicurezza strutturale. Le aree esterne a queste velocità non generano potenza.

Curva di potenza

La WT genera potenza con rendimenti diversi alle varie velocità. La curva di potenza indica quant'è la produzione di energia elettrica in funzione della velocità del vento.

La potenza nominale di una WT è la potenza elettrica generata a velocità nominale.

Per la certificazione della macchina, si misura il campo di potenze generate a varie velocità del vento, le quali sono misurate con anemometri non influenzati dalla WT.



La curva viene riportata dopo il trattamento statistico di varie misurazioni, che sono influenzate da vari errori.

Per esempio un errore sulla rilevazione della velocità si ripercuote alla terza potenza sulla rilevazione della potenza.

Le certificazioni delle macchine avvengono in siti con bassa turbolenza, con vento costantemente in fronte alla WT, e sono riferite a condizioni standard di pressione e temperatura.

Stimare la potenza generata introducendo nella curva di potenza la velocità media di un sito non è rigoroso. La velocità del vento può essere molto variabile, o essere abbastanza costante, a parità di velocità media, generando potenze molto diverse.

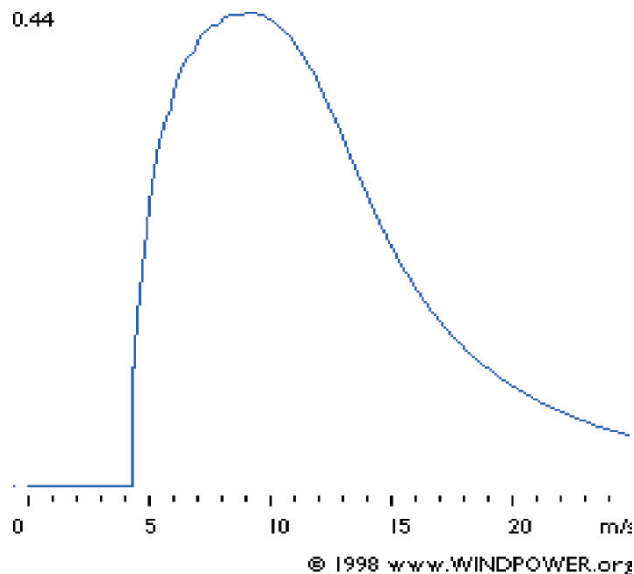
La WT comincia a generare potenza a una velocità del vento detta cut-in che per le realizzazioni più recenti è di 2,5÷3 m/s fino ad una velocità di cut-off di 25÷30 m/s oltre la quale si hanno problemi di resistenza dei componenti (pale).

Coefficiente di potenza

Il coefficiente di potenza indica quanto è efficiente una WT a convertire l'energia del vento in energia elettrica.

Il massimo dell'efficienza (44 %) viene portato nell'ordine di $9 \div 10$ m/s deliberatamente scelto dai progettisti. Infatti a basse velocità rendimenti elevati non interessa cercarli per l'esiguità dell'energia producibile, così come ad elevate velocità la WT dissipa parte dell'energia associata al vento.

Tuttavia la ricerca della massima efficienza è un compromesso con i costi da sostenere per raggiungerla.

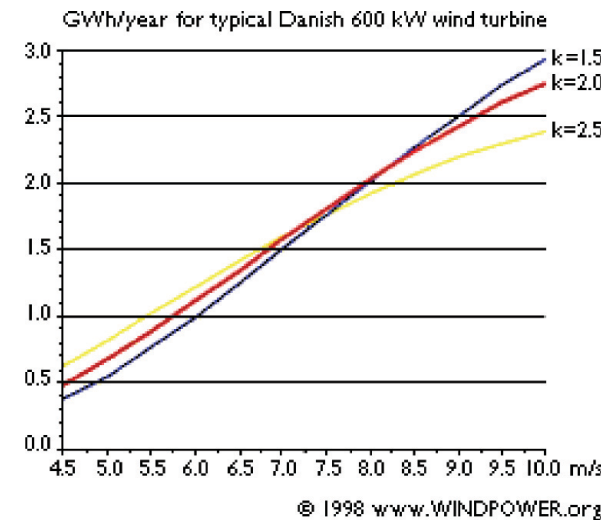


Energia annuale prodotta

Per varie distribuzioni di Weibull, si possono calcolare le potenze annuali prodotte in funzione della velocità media all'altezza del mozzo WT.

Per velocità medie basse (5 m/s), la potenza generata varia anche del 50% con il parametro K, mentre per velocità medie alte (10 m/s) la variazione è circa del 30%). (rif. tipica WT danese da 660 kW)

Per un definito K, usualmente pari a 2, la potenza generata varia in eccesso rispetto alla variazione cubica della velocità, causa l'andamento del coefficiente di potenza.



Fattore di capacità

È il rapporto fra l'energia annuale prodotta e quella producibile alla potenza nominale per tutte le ore di un anno. Si aggira nell'ordine del 25÷30%.

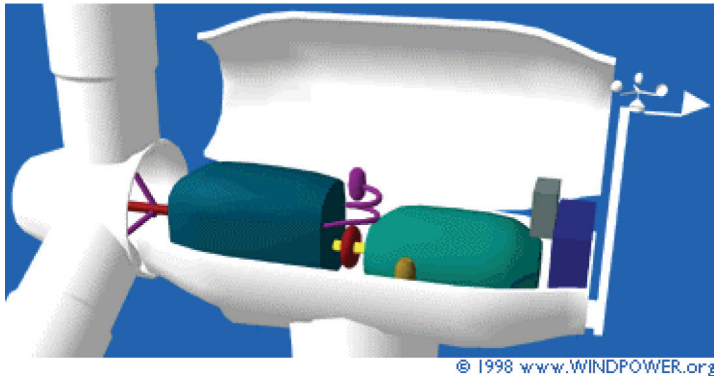
Componenti

I componenti di una WT sono:

WT con riduttore:

Navicella, mozzo, pale, albero lento, riduttore (moltiplicatore), albero veloce, freno, generatore elettrico, meccanismo di rotazione, controller elettronico, sistema idraulico, unità di raffreddamento, anemometro, direzione del vento, parafulmine, torre. Completano i componenti, il trasformatore, apparecchiature elettriche per connessione alla rete.

Il mozzo supporta le pale e si collega all'albero lento



Le macchine con generatore diretto sono prive di riduttore riducendo il peso della navicella e il rumore generato

Le pale del rotore sono a profilo alare e modificano la velocità del vento generando una forza che fa ruotare il rotore. Per una WT da 1 MW sono lunghe circa 27 m.

Il riduttore moltiplica la velocità del rotore fino a quella richiesta dal generatore al quale è collegato con l'albero veloce.



Il generatore elettrico produce la corrente. Sono di potenza tra 600 kW e 3000 kW. Il meccanismo di rotazione posiziona il rotore fronte al vento. Il freno interviene in caso di emergenze e mantiene fermo il rotore per la manutenzione. Il sistema idraulico fornisce energia per gli azionamenti richiesti dalla regolazione. Il controller sovrintende a tutte le operazioni monitorando continuamente le condizioni per l'operabilità e la sicurezza della WT. Il sistema di raffreddamento mantiene le condizioni ideali di funzionamento del generatore e del riduttore. La torre supporta la navicella. Tipicamente una WT da 1 MW ha una torre da 50÷80 m. L'anemometro e la direzione del vento comunicano al controller i dati per la regolazione della WT.

Meccanismo di rotazione

Il meccanismo di rotazione orienta la navicella nella direzione del vento.

La regolazione della rotazione è una regolazione molto delicata in quanto disassamenti dell'asse del rotore dalla direzione del vento comportano carichi aggiuntivi alle pale, all'albero e alla torre con possibili effetti di sollecitazioni cicliche variabili. La maggior parte delle WT ad asse orizzontale usa meccanismi a rotazione forzata, che portano il rotore fronte vento. La rotazione avviene con azionamento elettro idraulico, previo lo bloccaggio di un freno che ritorna ad agire una volta terminata la rotazione.

Altre WT pongono il rotore a favore di vento, cosicché parte dell'energia per la rotazione viene fornita dal vento.

Le pale hanno una sezione alare, e modificando la velocità del vento che le investe, generano una depressione sul bordo che crea una forza (portanza) che mette in rotazione il rotore.



Aerodinamica dei rotori

La velocità relativa è frutto della velocità di rotazione e assoluta del vento. Così sezioni a raggi differenti hanno inclinazioni diverse.

Come per gli aeromobili la sezione della pala è orientata secondo la direzione relativa del vento che la investe.

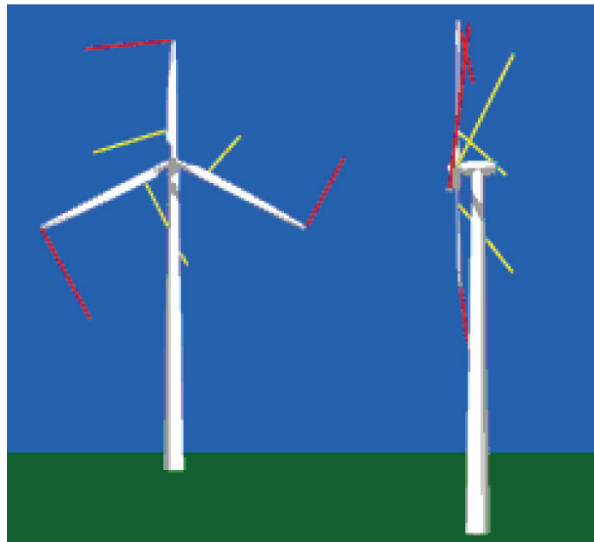
Pale

I profili sono analoghi a quelli di aeromobili e tengono conto di condizioni di funzionamento anche estreme quali presenza di pioggia, sporco.

Con la tipologia del pitch control le pale vengono ruotate attraverso servo motori idraulici o elettrici all'interno del mozzo, variando il passo dell'elica e mantenendo un numero di giri costante nelle varie condizioni di vento.

Alcuni profili prevedono di proposito condizioni di stallo per il controllo della velocità di rotazione del rotore.

Un grosso problema, per i climi freddi, è la possibile formazione di ghiaccio che porta a modifiche del profilo con perdita di portanza, vibrazioni dovuti allo squilibrio del rotore, con fenomeni che riducono la vita dei componenti.



Le pale sono costruite in materiali plastici (poliester o epoxy) rinforzate con fibre di vetro. Possibile è l'impiego di Kevlar o fibre di carbonio come rinforzi, impiegate per grandi WT di taglia 3 e 4,5 MW.

Sono usati anche alluminio o laminati di legno rinforzati per WT di piccolissima taglia.



Controllo della potenza

Le WT devono poter generare elettricità in un campo di condizioni variabili di vento, anche se generalmente sono ottimizzate per velocità intorno ai 15 m/s.

Le WT **Pitch controlled** regolano la potenza generata attraverso l'inclinazione, secondo l'asse longitudinale, delle pale, che variano passo.

La potenza generata e le condizioni del vento vengono monitorate attraverso sensori, molte volte al secondo, trasmesse al controller che le elabora e fa attuare i servomotori alla radice delle pale per ottimizzare l'angolo di attacco delle pale.

La rotazione è di pochi gradi e l'ingegnerizzazione del sistema deve essere molto sofisticata.

Quando la potenza tende ad aumentare, l'angolo di attacco viene ridotto, diminuendo la portanza e conseguentemente il momento torcente. Viceversa, se la potenza tende a diminuire, l'angolo di attacco aumenta.

Le WT di ultima generazione hanno un pitch control che agisce singolarmente su ogni pala, modificando ciclicamente l'inclinazione per ridurre i carichi sulle strutture, rendendo possibile una costruzione più leggera, e i fenomeni di fatica aumentando la durata dei componenti la catena dinamica della macchina.

Le WT controllate con **stallo passivo** hanno le pale fisse, ma di profilo studiato per andare progressivamente in condizioni di stallo. Il vantaggio rispetto alle Pitch controlled risiede nel minor numero di parti in movimento, nella mancanza di un complesso sistema di controllo. Di contro portano complessi problemi aerodinamici che possono generare vibrazioni.

Circa due terzi dell WT installate sono a controllo passivo di stallo.

Sempre un maggior numero di WT di taglia MW sono controllate con **stallo attivo**. Come per le pitch controlled, le pale ruotano lungo l'asse longitudinale, ma per dare maggior momento torcente a basse velocità del vento, le macchine sono programmate per ruotare le pale maggiormente.

Quando raggiungono la potenza nominale e il vento aumenta, con il rischio di sovraccaricare il generatore, le pale vengono ruotate, nel senso contrario rispetto le pitch controlled, aumentando l'angolo di attacco della pale inducendo una condizione di stallo, disperdendo l'energia in eccesso nel vento.

La potenza generata è regolata più accuratamente rispetto a quelle a stallo passivo, evitando sovraccarichi (over shooting) in caso di raffiche di vento e la potenza viene erogata vicino al valore nominale più stabilmente nel campo delle alte velocità del vento.

Altri metodi di controllo

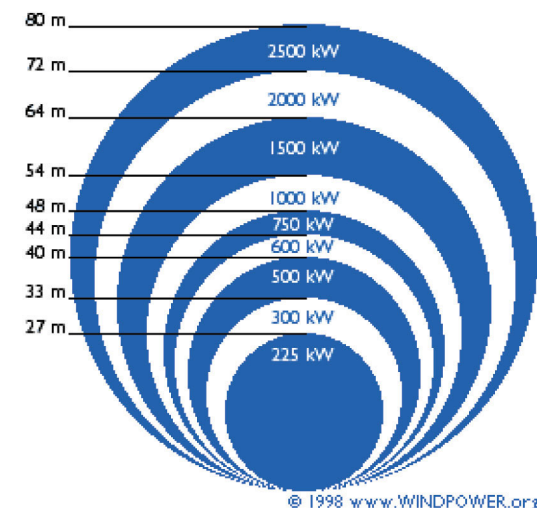
Alcune WT di vecchia concezione usano modificare il profilo delle pale come avviene con i flap nelle aeromobili.

Per le WT più piccole, si orienta tutto il rotore ad un angolo diverso dalla direzione del vento. Questo metodo genera carichi variabili ciclici che danno origine a fenomeni di fatica dei materiali.

Dimensioni dei rotori

Tipicamente una WT di grande taglia da 600 kW ha un rotore di 44 m di diametro. La potenza generata è proporzionale all'area del rotore, e ovviamente dal vento presente.

La scelta di un rotore va ottimizzata alle condizioni del vento del sito così come l'accoppiamento con il generatore.



Scelta della dimensione delle Wind Turbine

Vantaggi di WT di grande taglia

Molti dei costi relativi all'installazione delle WT non dipendono strettamente dalla potenza. Infatti fondazioni, strade di accesso, connessioni alla rete e componenti della WT sono indipendenti dalla taglia della macchina.

Grandi macchine sono inoltre preferibili per installazioni offshore, dove costi delle fondazioni, manutenzione sono largamente indipendenti dalla taglia.

In aree nelle quali è difficoltoso ubicare più macchine, l'installazione di una macchina singola, con una torre molto alta, sfrutta la risorsa vento in modo più efficiente. Macchine grandi hanno rotori che ruotano più lentamente dando un minore impatto visivo.

Vantaggi di WT di piccola taglia

La rete di distribuzione potrebbe non essere in grado di supportare l'energia prodotta da una macchina di grande taglia. Inoltre macchine di piccola taglia offrono vantaggi con una rete debole.

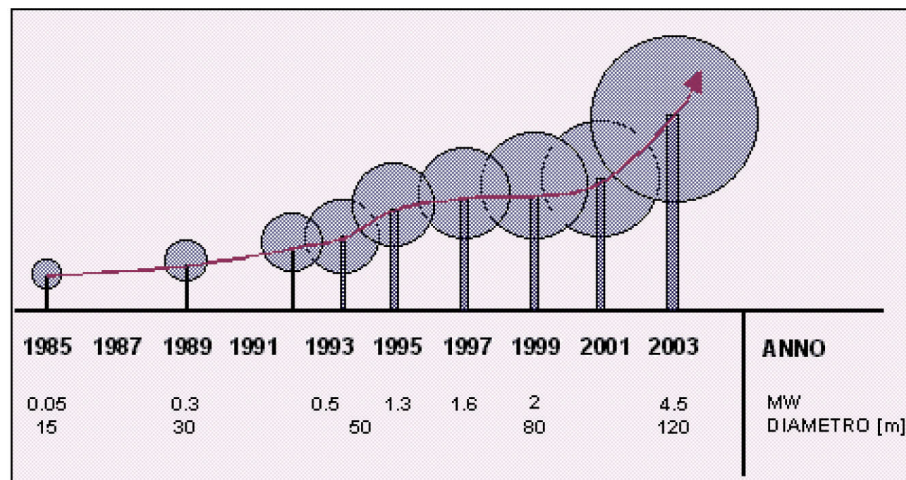
Le fluttuazioni di energia prodotta sono minori in una wind farm rispetto ad una singola macchina, quando le fluttuazioni del vento sono casuali.

I costi per realizzare strade per il trasporto dei componenti di poche grandi macchine, nonché i costi per l'impiego di grandi gru per il posizionamento possono rendere più conveniente l'installazione di più macchine di taglia inferiore.

Un numero maggiore di macchine più piccole abbassa il rischio in caso di avaria delle macchine, p.e. dovute a fulmini.

Talvolta l'impatto estetico consiglia l'impiego di macchine piccole che meglio si nascondono nell'ambiente.

Nel corso degli anni la dimensione delle macchine è andata sempre più aumentando. Le macchine più grandi vengono installate offshore.

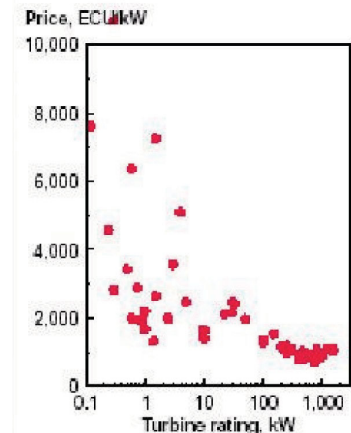


> Costi

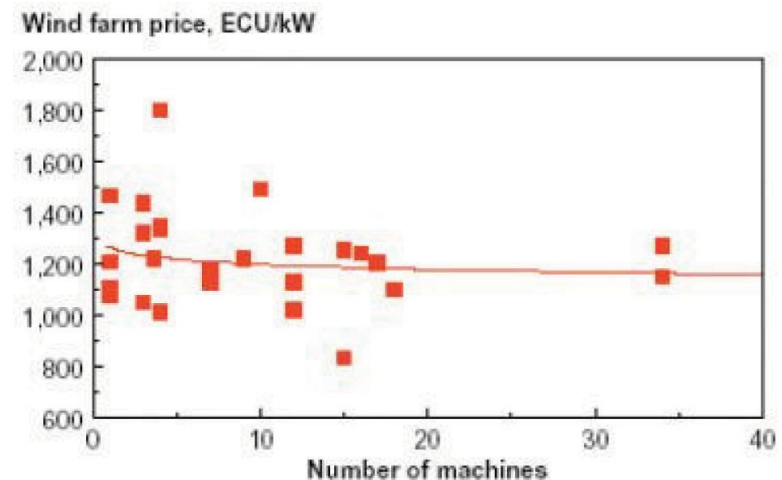
Il diagramma mostra l'andamento del costo di WT di standard danese in funzione della taglia di potenza.

Per una data potenza il range di valori dipende dall'altezza della torre.

Ai costi della macchina si devono sommare i costi per l'installazione: fondazioni, realizzate in cemento armato, strade di accesso, trasformatore, cavi elettrici per la connessione alla rete.



Anche il numero delle WT in una wind farm influisce sul costo della potenza installata. Sul costo totale influiscono altri oneri quali: pagamento contratti e diritti legali, fondazioni e strade di accesso, progettazione e supervisione lavori, pubbliche relazioni, costi legali.

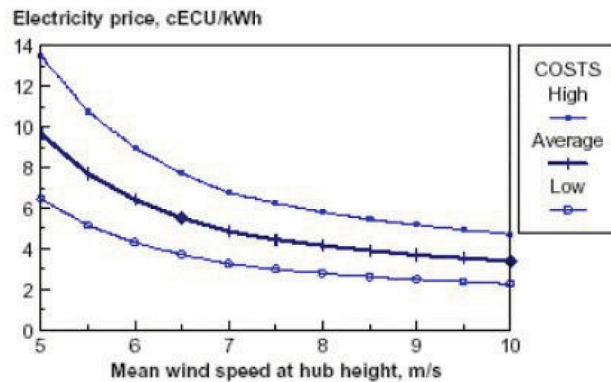
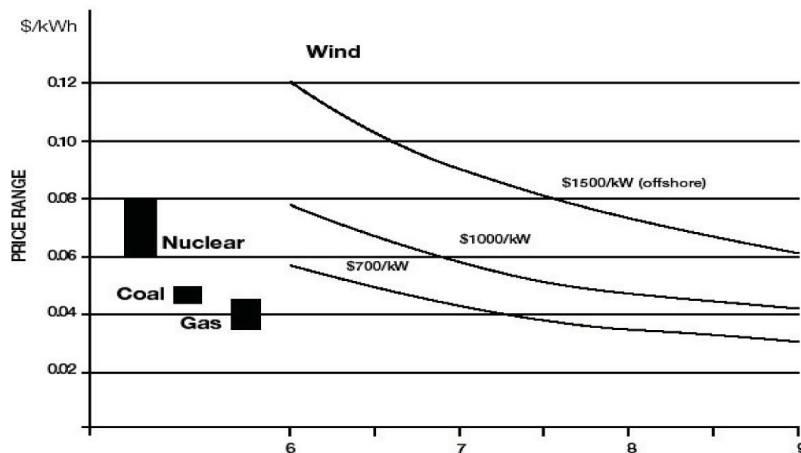


Per l'operatività si considerano costi per la manutenzione e riparazione, assicurazione, stipendi personale, canoni di affitto terreni/attrezzature, costi amministrativi e di contabilità.

Secondo l'European Wind Energy Association, i costi in media, aggiornati al 2002 sono dell'ordine di:

900 €/kW come investimento per il 2001, 875 €/kW per il 2002 con una previsione al ribasso fino ad arrivare a 700 €/kW per il 2010.
3,6 ¢cent/kWh prodotto (fonte BTM Consult Windforce12)

Il costo totale dell'energia prodotta risulta influenzato dalle caratteristiche del sito. Per siti con buone caratteristiche della risorsa vento, il costo diretto dell'energia prodotta risulta confrontabile con altre tecnologie di produzione tradizionali.



> Impatto ambientale

Un impatto di una WT sull'ambiente circostante è costituito dal rumore emesso.

Tale aspetto per le WT di più vecchia costruzione, primi anni 80, costituiva il maggiore impatto per la popolazione circostante, ma attualmente il livello delle emissioni sonore è stato drasticamente ridotto.

Il rumore può essere di origine meccanica o aerodinamica.

Fonti di rumore **meccanico** sono il riduttore, il generatore, i cuscinettamenti delle parti rotanti in genere e vibrazioni di parti dovute alla risonanza. Le stesse pale possono emettere rumore trasmettendo le vibrazioni della navicella e della torre.
L'analisi strutturale dinamica effettuata con simulazioni al computer permette di ridurre notevolmente questi aspetti.

Fonti di rumore **aerodinamico** sono le pale che generano un fruscio udibile da vicino per basse velocità del vento, riducibile aumentando la levigatezza delle superfici. La gran parte del rumore è originata dal bordo di attacco della pala che fende il flusso del vento. Un design curato del bordo e la cura posta nel trasporto e nel montaggio possono ridurre il rumore generato.

Comunque, in generale, questo aspetto viene valutato nella fase di individuazione del sito mediante simulazione con appositi software che restituiscono una mappatura della pressione sonora associata.

Un altro aspetto da considerare e valutare in sede di progetto è l'influenza dell'ombra e del fenomeno del flickering dovuto all'ombra delle pale che ruotano. Mediante simulazioni con appositi software si possono costruire le mappe dell'ombra delle WT al variare delle stagioni.

La sottostima di aspetti quali emissioni sonore o l'ombra può generare difficoltà di accoglienza e diffidenza verso l'installazione dei generatori eolici ed anche dare luogo a contenziosi per risarcimento di danni.

Generatori eolici e paesaggio

I generatori eolici sono sempre elementi molto visibili del paesaggio, proprio per ragioni di sfruttamento del vento.

La scelta appropriata del posizionamento deve comunque tener conto dell'impatto visivo che, se possibile deve essere attenuato.

Per installazioni singole si scelgono colori leggeri e intonati al paesaggio, tenendo conto del variare delle stagioni.

Le installazioni in wind farm devono seguire i segni e gli andamenti già presenti sul territorio, quali dorsali di rilievi, linee di costa ecc.

Dopo la realizzazione delle fondazioni e la connessione alla rete, tutti i movimenti di terreno devono essere riportati all'iniziale profilatura e rimessa a dimora la vegetazione autoctona presente. Così le strade di accesso dovrebbero essere realizzate con materiali caratteristici del territorio.

Una tendenza attuale, soprattutto per le installazioni in zone di valore paesistico, è quella di installare le WT nei pressi di altre installazioni tecnologiche quali ripetitori per telecomunicazioni, impianti di risalita.

Turbine grandi, con rotori che girano lentamente, hanno un impatto visivo minore perché la vista è meno attratta da oggetti che si muovono lentamente. La necessità di segnalare i generatori eolici alle aeromobili contrasta con tutti gli accorgimenti pittorici usati per minimizzare l'impatto visivo.

Attraverso l'uso di potenti programmi di simulazione si realizzano vedute e filmati per la descrizione virtuale dei paesaggi interessati all'installazione dai generatori eolici finalizzati ad aumentare il grado di accettabilità per la popolazione circostante.



L'installazione di Generatori eolici ricade nel campo di applicazione della normativa regionale in materia di Valutazione di Impatto Ambientale, LR 10/99 e successive modifiche. Per queste installazioni la procedura di VIA è di competenza provinciale.

Bilancio energetico

Un aspetto molto interessante per lo sfruttamento dell'energia eolica è il favorevole bilancio energetico. Le moderne WT, infatti, recuperano l'energia spesa per la costruzione, l'installazione, la manutenzione e la dismissione a fine vita in un breve periodo: con normali condizioni di vento da due a tre mesi.

I processi produttivi per la realizzazione dei vari componenti non sono ad elevato assorbimento energetico potendosi sinteticamente ricondurre a lavorazioni di carpenteria metallica.

Le fondazioni sono realizzate in cemento armato e non sono di dimensioni rilevanti: per una WT di taglia 1 MW sono sufficienti fondazioni di diametro 20 m per un'altezza di 2,8 m.

Le torri sono realizzate unendo mediante flangiatura elementi tubolari realizzati con lamiere calandrate unite con saldature.

I componenti la navicella sono realizzati mediante classiche lavorazioni meccaniche e assemblati su leggere strutture metalliche.

Le pale sono costruite in materiali plastici (poliester o epoxy) rinforzate con fibre di vetro secondo processi produttivi a bassa energia (incollaggio, pressatura).

Le WT installate Offshore, pur richiedendo maggiore energia per la realizzazione delle fondazioni, generando usualmente maggiore energia di quelle on shore o inland, presentano un leggero vantaggio nel computo energetico.

Un ulteriore importante aspetto riguarda il decommissioning; la rimozione delle WT comporta lo smontaggio di tutta la struttura, attuata con bassi consumi energetici. Sul terreno rimane solo la fondazione (interrata) e in siti particolarmente delicati si può progettare anche alla rimozione della stessa e il ripristino dell'originario stato ambientale.

> Esperienza di LEITWIND Unico costruttore italiano

L'aerogeneratore LEITWIND progettato dalla LEITNER® S.p.A è un prototipo della classe megawatt. La turbina è tripala ad asse orizzontale con un rotore dal diametro di 62 m. LEITWIND è progettato per la I classe di vento (secondo le normative IEC 61400) e per una vita tecnica di 20 anni. Con l'eliminazione del riduttore, Leitwind risulta essere più silenzioso, di maggiore efficacia e più agevoli si rivelano le operazioni di manutenzione.



Finalità del progetto

Incrementare l'attenzione del settore vendita e distribuzione anzitutto in Italia. In qualità di unico produttore di impianti eolici sul territorio italiano, Leiwind si concentrerà inizialmente sul mercato nazionale interno.

La penisola italiana infatti può contare non solamente su ampi territori del centro e sud Italia con favorevoli condizioni di vento, ma allo stesso tempo ha anche un grande fabbisogno di "energia verde".

Dei 4.000 megawatt di energia ricavata dagli impianti eolici, che il Governo italiano deve assicurare entro l'anno 2012, sono stati raggiunti sino ad oggi solamente 800 megawatt. Facendo riferimento ed affidamento ad un'azienda del gruppo LEITNER® con sede in Francia, si guarda con grande interesse anche al mercato transalpino.

Gestione

A gestire l'impianto eolico installato a settembre a Malles in Alto Adige, è il locale Consorzio per l'energia eolica, che si compone dei Comuni di Glorenza, Curon Venosta, Malles e Sluderno, le aziende elettriche di Prato e Stelvio, la cooperativa energetica Oberland e il consorzio elettrico venostano. La popolazione dei quattro Comuni è stata informata in merito al progetto nel corso di una serie di serate informative rivolte proprio alla gente.

Il periodo di sperimentazione dell'impianto pilota si protrarrà per due anni. Per le persone interessate al tema dell'energia eolica è prevista, sempre a Malles, la realizzazione di un centro informativo.

Recentemente sono state completate le prove per la qualificazione della WT da parte del TÜV Bayern a 1,2 MW con una velocità nominale di 12 m/s e classe di vento I_A secondo IEC 61400.

> Generatore WRG

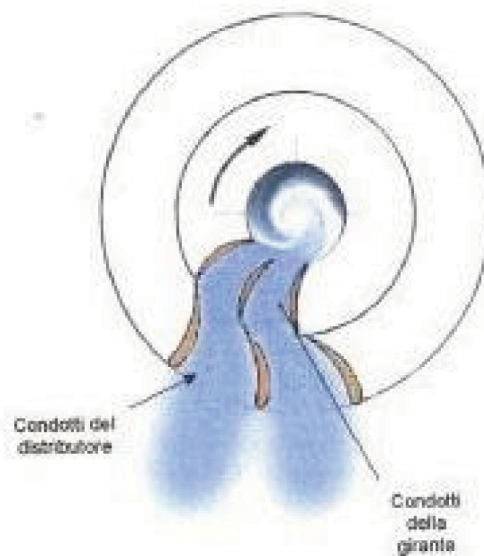
Un'interessante tipologia di WT ad asse verticale è costituita dal generatore **WRG**-Wirl Wind Rotor Generator.

Il principio di funzionamento si basa sulla depressione su un profilo generata dal flusso di aria che transita in un condotto di un rotore a palette verticali. La depressione genera una forza e quindi una coppia che fa ruotare il rotore. Una parte statica convoglia il flusso verso le pale del rotore. Il flusso esce poi assialmente attraverso moti spiraloidali che lo convogliano ascensionalmente lungo l'asse del rotore.



Aspetti vantaggiosi di questa WT sono costituiti dalla presenza degli organi per la generazione di energia al livello del terreno, quindi facilità di accesso e realizzazione, e nel ridotto ingombro che ne permetterebbe un facile inserimento paesaggistico.

Contemporaneamente questo è anche il limite maggiore perché, anche ammesso di raggiungere efficienze elevate, tutte da dimostrare soprattutto per le taglie grandi, la legge di Betz indica che la potenza generabile massima è il 59% dell'energia che viene intercettata dalla macchina.



Altresì non si conosce il comportamento fluidodinamico in campi con profilo di vento e al variare della velocità in quanto questa macchina, almeno quella realizzata a livello di prototipo, non ha regolazione rendendo difficile dimensionare adeguatamente il generatore elettrico.

> Normativa di riferimento

La Legge Regione Veneto n° 10 del 26.03.1999 e successive modifiche assoggetta gli impianti industriali per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento agli art. 7 c.2 e se la procedura di verifica è positiva agli artt. 10 e 12.

Se si intende ubicarli in aree sensibili o aree naturali protette sono assoggettati agli art. 10 e 12.

L'Autorità competente per la procedura di VIA, sia per quanto previsto dall'art. 10 (giudizio di compatibilità ambientale), sia per quanto previsto dall'art. 12 (contestuale giudizio di compatibilità ambientale, rilascio di pareri, nulla osta, autorizzazioni ed assensi comunque denominati, per le materie riguardanti la VIA e per gli aspetti urbanistici, necessari per l'autorizzazione o approvazione definitiva del progetto) è la Provincia.

Il D.Lgs. 387 del 29.12.2003, che recepisce la direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità, prevede la razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative.

L'art. 12 c.1 prevede che le opere per la realizzazione degli impianti alimentati da energie rinnovabili, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti, autorizzate come di seguito esposto, siano di pubblica utilità.

Al comma 3 del medesimo art.12 è previsto che la costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, compresi gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi, sono soggetti ad un'autorizzazione unica, rilasciata dalla Regione o altro soggetto istituzionale delegato dalla Regione.

L'autorizzazione è rilasciata a seguito di un procedimento unico, al quale partecipano tutte le Amministrazioni interessate.

Il rilascio dell'autorizzazione costituisce titolo a costruire ed esercire l'impianto in conformità al progetto approvato. Il termine massimo per la conclusione del procedimento di cui al presente comma non può comunque essere superiore a centottanta giorni.

