



CESI RICERCA

Valutazioni sui sistemi “kite wind generator”

*Claudio Casale, Silvano Viani,
Pietro Marcacci*

Febbraio 2009

Area: Produzione e Fonti Energetiche

Contratto Accordo di programma con il Ministero dello Sviluppo Economico ai sensi dell'art. 3 comma 2 del D.M. 23 marzo 2006 per le attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico.
Piano Annuale di realizzazione 2008.

Oggetto Valutazioni sui sistemi "kite wind generator"

Area Produzione e Fonti Energetiche
Progetto Produzione di energia da fonte eolica con particolare riferimento ai sistemi offshore
Deliverable 6.5

Note

La parziale riproduzione di questo documento è permessa solo con l'autorizzazione scritta del CESI RICERCA.

PUBBLICATO 08005694 (PAD - 800638)

N. pagine 59 **N. pagine fuori testo**

Data 28.02.2009

Elaborato Casale Claudio Andrea (SSG), Viani Silvano (SSG), Marcacci Pietro (ASV)
08005694 436439 AUT 08005694 436722 AUT 08005694 436586 AUT

Verificato Botta Gabriele (SSG)
08005694 436407 VER

Approvato Mazzocchi Luigi (SSG)
08005694 436596 APP

Mod. RPRDS v. 01

Indice

SOMMARIO.....	3
1 INTRODUZIONE	5
2 SVILUPPI E LIMITI DELLE ATTUALI TECNOLOGIE EOLICHE	7
2.1 Diffusione della generazione eolica fino ad oggi	7
2.2 Traguardi e scenari per il futuro	9
2.3 Potenzialità e limiti degli aerogeneratori tradizionali.....	10
3 CONCETTI INNOVATIVI PER GENERATORI EOLICI D'ALTA QUOTA	13
3.1 Generalità	13
3.2 Generatori eolici ad aquiloni della società KiteGen.....	14
3.2.1 Concetto KiteGen "a yo-yo"	14
3.2.2 Concetto KiteGen "a giostra"	17
3.3 Concetto Ladder Mill del Dr. Wubbo Ockels	24
3.4 Concetto Fly Gen della Peter Lynn Kites Ltd	26
3.5 Concetto MARS della Magenn Power Inc.	27
3.6 Concetto FEG della Sky WindPower Corporation.....	29
4 CONSIDERAZIONI DI MASSIMA SULLE RISORSE EOLICHE AD ALTA QUOTA	32
4.1 Lo strumento utilizzato, il SODAR	32
4.2 Risultati ottenuti dalle elaborazioni effettuate.....	35
4.2.1 Generalità	35
4.2.2 Vento medio a varie quote.....	37
4.2.3 Curve di distribuzione del vento a varie quote	43
4.2.4 Analisi della persistenza del vento in quota	46
4.2.5 Osservazioni sui risultati	52
5 CONSIDERAZIONI DI MASSIMA SUI SISTEMI EOLICI PER ALTA QUOTA	53
6 CONCLUSIONI	56
7 BIBLIOGRAFIA	59

STORIA DELLE REVISIONI

Numero revisione	Data	Protocollo	Lista delle modifiche e/o dei paragrafi modificati
0	28.02.2009	08005694	PRIMA EMISSIONE

SOMMARIO

In questo rapporto si riassumono i risultati di un'indagine volta ad approfondire le caratteristiche e le prospettive di applicazione di alcuni concetti di macchine eoliche non convenzionali. In particolare, sono state esaminate alcune tecnologie innovative che mirano a sfruttare il vento ad altezze dal suolo superiori a quelle raggiungibili con gli aerogeneratori odierni, cioè oltre i 200 m. I generatori eolici d'alta quota si potrebbero presentare, almeno teoricamente, come alternative agli aerogeneratori tradizionali per i loro potenziali vantaggi sia in fatto di produzione energetica, visto che la velocità del vento tende ad aumentare con l'altezza dal suolo, che per il loro minore impatto ambientale.

La parte più consistente dell'analisi è stata riservata ai sistemi basati sull'impiego di aquiloni, che sono da qualche tempo oggetto di studi e sperimentazioni anche in Italia da parte della società KiteGen. Una prima applicazione è quella cosiddetta "a yo-yo", di cui KiteGen ha già sperimentato un prototipo. Come passo successivo, KiteGen propone di realizzare un sistema del tipo "a giostra", in cui un numero anche cospicuo di aquiloni, ciascuno debitamente controllato, trascina altrettanti bracci di una struttura rotante ad asse verticale, al cui mozzo è collegato un generatore elettrico.

Secondo KiteGen, il sistema a giostra potrebbe consentire di realizzare unità di potenza anche molto elevata, grazie all'impiego di aquiloni multipli fino ad altezze di 800-1000 m dal suolo, con costi di produzione interessanti. Di fatto non sono ancora stati realizzati prototipi di generatori ad aquiloni del tipo a giostra. È evidente che gli aspetti ingegneristici ancora in sospeso non sono pochi. Basti pensare ai problemi strutturali che dovrebbero essere affrontati con l'aumentare della lunghezza dei bracci e il contemporaneo crescere del numero e della forza di trazione degli aquiloni. Altri aspetti assai critici sono, malgrado i risultati concreti già ottenuti con aquiloni singoli, quelli connessi alla gestione e al controllo di un insieme di numerosi aquiloni in volo a grande altezza al variare delle condizioni di vento e nelle fasi di avviamento ed arresto del sistema.

Per completezza sono poi stati esaminati brevemente, nella rassegna, anche altri concetti di generatori eolici d'alta quota, sia ad aquiloni che di altro tipo (Ladder Mill, Fly Gen, MARS, FEG). Questi ultimi sono apparsi però meno promettenti, soprattutto rispetto al KiteGen a giostra, dal punto di vista dell'applicazione pratica.

Si è anche cercato di ricavare una prima percezione dell'effettiva applicabilità dei generatori eolici KiteGen, in particolare effettuando una valutazione delle reali caratteristiche delle risorse eoliche alle quote a cui essi dovrebbero funzionare. A tal fine è stato utilizzato un archivio storico di profili di vento misurati mediante SODAR Doppler a quote comprese tra 50 e 900 m, disponibile presso CESI RICERCA. Le elaborazioni effettuate per ciascuna località hanno portato a determinare un profilo del vento medio e una distribuzione delle intensità del vento alle diverse quote. Sulla base di queste distribuzioni sono state selezionate le località dove le misure risultano più attendibili e le velocità del vento più elevate. Sono emerse cinque località per le quali, dal momento che venti troppo intermittenti non sono evidentemente adatti a sistemi di generazione ad aquiloni, è stata condotta anche una specifica analisi della persistenza del vento, grandezza che indica per una determinata quota (ad esempio 700 m) il rapporto percentuale tra il numero totale di ore di vento continuo al di sopra di una determinata soglia (ad esempio 7 m/s) e di un certo periodo di permanenza (ad esempio 2 ore), ed il numero totale di ore di misura a quella quota.

Nel complesso, anche se per valutazioni più precise del vento in quota sarebbero opportune ulteriori misure appositamente mirate agli scopi di questa indagine, le caratteristiche del vento ad alta quota deducibili dalle analisi preliminari sinora effettuate sembrerebbero non escludere, in linea di principio, la possibilità di utilizzare proficuamente i sistemi innovativi proposti e, in particolare, i sistemi del tipo KiteGen a giostra. Naturalmente resterebbero da risolvere i non pochi problemi costruttivi e di gestione

del funzionamento di cui si è detto. Peraltro è da considerare che questi concetti innovativi sono tuttora in una fase embrionale e, per essere definiti, necessitano ancora di numerosi studi e perfezionamenti.

In ogni caso, la realizzazione di centrali eoliche con i generatori innovativi descritti, soprattutto se di potenza elevata, sarebbe destinata anch'essa a comportare dei problemi d'inserimento nel territorio, sia per l'ingombro proprio che per la necessità di lasciare adeguate zone di rispetto onde evitare interferenze con il traffico aereo e con strutture terrestri (linee elettriche ecc.), nonché pericoli per le persone. Anche l'impatto visivo e la rumorosità di questi sistemi sono aspetti importanti ancora da valutare.

1 INTRODUZIONE

Nell'ambito delle attività di ricerca e sviluppo di interesse generale per il sistema elettrico condotte nel 2008 sono state effettuate indagini su possibili nuovi utilizzi della risorsa eolica.

Da un lato è stato eseguito un lavoro volto a valutare la fattibilità di realizzare installazioni eoliche galleggianti, ancora in fase di studio a livello mondiale, in acque profonde, settore particolarmente promettente per l'Italia. I risultati di tale lavoro sono riportati nel rapporto "Studio di fattibilità e progetto di massima di un'installazione eolica galleggiante e analisi dei costi" protocollo 08005816 del 28.02.2009.

Dall'altro lato è stata effettuata un'indagine di massima, descritta nel presente rapporto, su vari concetti di macchine eoliche non convenzionali di cui si è avuta notizia attraverso la letteratura tecnica o la stampa in generale.

Nell'ambito di quest'ultimo lavoro, l'attenzione è stata rivolta, in particolare, sulle tecnologie innovative che mirano a sfruttare il vento ad altezze dal suolo dell'ordine delle centinaia o addirittura delle migliaia di metri, superiori a quelle massime raggiungibili con le tecnologie degli aerogeneratori odierni, anche se di grande taglia.

È infatti ben noto che le macchine più grandi sinora realizzate secondo le tecnologie tradizionali - con potenza unitaria al massimo di 5÷6 MW - sono dotate di 3 pale, con lunghezza fino a 60÷65 m, collegate ad un asse di rotazione orizzontale disposto fino a 100-130 m dal suolo. Di conseguenza, il punto più alto raggiunto dalle pale in rotazione non può superare in ogni caso i 200 m dal suolo ed il disco del rotore rimane sempre nella fascia più bassa del cosiddetto strato limite atmosferico, cioè della parte di atmosfera, con altezza sull'ordine di 1 km, in cui le velocità del vento diventano a mano a mano più basse che ad alta quota per il progressivo rallentamento causato dalla rugosità del terreno.

In ambito internazionale, gli esperti eolici sono generalmente concordi nel ritenere che difficilmente, con i tradizionali aerogeneratori, si potrà salire a taglie ancora maggiori di quelle attuali senza aver prima introdotto radicali innovazioni nel campo dei materiali e delle tecniche costruttive, innovazioni, peraltro, di cui non sono ancora valutabili con precisione la fattibilità, i tempi e i costi. Le altezze massime di sfruttamento del vento delle eventuali nuove macchine non si discosterebbero comunque significativamente da quelle degli aerogeneratori attuali più grandi e rimarrebbero quindi sempre entro la fascia più bassa del cosiddetto strato limite atmosferico.

L'installazione di numerose nuove centrali eoliche con potenza unitaria anche piuttosto cospicua, prospettiva inevitabile se si vorranno conseguire i traguardi sempre più ambiziosi che vengono indicati a livello politico per la produzione di energia da fonti rinnovabili, richiederà pertanto, almeno nel medio-breve termine, la messa in campo di un numero assai elevato di macchine con tecnologia tradizionale. È evidente che ciò, oltre a rendere sempre più difficile il reperimento di siti sufficientemente ventosi e con estensioni adeguate, non potrà che aggravare ulteriormente i problemi di occupazione del suolo e di impatto visivo che già stanno all'origine di non poche opposizioni dell'opinione pubblica alla messa in campo di nuovi impianti eolici non solo sulla terraferma, ma anche offshore.

La realizzazione di sistemi di generazione eolica innovativi che fossero in grado di funzionare a quote maggiori e quindi, almeno in linea di principio, di sfruttare venti più intensi e regolari di quelli che spirano negli strati dell'atmosfera più prossimi al terreno, potrebbe consentire di ottenere potenze installate e, ancor più, energie annue prodotte anche assai più elevate a pari superficie di terreno impegnata, superando quindi, o almeno attenuando, parte delle problematiche sopra citate. Se poi questi dispositivi potessero anche essere costruiti con materiali e tecnologie relativamente tradizionali e di basso costo, è evidente il vantaggio complessivo che, teoricamente, potrebbe essere conseguito in termini di costo unitario dell'energia prodotta.

Negli anni passati, e anche di recente, sono stati proposti vari concetti per aerogeneratori d'alta quota diversi fra loro, ma sempre piuttosto rivoluzionari rispetto a quelli delle macchine tradizionali. Per completare il quadro della tecnologia eolica, si è pertanto ritenuto opportuno fare una rassegna di massima di questi concetti innovativi, approfondendo in particolare, come previsto dallo stesso Piano Annuale di realizzazione 2008, l'esame delle soluzioni basate sull'impiego di aquiloni - note nella

letteratura internazionale con la denominazione inglese di “kite wind generators”- per il loro maggiore interesse applicativo in una prospettiva di medio o di lungo termine.

Nei capitoli che seguono, dopo alcuni cenni introduttivi sull’evoluzione del mercato eolico e sulle potenzialità e i limiti delle attuali tecnologie degli aerogeneratori alla luce dei traguardi di sviluppo per il futuro, vengono descritti diversi concetti di generatori eolici d’alta quota proposti a livello internazionale, trattando con maggior dettaglio la tecnologia dei generatori ad aquiloni recentemente sviluppata in Italia dalla società KiteGen.

Un successivo capitolo è invece dedicato ad un’analisi delle informazioni per il momento disponibili sulle caratteristiche delle risorse eoliche fino a 1000 m dal suolo. La verifica dell’andamento delle velocità del vento in quota, sia in funzione dell’altezza dal suolo che per quanto concerne la continuità del vento nel tempo ad una data quota, è infatti un approfondimento indispensabile per valutare le reali possibilità ed i vantaggi di impiegare i tipi di generatori eolici non tradizionali indicati in precedenza.

Su questo argomento CESI RICERCA ha avviato una ricerca preliminare, con il recupero e l’analisi di informazioni sul vento ad alta quota già acquisite in passato. In particolare, oltre ai dati ad elevata quota (3500 e 5000 m) forniti dallo ECMWF di Reading e utilizzati a suo tempo dal modello WINDS nella preparazione dell’Atlante eolico dell’Italia, CESI RICERCA dispone di serie significative di dati di vento misurati in passato mediante il SODAR Doppler in diverse località italiane ad altezze sotto i 1000 m, cioè proprio alle altezze a cui opererebbero buona parte dei generatori eolici innovativi di seguito descritti.

Soprattutto queste ultime indicazioni sperimentali sulle risorse disponibili in quota, valutate insieme alle caratteristiche delle nuove tecnologie proposte per i sistemi di conversione, hanno consentito di ricavare una prima percezione sulle possibilità di ampliare lo sfruttamento della fonte eolica, ai fini della produzione di energia elettrica, verso fasce più alte dell’atmosfera.

2 SVILUPPI E LIMITI DELLE ATTUALI TECNOLOGIE EOLICHE

È ben noto che il vento, essendo una fonte d'energia rinnovabile e gratuita, viene visto con sempre maggiore interesse come risorsa integrativa, soprattutto per la produzione di energia elettrica da immettere in rete.

In generale la fonte eolica presenta alcuni inconvenienti per le esigenze di funzionamento e pianificazione dei sistemi elettrici, in particolare irregolarità e scarsa prevedibilità nel tempo, impossibilità di accumulo e marcata dipendenza da fattori locali; tuttavia la sua potenziale capacità di consentire risparmi non trascurabili nel consumo dei combustibili fossili - con conseguenti vantaggi in termini di emissioni di gas serra, inquinamento, sicurezza degli approvvigionamenti e bilancia dei pagamenti - sta non solo suscitando aspettative tra l'opinione pubblica e nel mondo politico, ma anche coinvolgendo non pochi operatori del settore energetico.

2.1 Diffusione della generazione eolica fino ad oggi

L'attuale interesse per la generazione elettrica da fonte eolica è alimentato anche dall'evidenza dei successi concreti finora ottenuti in questo campo. La tecnologia eolica ha progredito costantemente per quasi trent'anni, mettendo a punto aerogeneratori sempre più grandi, efficienti e affidabili, con costi di produzione che si sono avvicinati sempre più a quelli delle centrali elettriche convenzionali, pur non essendo ancora del tutto competitivi. Proprio questa continua evoluzione tecnica, unita alle politiche incentivanti attuate ormai da tempo dai governi di non pochi Paesi, ha reso possibile la rapida diffusione degli impianti eolici cui si è assistito soprattutto nell'ultimo decennio e che non sembra destinata a rallentare nemmeno negli anni a venire.

L'andamento tendenziale delle installazioni eoliche nel mondo è bene evidenziato dalla Figura 1, basata sulle statistiche pubblicate annualmente dalla IEA (International Energy Agency) e dalle principali associazioni del settore, come EWEA (European Wind Energy Association), AWEA (American Wind Energy Association) e GWEC (Global Wind Energy Council) [1][2][3].

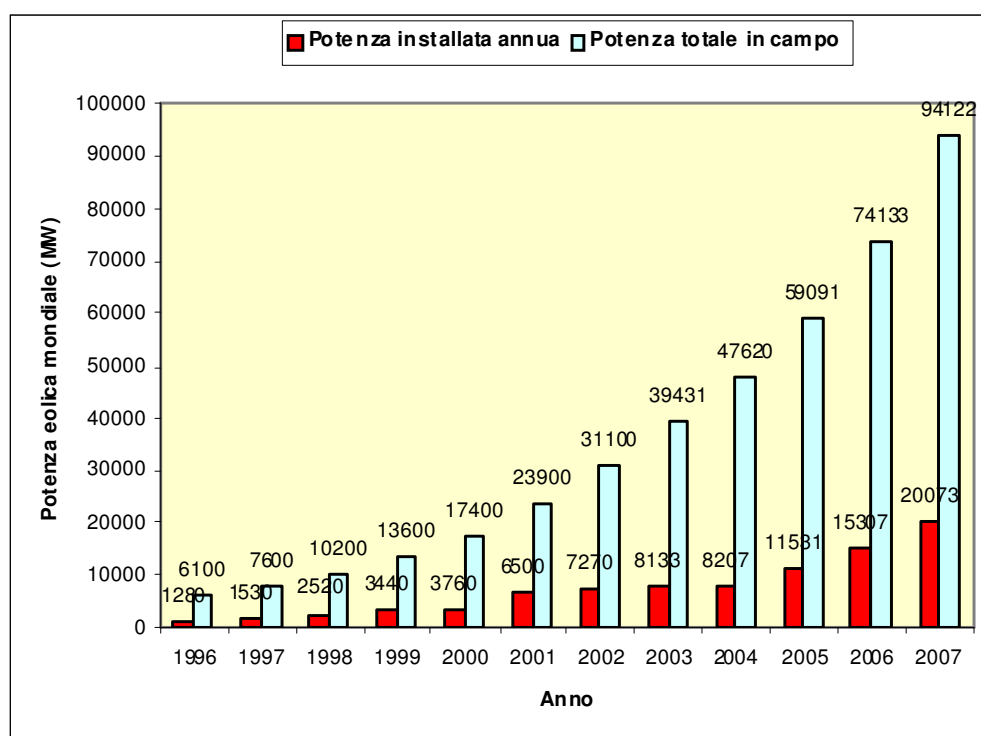


Figura 1 – Crescita della potenza di generazione da fonte eolica complessivamente installata nel mondo dal 1996 alla fine del 2007.

Da tale figura si nota in particolare che la potenza di generazione da fonte eolica è arrivata a oltre 94 GW già alla fine del 2007 (il traguardo dei 100 GW è stato poi superato nella primavera del 2008). Nel solo 2007 sono stati installati nel mondo oltre 20 GW di nuovi impianti, che hanno incrementato la potenza in campo del 27% rispetto al 2006, con un giro d'affari valutabile in almeno 25 miliardi di euro. I Paesi con le maggiori potenze installate erano a fine 2007: Germania (22,2 GW), Stati Uniti (16,8 GW), Spagna (15,1 GW), India (8 GW), Cina (6 GW) e Danimarca (3,1 GW). L'Italia si classificava subito dopo, con 2,7 GW (che sono diventati 3,7 GW alla fine di dicembre 2008).

La quota prevalente della potenza mondiale è posseduta dai Paesi dell'Unione Europea, che a fine 2007 arrivavano insieme a 56,5 GW, pari al 60 % del totale mondiale. A ciò si aggiungono le importanti quote di mercato conquistate nel mondo dall'industria costruttrice di aerogeneratori dei Paesi europei, soprattutto da aziende di Danimarca, Germania e Spagna: complessivamente quasi il 70% del mercato 2007 (in termini di potenza), secondo le ricerche della nota società danese BTM Consult.

È anche da segnalare che negli ultimi anni è stato realizzato un numero crescente di centrali eoliche in acque marine costiere (centrali offshore). Complessivamente, la potenza di queste centrali offshore - comprese entro le potenze eoliche totali anzidette - aveva superato, alla fine del 2007, 1,1 GW, realizzati quasi interamente in Europa (Danimarca, Regno Unito, Svezia, Olanda, Irlanda) con diversi impianti di potenza notevole, fino a 160 MW. Ulteriori progetti di impianti offshore per diverse migliaia di MW risultano già in costruzione o in programma non solo nei Paesi citati (nel Regno Unito, in particolare, l'eolico offshore è visto come la principale fonte rinnovabile del futuro), ma anche in Germania e Spagna, oltre che in Paesi extraeuropei come Giappone, Stati Uniti ecc. L'interesse per gli impianti offshore deriva, come è noto, essenzialmente dal fatto che la loro localizzazione permette di sfruttare venti più forti e regolari, producendo quindi più energia a pari potenza installata, e nel contempo riduce l'impatto visivo, principale ostacolo all'accettazione degli impianti eolici terrestri da parte del pubblico, soprattutto nei Paesi europei più densamente popolati.

L'energia elettrica complessivamente prodotta nel mondo da fonte eolica nel 2007 non è facile da determinare con precisione, ma è stimabile, secondo il GWEC, in circa 200 TWh, corrispondenti a circa l'1,4% della domanda mondiale. Nel 2007 i contributi dell'eolico alla domanda nazionale di energia elettrica sono stati dell'ordine del 20% in Danimarca, 10% in Spagna, 6,4% in Germania, 3% nei Paesi Bassi, 1,3% nel Regno Unito e 1% circa negli Stati Uniti. Per quanto riguarda l'Unione Europea nel suo complesso, secondo la EWEA, l'eolico con circa 119 TWh (di cui 4 TWh da offshore) ha soddisfatto il 3,7 % della domanda del 2007.

Per l'Italia, il censimento effettuato da ENEA ha registrato 2726 MW collegati alla rete alla fine del 2007 e 3736 MW alla fine del 2008, con un incremento quindi di 1010 MW (37%), il più forte finora avvenuto in senso assoluto. Si tratta esclusivamente di impianti sulla terraferma. Per l'offshore, per ora risultano soltanto un certo numero di progetti d'impianti, anche di grandi dimensioni. La produzione elettrica da fonte eolica nell'anno 2007 è stata, secondo i dati definitivi di Terna, di 4034 GWh, pari all'1,2% circa della domanda elettrica nazionale. Secondo dati sempre di Terna, ma ancora provvisori, la produzione del 2008 dovrebbe avere raggiunto circa 6,6 TWh.

Gli impianti esistenti, come risulta dalla Tabella 1, sono stati realizzati soprattutto nell'Italia meridionale e nelle due isole maggiori. I siti eolici italiani con risorse adeguate si trovano, nella maggioranza dei casi, in terreni montani o comunque complessi, un fatto che contribuisce ad aumentare il costo del kWh prodotto, per i maggiori oneri delle infrastrutture e dell'installazione.

Anche in Italia la crescita del settore eolico è stata tendenzialmente continua nell'ultimo decennio. Ciò è avvenuto grazie all'impulso delle politiche d'incentivazione governative (prima il CIP 6/92 e poi i Certificati Verdi). Non poche società private nate appositamente per lo sviluppo di progetti nel settore delle fonti rinnovabili (IVPC, FRI-EL, EnerTAD, Moncada, Inergia, ASJA ecc.) si sono affiancate a noti operatori elettrici come Enel, Edison, Endesa, Sorgenia e così via.

Però, per quanto riguarda l'industria degli aerogeneratori di taglia media o grande, l'unico importante insediamento produttivo è oggi quello della Vestas Italia, che utilizza tecnologia danese, pur facendo ricorso a diversi fornitori italiani per i componenti. È tuttavia da segnalare il recente ingresso nel settore eolico della società Leitner di Vipiteno, che sta sviluppando e commercializzando propri modelli.

Esistono inoltre alcuni costruttori italiani di piccole macchine (BluMiniPower, Jonica Impianti, Ropatec, Salmini, Tozzi&Bardi, Terom, ecc.).

Regione	Potenza (MW)	Regione	Potenza (MW)
Piemonte	12,5	Umbria	1,5
Valle d'Aosta	---	Lazio	9,0
Lombardia	---	Abruzzo	169,8
Veneto	1,4	Molise	188,0
Trentino Alto Adige	2,6	Campania	687,5
Friuli Venezia Giulia	---	Basilicata	209,4
Liguria	13,7	Puglia	945,8
Emilia Romagna	3,5	Calabria	187,8
Toscana	41,8	Sicilia	794,8
Marche	---	Sardegna	467,4
Totale in campo in Italia a fine 2008			3736,5

Tabella 1 – Suddivisione regionale della potenza eolica presente in Italia alla fine del 2008 (da dati ENEA).

2.2 Traguardi e scenari per il futuro

Per il futuro, sia in Italia che, più in generale, nell'Unione Europea, la realizzazione di un numero più o meno grande di ulteriori impianti eolici dipenderà da numerosi fattori non soltanto tecnici, ma anche in particolare dalla volontà politica di sviluppare il settore eolico, e quindi di adottare politiche nazionali più o meno favorevoli per l'incentivazione dei produttori, lo snellimento delle procedure autorizzative, la facilitazione del collegamento degli impianti alla rete ecc. L'attuazione delle politiche nazionali è poi condizionata a sua volta, come già ampiamente verificato sia in Italia che all'estero, dall'atteggiamento delle popolazioni e degli enti locali verso la realizzazione degli impianti nel proprio territorio.

Il traguardo fissato per l'Italia dal Libro Bianco del CIPE nel 1999 era di 2500 MW al 2008-2012 (corrispondenti alla produzione di circa 5 TWh/anno). Questo traguardo è stato raggiunto in termini di potenza alla fine del 2007 e in termini di energia nel corso del 2008. D'altra parte, sia i nuovi progetti in via di realizzazione, che il numero complessivo di richieste di connessione pervenute a Terna e ad Enel Distribuzione indurrebbero a pensare a un prossimo ulteriore aumento della potenza eolica installata anche per diverse migliaia di MW, compatibilmente con il potenziale sfruttabile e sempre che non si frappongano ostacoli di carattere economico o autorizzativo.

Anche l'Unione Europea ha già superato, sin dalla fine del 2005, il suo traguardo di 40 GW eolici che la Commissione aveva stabilito nel suo Libro bianco sulle fonti rinnovabili del 1997. A tale proposito è ben noto che gli obiettivi, sia pure indicativi, contenuti nella Direttiva europea 2001/77/CE per la promozione delle rinnovabili hanno dato un buon impulso allo sviluppo delle installazioni nei Paesi membri.

Oggi l'Unione Europea, con il Piano d'Azione per la politica energetica approvato dal Consiglio l'8-9 marzo 2007, si è data l'obiettivo vincolante del 20% da fonti rinnovabili sul consumo totale di energia primaria entro il 2020 (per il settore elettrico, ciò equivale ad oltre il 30% di energia elettrica da fonti rinnovabili). Tenuto conto del modesto potenziale idroelettrico residuo ancora disponibile in Europa, è evidente che questi obiettivi si traducono nell'aspettativa di un contributo sempre più cospicuo da parte delle altre fonti, ed in particolare di quella eolica.

Le associazioni di categoria sembrano piuttosto ottimiste al riguardo. La EWEA [4] ha prospettato di recente (2007-2008) traguardi di 80 GW installati nell'Unione Europea al 2010, 180 GW al 2020 e 300 GW al 2030. Quest'ultima potenza potrebbe fornire, sempre secondo la EWEA, fino al 22% del

fabbisogno di elettricità dell'Unione Europea al 2030, contro il circa 3,7% di oggi. Negli Stati Uniti uno studio del 2008 [5], promosso dall'ufficio EERE del Department of Energy con la collaborazione di varie organizzazioni fra cui la AWEA, ha ritenuto fattibile uno scenario in cui l'eolico raggiunga un contributo del 20% alla domanda nazionale di elettricità entro il 2030. A livello mondiale il GWEC, nel suo rapporto "Global Wind Energy Outlook 2008" [6], ha stimato che il vento potrebbe fornire, in uno scenario favorevole alle fonti rinnovabili, più del 12 % dell'energia elettrica globale entro il 2020.

Da parte sua, il Governo italiano, nel suo "Position Paper" sulle rinnovabili [7] emesso il 10 settembre 2007 in risposta al Piano d'Azione della UE, ha prospettato un potenziale eolico totale disponibile in Italia al 2020 pari a 12 GW di potenza installata, per una produzione annua stimata di 22,6 TWh (contro i 3,7 GW e i 6,6 TWh/anno registrati alla fine del 2008).

Indipendentemente dai singoli obiettivi sopra riportati, è evidente che in ogni caso il settore eolico, per fornire i contributi da esso attesi alla domanda energetica, dovrà compiere un balzo in avanti di considerevole portata in termini non solo di potenza installata, ma anche, e prima ancora, di tecnologia degli aerogeneratori.

2.3 Potenzialità e limiti degli aerogeneratori tradizionali

Come già osservato in precedenza, la tecnologia degli aerogeneratori tradizionali, in particolare di quelli ad asse orizzontale che costituiscono la stragrande maggioranza delle unità in esercizio (Figura 2), ha compiuto negli anni passati progressi di tutto rispetto in termini sia di efficienza che di affidabilità.

Non è però stato possibile eliminare l'inconveniente di fondo degli aerogeneratori tradizionali: una potenza elettrica di targa piuttosto modesta in rapporto alle loro dimensioni e alla loro massa. Basti ricordare che, nelle taglie più grandi sinora raggiunte, a potenze nominali di 5-6 MW corrispondono diametri di rotore dell'ordine di 120-130 m, altezze al mozzo di 100-130 m e masse complessive gravanti sulla torre (navicella completa di rotore) che in certi modelli superano le 500 t.



Figura 2 – Installazione presso Emden (Germania) del primo esemplare di aerogeneratore Enercon E-126, la macchina più grande sinora costruita. Potenza nominale 6 MW, diametro di rotore 126 m, altezza al mozzo 135 m, massa gravante sulla torre 550 t.

Questo problema è conseguenza diretta della bassa concentrazione dell'energia eolica, la cui incidenza sulla produzione dell'aerogeneratore può essere valutata facilmente con la formula sotto riportata, che esprime la potenza elettrica P (in W) in uscita dalla macchina:

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3$$

dove:

A (m^2) è l'area spazzata dal rotore,

v (m/s) è la velocità del vento indisturbato a monte del rotore,

ρ (kg/m^3) è la densità dell'aria (pari a $1,225 kg/m^3$ al livello del mare e alla temperatura di $15^\circ C$),

C_p è il cosiddetto "coefficiente di potenza" della macchina, che tiene conto di tutti i rendimenti aerodinamici, meccanici ed elettrici che intervengono nella conversione dell'energia cinetica del vento in energia elettrica disponibile all'uscita.

Il C_p dipende in modo particolare dalle caratteristiche costruttive del rotore eolico e dalle condizioni operative. Il valore di C_p si mantiene comunque sempre inferiore ad un valore limite teorico (limite di Betz), pari a $16/27$ cioè $0,59$. Nella pratica C_p varia tipicamente fra $0,35$ e $0,40$ in condizioni di funzionamento di progetto, ma può decadere fortemente in condizioni diverse, in particolare quando il rapporto fra la velocità periferica della pala (e quindi la velocità di rotazione del rotore) e la velocità del vento si allontana da quello ottimale di progetto.

Nella scelta di un aerogeneratore l'obiettivo fondamentale è quello di scegliere il modello che, a parità di altre condizioni e, in particolare, a parità di costo d'acquisto e installazione e di oneri di manutenzione, è in grado di fornire la massima produzione annua di energia elettrica (kWh) nel sito dove è installato, cioè quello la cui curva di potenza meglio si combina con il regime di vento locale.

La potenza resa da un aerogeneratore aumenta proporzionalmente all'area spazzata, cioè al quadrato del diametro del rotore. Per questo motivo, il rapporto fra potenza e diametro del rotore risulta più favorevole per le macchine più grandi. Per di più queste ultime, come già accennato, per la loro maggiore altezza, hanno anche il vantaggio di attingere a venti di velocità più elevata a causa del fenomeno dello strato limite atmosferico, più o meno accentuato a seconda della natura e della copertura (in sostanza della "rugosità") del terreno.

È quindi evidente che l'aumento della taglia delle unità installate rende possibile, in linea di principio, anche una produzione di energia maggiore, a pari potenza nominale complessiva dell'impianto; in altre parole, porta ad una producibilità specifica (MWh/MW) più elevata. Queste considerazioni, in aggiunta all'impegno meno fitto del territorio che l'aumento della taglia delle singole macchine consente a pari potenza installata, giustificano l'attuale tendenza a preferire modelli di aerogeneratore sempre più grandi, sia sulla terraferma che, ancor più, negli impianti offshore, a mano a mano che l'evoluzione della tecnologia li rende disponibili sul mercato. Le principali limitazioni che sembrano sussistere a questa tendenza derivano, oltre che dagli aspetti strutturali, dalle problematiche di trasporto e montaggio, che possono assumere un ruolo determinante soprattutto per i siti montani.

Negli impianti eolici per produzione in collegamento alla rete (noti anche come centrali eoliche o parchi eolici o con il termine inglese di *wind farms*) gli aerogeneratori sono disposti secondo uno schema studiato in funzione della configurazione del terreno e del regime ventoso locale. Lo scopo è di collocare le varie unità nelle posizioni che garantiscono la maggiore producibilità di energia, lasciando, fra macchina e macchina, distanze sufficienti ad evitare un'eccessiva interferenza aerodinamica. Queste interdistanze sono tipicamente dell'ordine di 3-7 volte il diametro del rotore.

La conseguenza che emerge in modo più immediato è l'impegno del suolo, ben più significativo, a pari potenza installata, di quello di gran parte degli impianti di generazione da altre fonti. Si può stimare che, particolarmente sulla terraferma, la potenza eolica installabile possa andare da 5 a 10 MW per chilometro quadrato di terreno impegnato, con i valori più bassi tipicamente nei siti con terreni complessi. È però anche vero che il terreno fra le macchine può continuare ad essere utilizzato, ad esempio, per pascolo o coltivazioni.

L'impegno del suolo è oggetto di crescente attenzione da parte dell'opinione pubblica, anche perché esso è intimamente correlato con l'inserimento degli impianti eolici nel paesaggio. Si può dire che, oggi, le questioni legate all'impatto visivo, inevitabilmente dipendenti anche da percezioni soggettive, sono spesso l'argomento più critico nelle discussioni riguardanti la VIA (Valutazione d'Impatto Ambientale) di un impianto eolico.

Altri aspetti da ricordare, anche se forse meno critici, sono: la necessità di garantire la sicurezza delle persone contro il rischio di offese per distacco di parti strutturali (possibilità oggi remota dato che gli aerogeneratori sono progettati secondo precise norme internazionali della IEC) o per il lancio di frammenti di ghiaccio dalle pale; il rumore che può essere immesso dagli aerogeneratori nell'area circostante (con i moderni aerogeneratori questi effetti sono contenuti entro limiti generalmente accettabili anche per abitazioni rurali); le possibili interferenze con le telecomunicazioni (comunque limitate a un'area ristretta); la coesistenza con l'avifauna, particolarmente in zone attraversate da rotte di migrazione.

Considerati i molteplici vantaggi che possono derivare dall'impiego di aerogeneratori di dimensioni sempre più grandi con potenze unitarie sempre più elevate, in ambito internazionale sono già stati avviati studi (come nel progetto europeo FP6 "UpWind" coordinato dal laboratorio danese Risø) per individuare gli strumenti progettuali per la realizzazione di un ulteriore salto significativo nella taglia degli aerogeneratori tradizionali, fino a 8÷10 MW di potenza per impiego sia terrestre che offshore. Si tratta di una sfida che richiede, fra l'altro, l'individuazione di nuovi materiali più leggeri e resistenti e di nuovi metodi di fabbricazione, dal momento che, secondo un'opinione condivisa da gran parte dei tecnici del settore, ben difficilmente si potrà andare oltre i 5÷6 MW con le tecnologie correnti.

Non è però possibile, almeno in questo momento, fare previsioni precise sull'evoluzione di questi lavori nei prossimi anni e tanto meno sui tempi entro cui l'industria potrà produrre aerogeneratori ad asse orizzontale o verticale, ma comunque di tecnologia tradizionale, con dimensioni nettamente superiori alle attuali. La possibilità di utilizzare macchine sempre più grandi per facilitare il raggiungimento dei traguardi ambiziosi che vengono oggi posti alla fonte eolica è quindi tuttora soggetta a molti interrogativi.

3 CONCETTI INNOVATIVI PER GENERATORI EOLICI D'ALTA QUOTA

3.1 Generalità

Tenuto conto della situazione illustrata al capitolo precedente, appare giustificata l'attenzione che alcuni esperti, in Italia e all'estero, hanno dedicato nel frattempo all'esame di soluzioni tecniche decisamente alternative alle precedenti, che mirano alla realizzazione di generatori eolici che siano in grado di fornire potenze unitarie sempre più elevate, contenendo allo stesso tempo l'impatto ambientale entro limiti relativamente accettabili.

Particolare interesse hanno suscitato le proposte che, attraverso l'impiego di aquiloni o altri mezzi, mirano ad attingere ai venti che soffiano a quote anche di molto superiori a quelle massime che potrebbero, in ogni caso, essere raggiunte in futuro dalle macchine con tecnologia tradizionale.

I sistemi basati sull'impiego di aquiloni, in particolare, stanno suscitando oggi un sensibile interesse per le loro particolari potenzialità. Ciò si verifica anche in Italia, dove la società KiteGen ha svolto e svolge tuttora studi non solo teorici, ma anche sperimentali, su questo argomento. Ai concetti sviluppati dalla società KiteGen viene riservata la prima parte di questo capitolo.

Nelle rimanenti parti di questo capitolo vengono descritti altri due interessanti concetti per sfruttare il vento in quota con aquiloni - tratti dai concetti innovativi descritti e valutati in un interessante rapporto di David D. Lang Associates (che ha operato anche come consulente della NASA) per la Drachen Foundation [8] - ed altri due concetti basati su principi differenti, ma sempre mirati all'utilizzo del vento in quota.

Per quanto insolito per il settore elettrico, il tema dei generatori che sfruttano il vento ad alta quota merita di essere seguito ed approfondito anche al di fuori delle attività nazionali per i vantaggi significativi che questi dispositivi potrebbero offrire, almeno in prospettiva.

Non si può, oltre tutto, dimenticare che l'impiego di aquiloni come motore primo è stato di recente proposto anche in altri settori, come la propulsione navale (Figura 3) [9], con risultati assai interessanti. Gli aquiloni sviluppati per le navi hanno dimensioni da 150 m² a 600 m² e, a detta dei loro venditori, sono in grado di generare tiri fino a 8÷32 t (dalla dimensione più piccola a quella più grande). L'impiego di aquiloni di questo tipo come propulsori integrativi potrebbe ridurre il consumo di combustibile delle navi perfino del 50%, in condizioni di vento ottimali.



Figura 3 - Sistema di propulsione integrativo ad aquilone applicato su una motonave dalla società SkySails di Amburgo (foto SkySails).

3.2 Generatori eolici ad aquiloni della società KiteGen

In Italia, la società KiteGen con sede a Milano è impegnata in studi ed attività sperimentali per lo sviluppo di propri concetti di generatori eolici ad aquiloni con la collaborazione scientifica della società Sequoia Automation di Chieri (TO), specializzata nei controlli automatici, e del Politecnico di Torino. Queste attività hanno anche beneficiato, fra l'altro, del supporto della Regione Piemonte e del Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca. È già stato realizzato un prototipo per prove in campo e sono stati presentati in sede internazionale articoli scientifici [10][11][12] reperibili nel sito web della KiteGen [13].

Nei mesi di giugno e luglio 2008, CESI RICERCA ha preso contatto con KiteGen e Sequoia Automation, effettuando anche una visita alla sede di quest'ultima società. L'incontro è stato particolarmente interessante, permettendo di avere una percezione diretta delle attività e dei progetti in corso.

Il funzionamento dell'aquilone, come è noto, si basa sugli stessi principi aerodinamici che si applicano sia alle ali degli aerei che alle pale degli aerogeneratori tradizionali (Figura 4) [12]. Il vento relativo al profilo alare del dispositivo (somma vettoriale del vento assoluto e di quello derivante dal movimento del profilo) genera due forze (una di portanza e una di resistenza) la cui intensità dipende, secondo leggi tipiche di ciascun profilo, dal cosiddetto angolo di attacco, cioè dall'angolo che la direzione del vento relativo forma con la corda del profilo stesso.

La portanza e la resistenza hanno come risultante una forza che solleva in alto l'aquilone e contemporaneamente tende a muoverlo in direzione orizzontale nel senso del vento. Inclinando opportunamente l'aquilone mediante due funi collegate alle sue estremità, si può variare l'orientamento e l'intensità di questa risultante e quindi controllare la traiettoria del moto e l'assetto del dispositivo.

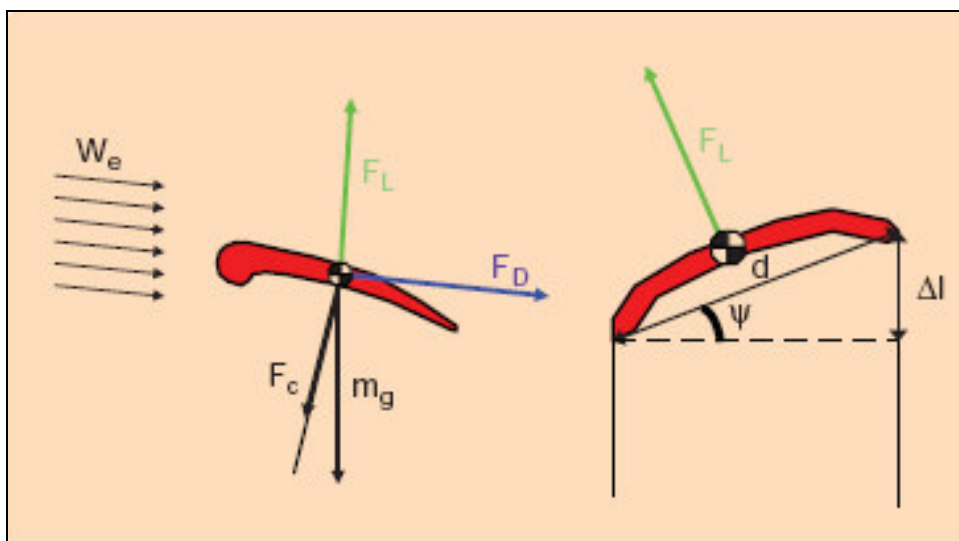


Figura 4 – Forze agenti sull'aquilone, visto di profilo (a sinistra) e di fronte (a destra). Le forze aerodinamiche dovute al vento con velocità relativa W_e sono indicate come F_L (la portanza) e F_D (la resistenza). F_c è la forza di trazione lungo le funi ed m_g è la forza gravitazionale. La differenza di lunghezza tra le due funi di trazione collegate alle due estremità dell'aquilone determina l'angolo ψ di inclinazione di quest'ultimo.

3.2.1 Concetto KiteGen "a yo-yo"

Una prima applicazione dell'aquilone come motore eolico per la generazione elettrica è quella cosiddetta "a yo-yo", di cui KiteGen ha già realizzato e sperimentato in campo un prototipo montato su un autocarro (Figura 5). In questo caso si è impiegato un solo aquilone in tessuto sintetico gonfiabile, con una forma ad arco simile a quella di un parapendio o a quella degli aquiloni utilizzati per il "kite surfing".



Figura 5 - Sperimentazione del prototipo di generatore eolico ad aquilone del tipo “a yo-yo” realizzato dalla KiteGen.

Come indicato nello schema della Figura 6, le due funi di estremità che permettono di controllare il moto dell'aquilone sono arrotolate su due verricelli, ciascuno dei quali è collegato ad un apposito generatore/motore elettrico connesso ad una batteria di accumulo. Le due macchine elettriche agiscono come motori quando tirano le funi per controllare il volo dell'aquilone o per recuperarlo, e come generatori quando la lunghezza delle funi aumenta per la trazione esercitata dall'aquilone stesso.

Sollevandosi progressivamente, l'aquilone mette in rotazione, tramite le funi, le due macchine elettriche facendole funzionare come generatori. Nel prototipo KiteGen in oggetto, i due generatori potrebbero arrivare a produrre, nei momenti più favorevoli, potenze fino a 40 kW in totale.

Contemporaneamente, il sistema di controllo agisce sui gruppi motore/generatore, in modo da variare la differenza di lunghezza delle due funi come richiesto per ottenere l'assetto più opportuno dell'aquilone (di fatto, ciò si traduce nel differenziare la velocità di srotolamento delle due funi). Durante la salita dell'aquilone, i generatori forniscono corrente alle batterie, le quali, a loro volta, possono così alimentare carichi in continua oppure, attraverso un inverter, anche in corrente alternata a frequenza industriale.

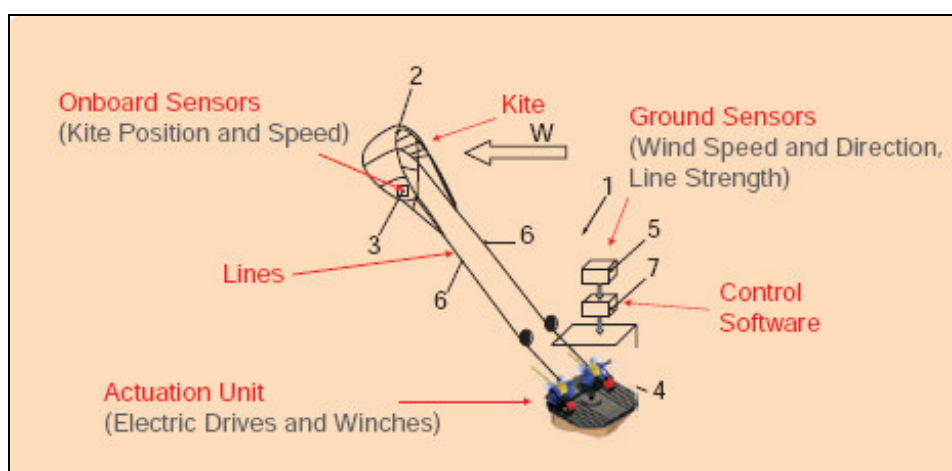


Figura 6 – Illustrazione schematica del prototipo di generatore eolico ad aquilone del tipo “a yo-yo” realizzato dalla KiteGen”.

Raggiunta la lunghezza massima delle funi (per ora 800 m), l'aquilone deve essere fatto ridiscendere a bassa quota. Questa operazione non viene effettuata soltanto facendo riavvolgere semplicemente le funi dai rispettivi motori, ma anche controllando da terra il volo dell'aquilone, sempre mediante i motori e le funi di controllo da essi azionati, in modo tale da farlo "scivolare in picchiata" al momento opportuno. Ciò consente di rendere minima l'energia spesa nella fase di discesa dell'aquilone rispetto a quella generata durante la salita. Successivamente viene avviato un nuovo ciclo di salita/discesa e così di seguito. È evidente che, in questo modo di funzionare, il ruolo chiave è svolto dal controllo automatico ed esperto della direzione e della velocità dell'aquilone, cui viene fatta descrivere, nel complesso, una serie di traiettorie a forma di otto. I progettisti si propongono di rendere tale controllo del tutto automatico sotto il governo di un'unità di pilotaggio dell'aquilone (KSU – Kite Steering Unit), grazie all'installazione di sensori di posizione e velocità a bordo dell'aquilone stesso, e di sensori di velocità e direzione del vento, nonché di tensione delle funi, posti a terra.

I vari sensori sono di derivazione aeronautica e quindi già in produzione (Figura 7). Le tecniche di controllo, di tipo MPC (Model Predictive Control), sono già state messe a punto con successo in ambiente di emulazione con opportuni modelli matematici del sistema (Figura 8). Fra gli scopi principali del prototipo realizzato vi è appunto quello di verificare in campo i risultati di questo lavoro.

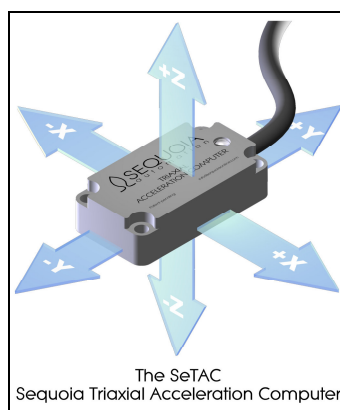


Figura 7 – Dispositivo in grado di rilevare le accelerazioni sui tre assi, già sviluppato da Sequoia Automation per impieghi aeronautici ed applicabile per le sue ridotte dimensioni anche sugli aquiloni.

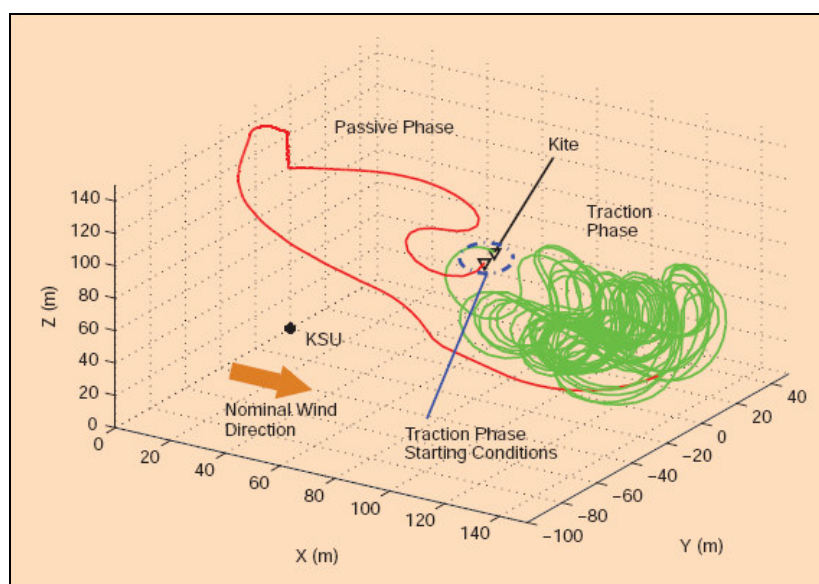


Figura 8 – Risultati da modello con le traiettorie descritte dall'aquilone nel suo moto durante la fase di trazione (verde) e la fase passiva di recupero (rossa). Il cerchietto azzurro indica la posizione di inizio della trazione. KSU indica la posizione dell'unità di controllo, collocata a terra presso gli attuatori e i verricelli delle funi.

3.2.2 Concetto KiteGen “a giostra”

Come passo successivo rispetto al sistema precedente - realizzato prevalentemente per dimostrare la fattibilità del controllo in volo di un singolo aquilone - KiteGen si propone, per il futuro, di sviluppare un concetto che ritiene potenzialmente più interessante sotto il profilo della produzione energetica.

Non si tratta più di un sistema “a yo-yo”, cioè basato sul ciclo di salita e discesa dell’aquilone, ma di un sistema del tipo “a giostra”, in cui un certo numero di aquiloni, anche multipli (fino a tre elementi sovrapposti), sono collegati, mediante la loro coppia di funi di controllo, ad altrettanti bracci di una struttura rotante, il cui mozzo aziona un generatore elettrico ad asse verticale, verosimilmente ad elevato numero di poli (Figura 9). In questo caso l’unità di controllo (KSU) di ciascun aquilone è montata all’estremità del relativo braccio, mentre la lunghezza delle due funi viene variata da parte dei relativi attuatori, su comando della KSU stessa, soltanto a fini di controllo del volo. Il funzionamento del sistema può essere illustrato osservando lo schema della Figura 10.

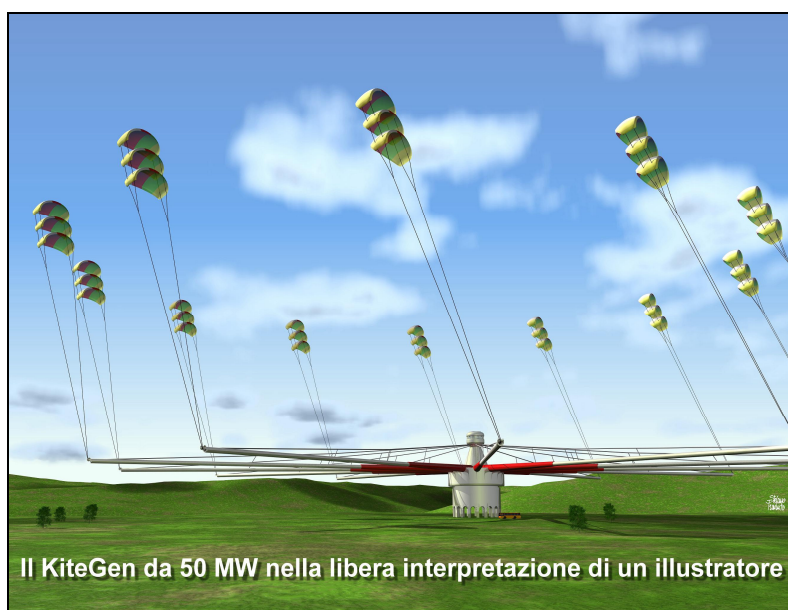


Figura 9 - Ipotesi di generatore eolico ad aquiloni multipli del tipo “a giostra”.

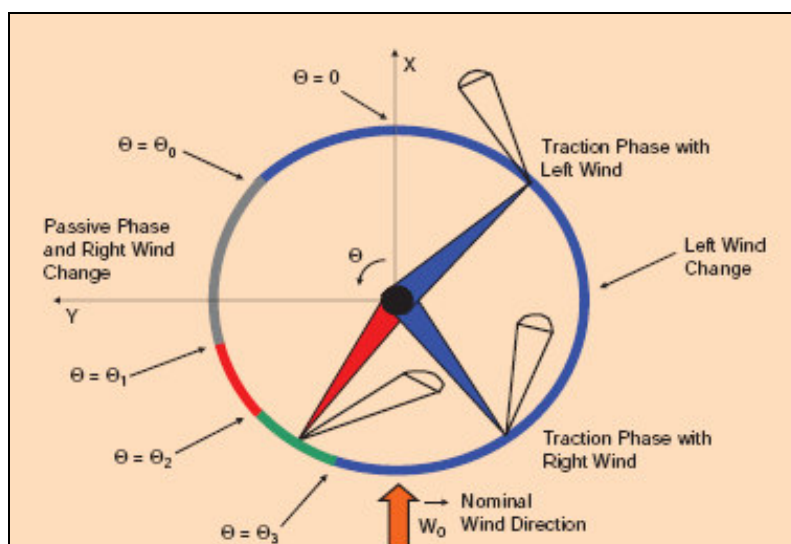


Figura 10 – Schema illustrativo del moto circolare di uno degli aquiloni in un generatore del tipo “a giostra”. L’aquilone si sposta in senso antiorario, imprimendo all’asse centrale, che aziona il generatore elettrico, una coppia motrice dalla posizione Θ_3 a Θ_0 ed opponendo una coppia resistente nella fase passiva da Θ_0 a Θ_3 (nel disegno, quest’ultima è divisa nelle tre sottofasi che la compongono). La velocità del vento W_0 indicata in figura si riferisce ovviamente al vento assoluto.

Durante una rotazione del braccio cui è vincolato mediante i due cavi di controllo, mentre l'unità KSU descrive una traiettoria circolare a relativamente poca distanza dal suolo, ciascun aquilone, sotto l'azione del vento, esercita una trazione che contribuisce alla coppia motrice del sistema per un arco di circa 270 gradi, mentre oppone una coppia resistente per i restanti 90 gradi, in cui deve muoversi contro vento con un angolo troppo piccolo perché l'azione del vento possa ancora produrre una forza di trazione utile. In quest'ultima fase l'aquilone deve quindi essere trascinato contro vento e ciò avviene grazie alla coppia motrice prodotta dagli aquiloni collegati agli altri bracci della giostra.

In sostanza, durante il suo moto circolare, un aquilone viene a trovarsi nelle stesse situazioni di una barca a vela che, a seconda della sua rotta, può passare da andature con il vento in poppa, ad andature "di bolina" con angoli rispetto al vento sempre più stretti, fino a non poter più procedere contro vento quando l'angolo fra l'asse dello scafo e la direzione del vento scende al di sotto di un valore limite.

Durante un giro di ciascun aquilone della giostra, la rispettiva unità di controllo KSU cerca di governarne il volo, in ogni momento, in modo tale da perseguire sempre, da un lato, l'ottimizzazione della coppia motrice da esso esercitata nella fase di trazione e, dall'altro lato, la minimizzazione della sua coppia resistente nella fase di ritorno. Le KSU e le relative tecniche di controllo sono analoghe a quelle già citate per il sistema "a yo-yo" di cui si è detto in precedenza. Le KSU svolgono quindi sempre la loro funzione tirando e allentando opportunamente, attraverso gli attuatori, le due funi di governo degli aquiloni sulla base delle indicazioni di un certo numero di sensori di velocità e posizione, collocati in parte a bordo degli aquiloni stessi e in parte in basso, alle estremità dei rispettivi bracci.

Nelle figure che seguono sono illustrati alcuni interessanti risultati di una simulazione del funzionamento di un aquilone di un generatore del tipo a giostra. La simulazione è stata condotta da KiteGen mediante un modello che tiene conto, fra l'altro, anche della turbolenza del vento [12].

La Figura 11 riporta, analogamente a quanto fatto dalla Figura 8 per il sistema "a yo-yo", la traiettoria complessivamente descritta da un singolo aquilone della giostra durante due successivi giri completi, così come è stata ottenuta con la simulazione di cui sopra.

Anche in questo caso l'unità di controllo fa descrivere all'aquilone, durante la fase di trazione, una fitta serie di orbite a forma di otto per renderne massima la velocità, oltre che per impedire l'aggrovigliamento delle funi di governo.

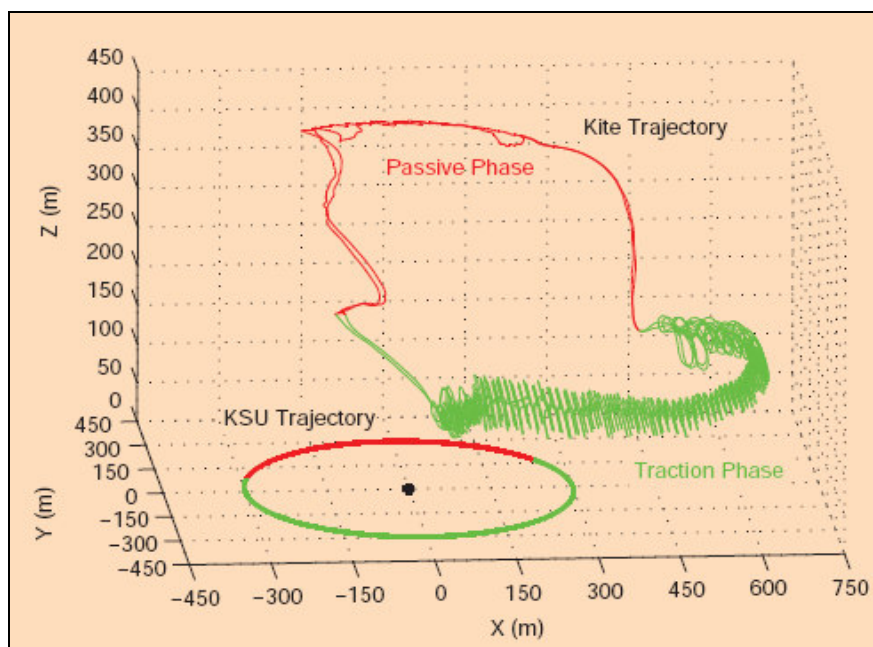


Figura 11 – Traiettoria descritta da uno degli aquiloni della giostra durante due giri successivi, ottenuta da una simulazione con modello. Si osserva la fase di trazione (in verde), in cui l'aquilone descrive una fitta serie di otto, e quella passiva (in rosso) durante il ritorno contro vento. La circonferenza è la corrispondente traiettoria della KSU all'estremità del braccio. Sull'asse z sono indicate le altezze dal suolo.

Come si può dedurre dalla stessa Figura 11, la giostra cui si è fatto riferimento per la simulazione ha un raggio (cioè una lunghezza dei bracci) di ben 300 m. L'aquilone ipotizzato ha un'area caratteristica (prodotto della corda per la lunghezza del profilo) di 100 m^2 e una massa di 50 kg. L'altezza dal suolo massima raggiunta dall'aquilone nel suo volo è di circa 380 m.

Le velocità del vento assolute che l'aquilone incontra alle varie altezze durante la simulazione sono quelle desunte dal diagramma semplificato qui riportato nella Figura 12. Il diagramma è stato fornito dall'Università Tecnica di Delft (Olanda) come ipotesi del vento medio europeo (la velocità del vento al suolo è di 3 m/s).

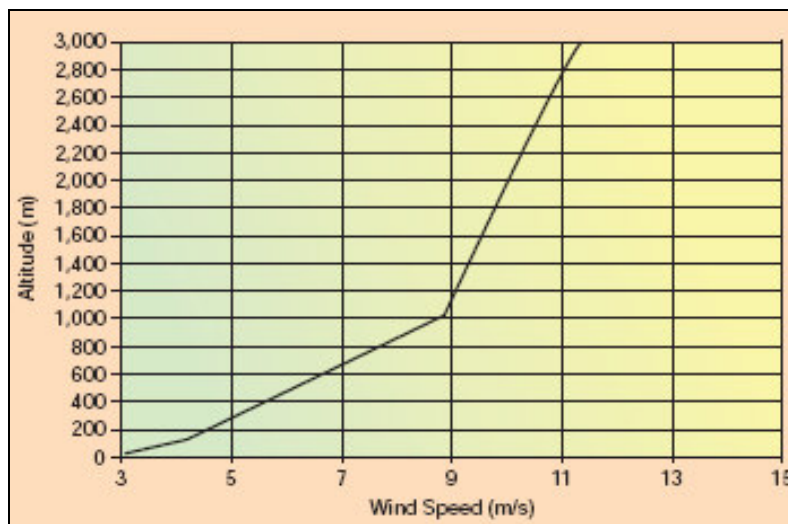


Figura 12 – Andamento della velocità del vento con la quota assunto durante la simulazione con modello del moto di un aquilone della giostra. Si tratta di un'ipotesi di vento medio europeo fornita dall'Università Tecnica di Delft (Paesi Bassi).

Sempre con riferimento ai due giri dell'aquilone considerati nella Figura 11, la Figura 13 riporta l'andamento temporale, ottenuto dalla stessa simulazione, per quanto riguarda la potenza elettrica generata.

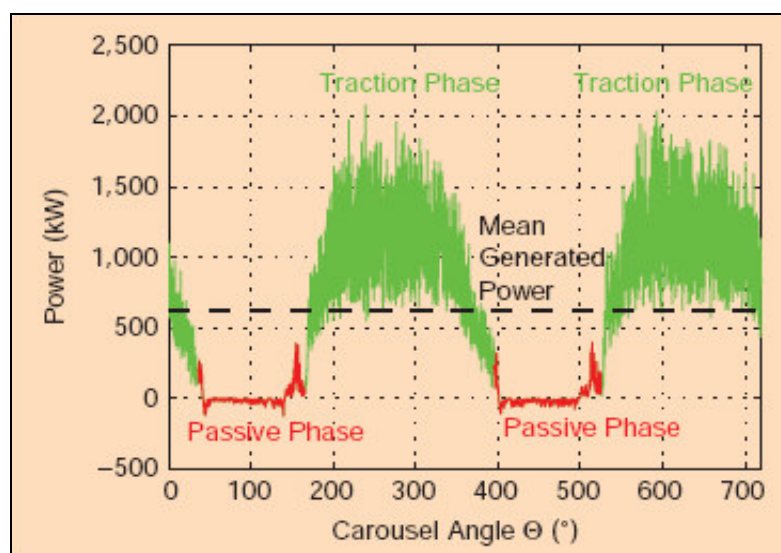


Figura 13 – Andamento nel tempo della potenza generata (verde) e assorbita (rossa) dal sistema “a giostra” per effetto del moto di un unico aquilone, durante i due giri considerati nella stessa simulazione della Figura 11. In ascissa sono riportati gli angoli descritti dal braccio a partire dalla posizione di partenza. La linea tratteggiata rappresenta la potenza media (621 kW) generata nel periodo considerato.

In particolare si osserva l'andamento della potenza prodotta nella fase di trazione, che raggiunge punte istantanee fino a 2000 kW, e l'andamento della potenza assorbita (negativa) nella fase passiva. Quest'ultima, grazie all'opportuno governo dell'assetto dell'aquilone, si mantiene a valori non di molto inferiori allo zero e, nel funzionamento del dispositivo completo, viene poi naturalmente compensata dalla potenza utile prodotta nel contempo dagli altri aquiloni che agiscono sulla giostra.

Il valore medio della potenza prodotta dall'aquilone durante i due giri considerati in figura risulta essere di 621 kW. La corrispondente energia generata per singolo giro, secondo la simulazione [12], è pari a 234 MJ. Da questi valori si può dedurre una velocità angolare media della giostra di 0,0167 rad/s, cioè di circa 0,16 giri/min, cui corrisponde una velocità periferica dell'estremità del braccio pari a 5,01 m/s. Di fatto la velocità di rotazione della giostra, sia per l'inerzia del sistema che per la sovrapposizione degli effetti dovuti ai vari aquiloni presenti, tende a mantenersi praticamente costante.

Moltiplicando la potenza media di un aquilone per il numero dei bracci, cioè degli aquiloni installabili, si deduce che la potenza media generata dal dispositivo potrebbe raggiungere valori di tutto rispetto, anche dell'ordine di 6-8 MW e più, con un impegno di soli 0,28 km².

Più in generale, osservando i fattori che determinano il funzionamento di un sistema del tipo a giostra, si può dire [8] che la potenza generata dal dispositivo può essere, in linea di principio, aumentata in due modi:

- allungando i bracci della giostra, oppure
- utilizzando aquiloni multipli con un numero maggiore di elementi.

Il primo approccio, in particolare, consente diversi effetti positivi come:

- coppie all'albero della giostra più elevate;
- maggior numero di bracci e quindi di aquiloni alla periferia;
- aquiloni più grandi;
- quote di volo degli aquiloni più elevate e quindi utilizzo di venti più forti.

Occorre però anche ricordare che i fattori sopra citati non sempre si combinano tra loro in modo favorevole alla crescita della potenza generata. Infatti, se a pari velocità angolare della giostra la lunghezza dei bracci cresce oltre un certo valore, la velocità periferica delle estremità dei bracci stessi può avvicinarsi troppo a quella assoluta del vento; in questo caso, la velocità del vento relativa all'aquilone tende ad un certo punto a diminuire di intensità fino a ridurre, anziché aumentare, la potenza utile prodotta (è da tenere presente che le forze aerodinamiche agenti sull'aquilone sono funzione del quadrato della velocità del vento relativa al profilo). Analogamente può accadere se la velocità di rotazione della giostra, a pari lunghezza dei bracci, cresce oltre un certo limite.

L'influenza dei fattori sopra citati sulla produzione di potenza è stata messa in evidenza con una simulazione molto semplificata, ma che ha consentito di rappresentare efficacemente il comportamento del sistema mediante il diagramma a tre dimensioni della Figura 14 [8]. Tra le ipotesi della simulazione, è opportuno ricordare che si è assunto un vento uniforme di 25 nodi (quasi 13 m/s) e si è aggiunto un aquilone, cioè un braccio alla giostra, per ogni aumento di 20 m del diametro.

Nella figura suddetta si osserva in particolare la zona piatta (in rosso scuro) in cui la potenza è praticamente nulla per il combinarsi di velocità di rotazione e lunghezza dei bracci eccessive. Immaginando poi di intersecare le superfici del diagramma con piani paralleli all'asse delle velocità o all'asse dei diametri, si può avere un'idea, rispettivamente, dell'andamento della potenza con la velocità a pari diametro e dell'andamento della potenza con il diametro a pari velocità.

La Figura 15 [8] riporta poi un esempio ottenuto tagliando l'asse delle potenze con piani ad esso perpendicolari, cioè paralleli al piano velocità/diametro. Ne risulta una famiglia di curve, ciascuna delle quali indica le coppie di valori di velocità e diametro che possono consentire il valore di potenza ad essa corrispondente.

Anche il rapporto fra l'altezza di volo degli aquiloni e il diametro della giostra è un parametro che deve essere ottimizzato attentamente, non solo in funzione della massima produzione di energia, ma anche in vista del raggiungimento di un efficace controllo delle traiettorie degli aquiloni che impedisca l'interferenza tra aquiloni vicini.

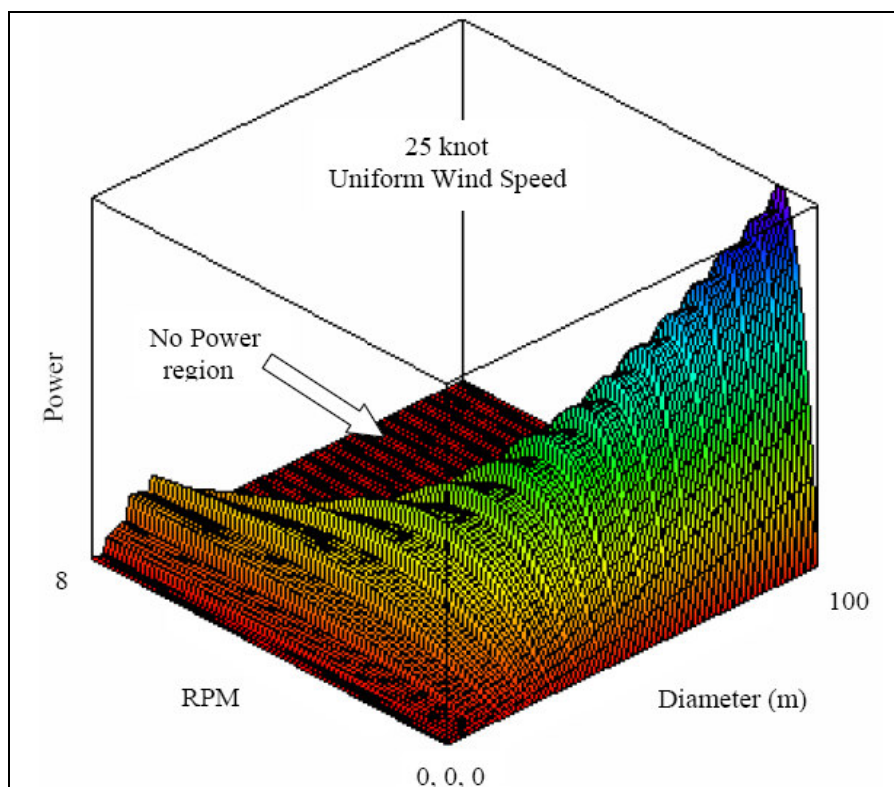


Figura 14 – Diagramma tridimensionale che riporta l’andamento indicativo della potenza generata da un sistema a giostra in funzione della velocità di rotazione RPM (giri al minuto) e del diametro (m) dei bracci.

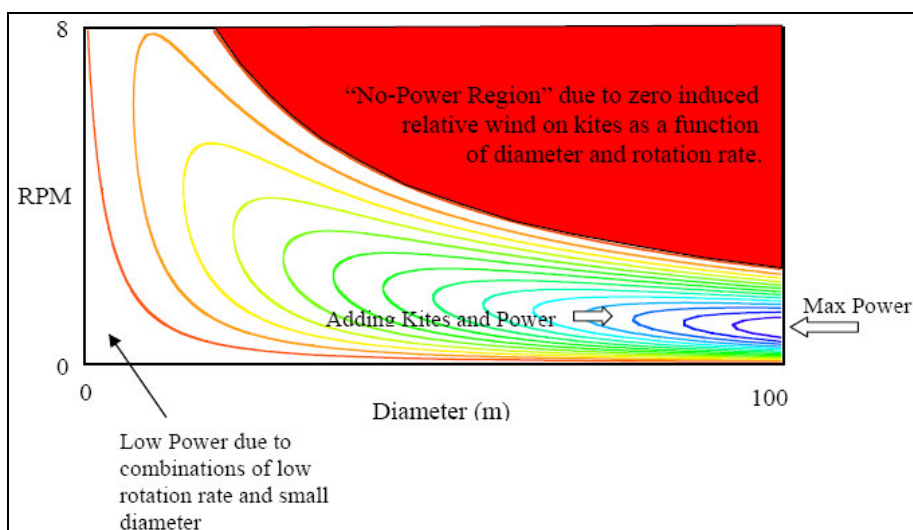


Figura 15 – Curve ottenute intersecando il diagramma tridimensionale di Figura 14 con piani perpendicolari all’asse delle potenze. Le curve in rosso corrispondono ai valori di potenza più bassi, quelle in azzurro ai valori più alti. La zona rossa rappresenta le condizioni di velocità e diametro che danno potenza praticamente nulla.

Secondo i tecnici di KiteGen, il sistema a giostra potrebbe consentire, almeno in linea di principio, di realizzare unità di potenza anche relativamente molto elevata, grazie all’impiego di aquiloni multipli che potrebbero volare fino ad altezze di 800-1000 m dal suolo. Le valutazioni effettuate [13] porterebbero a stimare che un sistema da 100 m di raggio equivarrebbe ad un generatore da 0,5 MW, uno da 200 m di raggio ad un generatore da 5 MW, uno da 300 m di raggio ad un generatore da 18 MW, uno da 1000 m di raggio ad un generatore da 500 MW e così via (Figura 16).

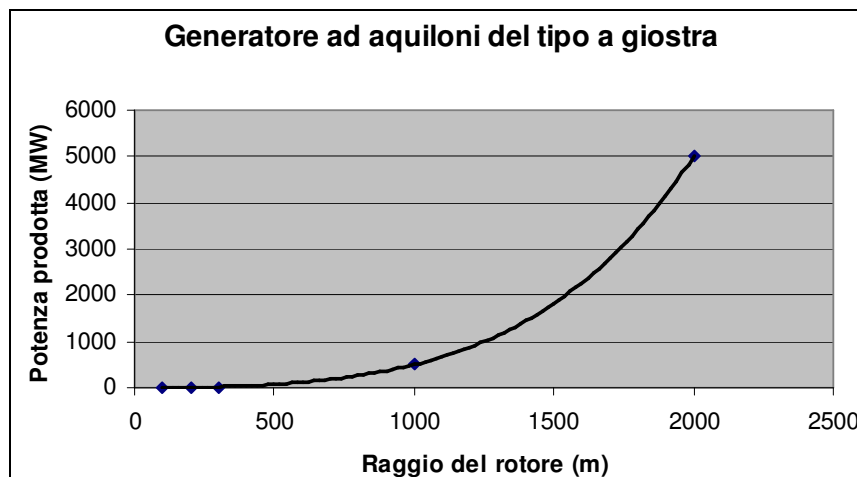


Figura 16 – Crescita tendenziale della potenza prodotta da un generatore ad aquiloni del tipo a giostra in funzione del raggio del rotore, secondo valutazioni di KiteGen.

Un particolare aspetto che viene sottolineato da KiteGen [12] come fattore che agisce a favore della maggiore capacità produttiva del generatore ad aquiloni è connesso allo stesso modo di funzionare del rotore degli aerogeneratori tradizionali. Come indicato schematicamente in Figura 17, nel rotore ad elica di questi ultimi (tipicamente tripala), la parte preponderante della conversione dell'energia cinetica del vento in energia meccanica di rotazione avviene nella porzione delle pale più prossima alla punta, dove è maggiore la velocità del vento relativa al profilo e dove il profilo stesso è ottimizzato, in particolare per quanto riguarda l'angolo d'attacco. Il rotore risulta così indebitamente ingombrante, perché il suo disco centrale, malgrado il peso e le dimensioni, non dà un adeguato contributo in termini di potenza. L'aquilone incontra invece lo stesso vento relativo in tutta la sua lunghezza e di conseguenza dovrebbe essere, a parità di vento e di dimensioni, più produttivo dal punto di vista energetico. In effetti, un aquilone è in grado di volare anche a velocità ben superiore a quella del vento assoluto, fino a 80 m/s con venti molto tesi, esercitando una forza di trazione che può arrivare ad alcune decine di tonnellate.

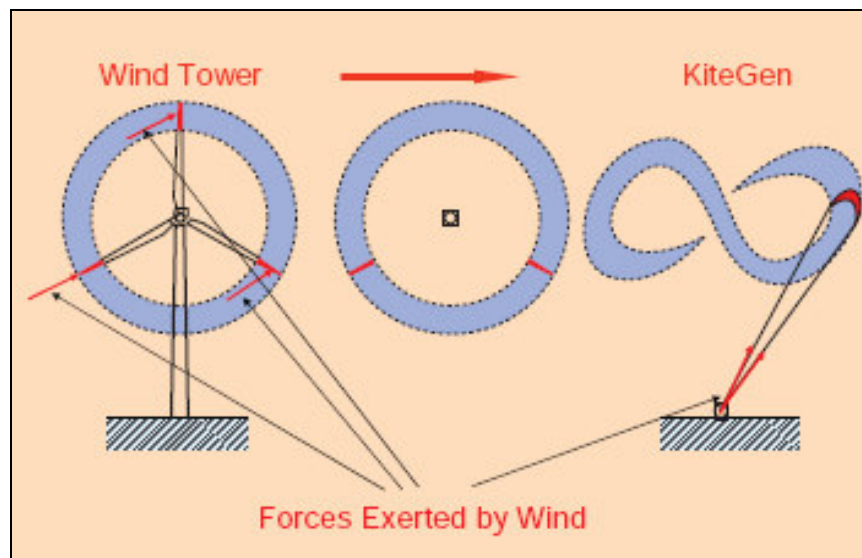


Figura 17 – Confronto tra l'area del disco rotorico su cui si esercita maggiormente l'azione del vento in un aerogeneratore tradizionale e l'area spazzata da un aquilone.

A vantaggio del sistema KiteGen si aggiunge l'assenza di un'alta e pesante torre di sostegno e la possibilità di collocare il generatore elettrico e, più in generale, l'intero apparato di conversione da energia meccanica ad energia elettrica in un alloggiamento abbastanza vicino al suolo anziché in una navicella a molte decine di metri d'altezza. Gli aquiloni e le loro funi di guida e trazione sarebbero

costruiti con materiali leggeri e di basso costo (l'attuale tecnologia è già in grado di produrre tessuti e corde in materiale sintetico di grande resistenza in rapporto al peso). Anche i bracci e la rimanente struttura della giostra, per quanto di grandi dimensioni, sarebbero costruiti con materiali relativamente poco costosi.

A titolo d'esempio, KiteGen fa il seguente confronto [12]. In buoni siti eolici dell'Italia Meridionale, un classico aerogeneratore da 2 MW e 90 m di diametro del rotore può produrre circa 4000 MWh l'anno, equivalenti a 2000 ore/anno di funzionamento a piena potenza. Se si volessero produrre 9 TWh l'anno, si dovrebbero installare 2250 di queste macchine, impegnando una superficie totale dell'ordine di 300 km² (la densità media ipotizzata sarebbe in questo caso di 15 MW/km², un valore decisamente ottimistico in rapporto a quello riscontrabile negli impianti già esistenti in Italia).

Secondo le valutazioni e le simulazioni di KiteGen, la stessa produzione annua di energia potrebbe essere ottenuta, come caso limite, addirittura mediante un unico sistema a giostra da 1500 m di raggio, dotato di 60-70 aquiloni (intesi come singoli profili) della superficie di 500 m² ciascuno. Il conseguente impegno di spazio in orizzontale dovuto ai bracci e alle funi sarebbe di soli 8 km². Tuttavia, a ciò si dovrebbe ovviamente aggiungere l'ingombro in verticale, fino a 800 e più metri, dovuto agli aquiloni e alle loro funi, cosa che richiederebbe fra l'altro l'interdizione totale del traffico aereo in un'adeguata fascia di rispetto.

Secondo KiteGen, a questi vantaggi in termini di impegno del suolo potrebbe accompagnarsi anche un vantaggio economico decisamente elevato. Mentre il costo unitario di produzione con aerogeneratori tradizionali è oggi valutabile tipicamente, in buoni siti italiani, dell'ordine di 100÷120 euro/MWh, quello ottenibile con generatori a giostra di grande taglia potrebbe scendere in prospettiva, sempre secondo KiteGen, addirittura fino a valori, decisamente sorprendenti, di 10÷15 euro/MWh.

Le valutazioni di massima che KiteGen fornisce sui possibili abbassamenti dei costi di produzione del kWh eolico con questo tipo di sistema appaiono, almeno a prima vista, assai ottimistiche e, ovviamente, dovrebbero poter essere verificate nella pratica sulla base di esperienze con sistemi reali.

Di fatto non sono ancora stati realizzati, né in Italia né in altri Paesi, esemplari prototipici di generatori eolici ad aquiloni del tipo a giostra. È evidente, comunque, che i problemi ingegneristici ancora da affrontare per arrivare ad un'effettiva applicazione commerciale di questi generatori non sono pochi. Basti pensare ai problemi strutturali che dovrebbero essere affrontati per la costruzione della giostra con l'aumentare della lunghezza dei bracci fino alle dimensioni massime ipotizzate e il contemporaneo crescere del numero e della forza di trazione degli aquiloni collegati all'estremità dei bracci stessi. Un altro aspetto molto critico sembra rimanere, malgrado i risultati significativi già ottenuti in questo campo con aquiloni singoli, la complessità della gestione e del controllo di un insieme di numerosi aquiloni in volo a grande altezza al variare delle condizioni di vento.

KiteGen intende comunque proseguire e allargare le sue ricerche per lo sviluppo dei generatori ad aquiloni, eventualmente anche nell'ambito di auspicate collaborazioni con altri operatori qualificati. Per l'immediato futuro, in particolare, la società intende sperimentare, iniziando con il suo prototipo del tipo "a yo-yo" prima descritto, nuovi aquiloni di tipo semirigido (anziché di tessuto gonfiabile) e di dimensioni maggiori.

KiteGen ha anche considerato di sostituire la giostra con un unico grande generatore lineare formato da due anelli affacciati, il cui rotore girerebbe sotto l'azione degli aquiloni rimanendo sollevato dallo statore per levitazione magnetica (Figura 18).

Rimane anche in questo caso da valutare più da vicino la reale fattibilità del concetto, tenuto conto dei particolari problemi costruttivi che si presenterebbero, ad esempio per ovviare alla intensa e variabile forza di trazione degli aquiloni che tenderebbe a sollevare lo statore ad anello dal corrispondente rotore.

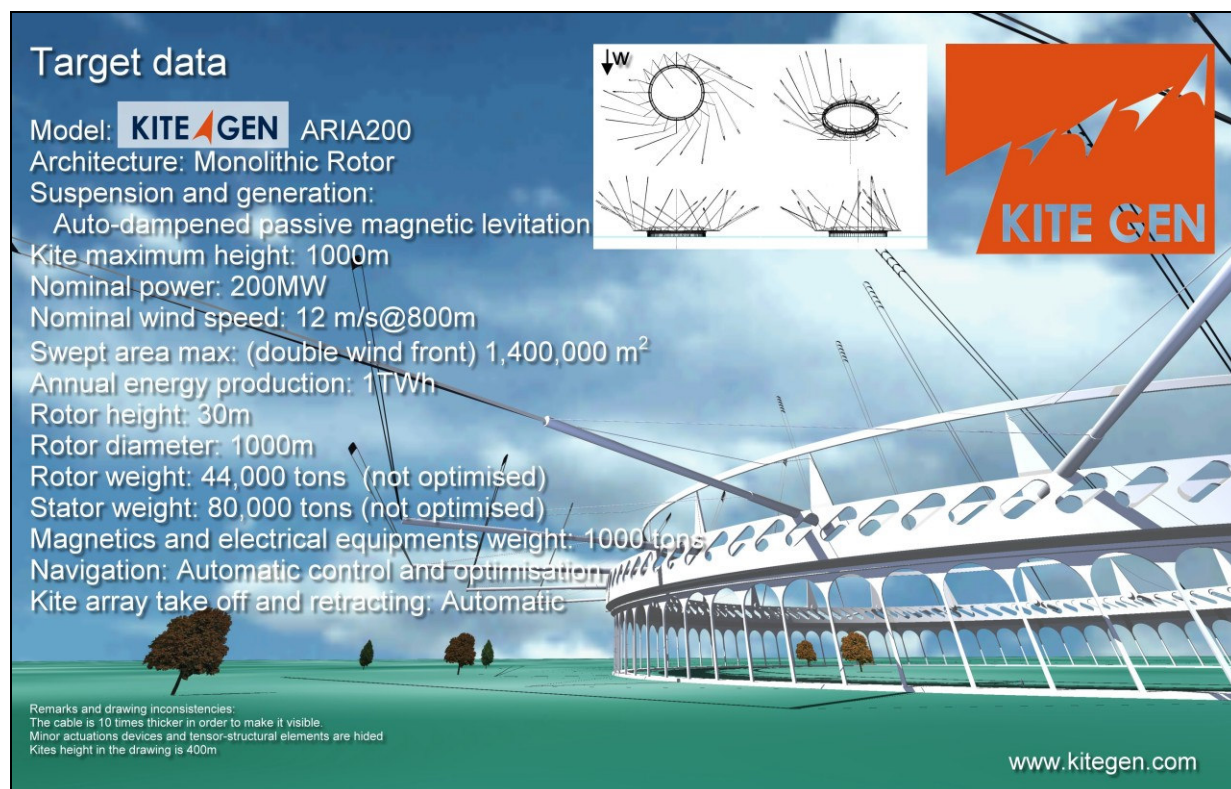


Figura 18 - Concetto di sistema a giostra con generatore ad anello e rotore a levitazione magnetica proposto dalla società KiteGen.

Nel corso del suo esame dei vari concetti di generatore ad aquiloni [8] già ricordato all'inizio di questo capitolo, la David D. Lang Associates ha riconosciuto al sistema a giostra di KiteGen diversi vantaggi potenziali, come:

- funzionamento indipendente dalla direzione del vento;
- semplicità concettuale, almeno dal punto di vista meccanico;
- elevata potenzialità di funzionamento autonomo;
- relativa facilità di variazione di scala, da taglie piccole fino a taglie elevate (entro certi limiti);
- buona compatibilità ambientale e sicurezza per le persone (in caso di caduta, gli aquiloni arriverebbero a terra con velocità piuttosto basse, oltre ad avere pesi contenuti);
- produzione di energia adeguata sia per un singolo consumatore che per una comunità;
- costo per kW potenzialmente inferiore a quello dei moderni aerogeneratori tradizionali.

La stessa società ha però evidenziato anche alcuni punti deboli di questo concetto, in particolare:

- notevole complessità del controllo automatico degli aquiloni e dei relativi apparati;
- possibile difficoltà a ridurre la taglia fino a dimensioni idonee per un piccolo utente;
- possibilità di un aggrovigliamento delle funi dei vari aquiloni tra di loro;
- possibili problemi operativi in assenza di vento.

3.3 Concetto Ladder Mill del Dr. Wubbo Ockels

Questo concetto deve il suo nome inglese al fatto che il sistema ha l'apparenza di una vera e propria "scala" di aquiloni, che salgono fino a grande altezza (si parla di varie migliaia di metri) e poi scendono seguendo un ciclo chiuso (Figura 19) [14]. I cavi che collegano in serie tutti gli aquiloni si avvolgono, come una cinghia di trasmissione del moto, intorno ad un verricello posto al suolo.

L'ideatore è l'ex astronauta e fisico olandese Dr. Wubbo Ockels, che attualmente lavora presso l'Università Tecnica di Delft (Olanda).

La Figura 19 schematizza il funzionamento del dispositivo. Gli aquiloni in salita vengono controllati, secondo gli stessi principi già descritti nel Paragrafo 3.2, in modo tale da ottimizzare il loro angolo di attacco rispetto al vento relativo, al fine di ottenere un'elevata forza di trazione sulle funi di collegamento. Alla sommità del percorso, l'angolo di attacco degli aquiloni viene bruscamente diminuito fino a rendere minima, se non nulla, la loro trazione sui cavi, in modo tale da poter farli scendere verso terra senza che oppongano una resistenza significativa. Lungo l'anello formato dagli aquiloni e dai loro cavi si esercita così una coppia motrice positiva, che viene trasmessa dai cavi per attrito al verricello posto a terra e quindi al generatore elettrico ad esso collegato.

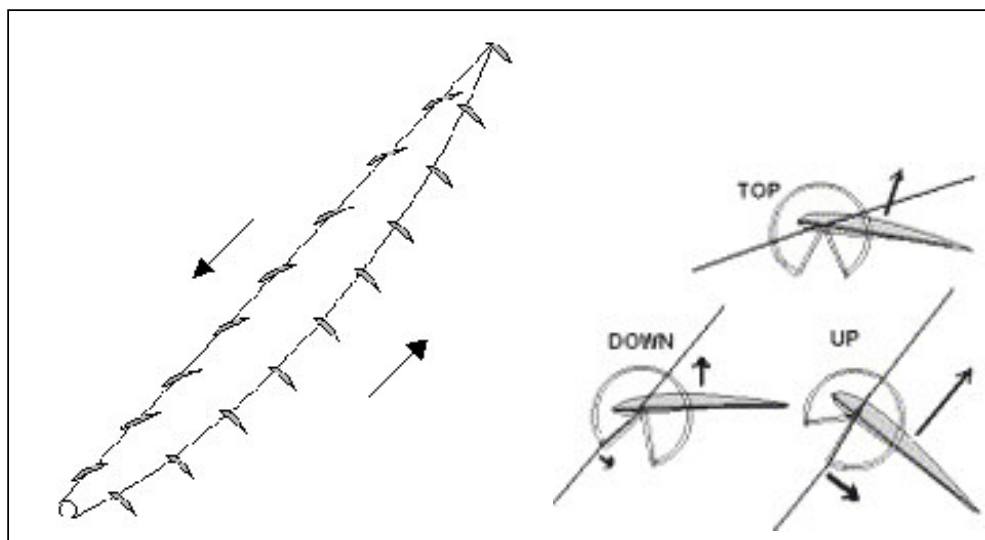


Figura 19 – Schema di funzionamento del generatore ad aquiloni Ladder Mill (a sinistra) e posizioni di lavoro dei profili degli aquiloni durante la salita, alla sommità della traiettoria e durante la discesa (a destra).

Secondo valutazioni riportate anche dal rapporto della David D. Lang Associates [8], le differenze di trazione fra il ramo ascendente e quello discendente potrebbero arrivare ad essere dell'ordine di 10.000 libbre (circa 4,5 t) e quindi essere tali da applicare coppie significative al verricello e al generatore. I cavi potrebbero essere fatti con materiali molto leggeri (come i nuovissimi nanotubi di carbonio) e quindi essere relativamente facili da maneggiare nonostante le notevoli lunghezze previste. L'aspetto tecnicamente più critico da risolvere sembrerebbe essere la fase di arrivo degli aquiloni a terra e il loro rinvio verso l'alto dopo il passaggio in corrispondenza del verricello.

Nella sua analisi [8], la David D. Lang Associates ha riconosciuto al sistema a giostra di KiteGen diversi vantaggi potenziali, come:

- capacità di produrre energia a livello di comunità locale;
- facilità di variazione di scala del dispositivo (entro certi limiti);
- funzionamento con venti a quote molto alte, quindi indipendentemente dai venti al suolo;
- buona compatibilità ambientale.

La stessa società ha però individuato anche diversi punti deboli di questo concetto, in particolare:

- difficoltà a far fronte a variazioni della direzione di provenienza del vento;
- problemi meccanici non facili da risolvere per quanto riguarda l'arrivo a terra e il rinvio in quota degli aquiloni, nonché la fase di avviamento del sistema;
- interferenze con il traffico aereo anche a quote elevate;
- necessità di ampie zone di rispetto per garantire la sicurezza delle persone.

Per il momento non sono ancora stati realizzati prototipi completi di Ladder Mill. Sono stati compiuti esperimenti con un solo aquilone in tessuto del tipo ad arco, simile a quello impiegato da KiteGen nel suo prototipo "a yo-yo", arrivando a produrre punte di 10 kW di potenza elettrica.

Il passaggio al sistema completo sembrerebbe, almeno a prima vista, assai più problematico. In particolare non risulta chiaro come verrebbero controllati i singoli aquiloni al fine di adattarne opportunamente l'angolo di attacco rispetto al vento nelle varie fasi del ciclo.

3.4 Concetto Fly Gen della Peter Lynn Kites Ltd

Anche in questo caso, il nome inglese del dispositivo proposto deriva dalla sua caratteristica più peculiare, cioè dal fatto che il generatore elettrico non è collocato al suolo, ma viene portato in volo dall'aquilone stesso (Figura 20) [8]. Il generatore è azionato da un'elica mossa dal vento e trasmette l'energia prodotta a terra attraverso i cavi di collegamento e controllo dell'aquilone.

Il concetto è stato proposto dalla società Peter Lynn Kites Ltd di Ashburton (Nuova Zelanda), specializzata nella fabbricazione di aquiloni anche di grande taglia per svariati impieghi, fra cui il "kite surfing" e il traino di veicoli terrestri a ruote [15].

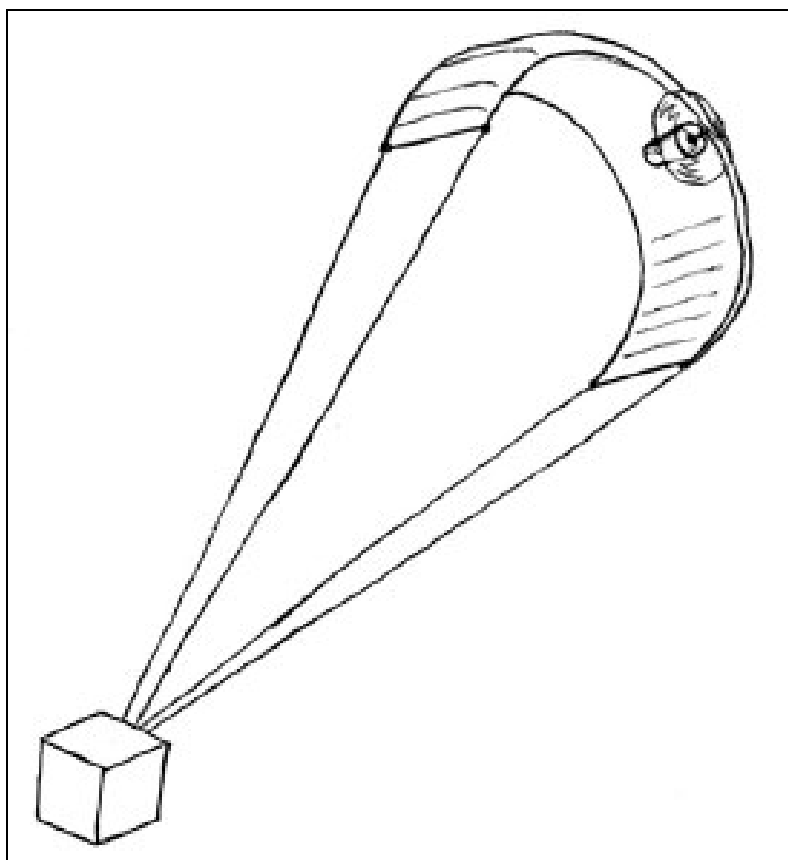


Figura 20 – Schema del generatore ad aquilone Fly Gen proposto dalla società Peter Lynn Kites Ltd (Nuova Zelanda)

Presso la base di ancoraggio a terra si trova quindi soltanto l'unità di controllo, che, come del resto avviene con altri dispositivi fra cui quelli descritti al Paragrafo 3.2, governa il moto dell'aquilone in modo da fargli descrivere una serie di traiettorie a forma di otto. Ciascuna di queste traiettorie comprende una fase discendente, in cui l'aquilone acquista energia cinetica, e quindi velocità, a spese della sua energia potenziale, e una fase di risalita, in cui l'aquilone sfrutta l'aumento di portanza conseguente al guadagno di velocità durante la discesa.

Nel caso del Fly Gen, come viene fatto osservare anche nel rapporto della David D. Lang Associates [8], la presenza del generatore a bordo dell'aquilone agisce però a sfavore di questo movimento, limitandone gli effetti positivi. Infatti, durante la discesa, la spinta assiale del vento contro l'elica del generatore frena l'aumento di velocità dell'aquilone e quindi riduce l'energia cinetica acquistata; durante la risalita, il peso del generatore, non trascurabile anche se questo è piccolo e fatto con materiali leggeri, è poi

ovviamente di ulteriore ostacolo. Ne risulta una produzione di energia inferiore a quanto ipotizzabile a prima vista.

Tra i punti a favore che la David D. Lang Associates ha riconosciuto al Fly Gen [8] sono da evidenziare:

- collocazione del gruppo elica/generatore elettrico ad alta quota dove i venti sono più favorevoli;
- semplicità costruttiva e costi potenzialmente bassi.

Diversi e forse prevalenti sono stati però gli aspetti a sfavore segnalati, in particolare:

- difficoltà di funzionamento autonomo, in particolare nelle fasi di avvio e di eventuale riavvio dopo cadute del vento;
- difficoltà di controllo del volo dell'aquilone e, in particolare, di esecuzione delle traiettorie ad otto per i problemi sopra ricordati;
- per gli stessi motivi, dubbi sulla possibilità di ricavare energia utile in quantità significativa;
- problemi di sicurezza delle persone per il pericolo di caduta di un corpo relativamente pesante come il generatore;
- possibile rumorosità nel funzionamento.

Queste considerazioni rimangono per il momento del tutto teoriche, perché non risulta che siano stati finora realizzati degli esemplari prototipici di generatori Fly Gen, nemmeno in una versione a controllo manuale. Considerata la sostanziale semplicità del concetto, non sembrerebbe però particolarmente difficile sperimentarne un esemplare, soprattutto se di piccolissima taglia, onde verificarne in pratica la fattibilità e i limiti.

3.5 Concetto MARS della Magenn Power Inc.

Mentre i generatori ad aquiloni si basano sugli stessi principi che governano il volo degli aerei, aeromobili più pesanti dell'aria, il sistema MARS (Magenn Air Rotor System) della società Magenn Power Inc. con sede a Kanata nell'Ontario (Canada) appartiene alla categoria dei mezzi più leggeri dell'aria, come gli aerostati e i dirigibili.

In effetti, esso è costituito (Figura 21 e Figura 22) [16] da un involucro cilindrico riempito di elio, gas più leggero dell'aria che gli conferisce la spinta sufficiente al suo mantenimento in quota. Sulla superficie esterna dell'involucro è montato un certo numero di pale che, sotto la spinta del vento, fanno ruotare il sistema intorno al suo asse (orizzontale e perpendicolare al vento stesso) alle cui estremità sono fissati, attraverso cuscinetti, i cavi che lo mantengono frenato al suolo ad un'altezza opportuna (per ora dell'ordine di 150-300 m).

Questo rotore aziona due generatori elettrici, che sono montati alle estremità del suo asse ed il cui statore è reso solidale ai cavi frenanti. Attraverso i cavi si effettua anche la trasmissione a terra dell'energia elettrica prodotta, che viene poi immessa in rete attraverso un trasformatore, oppure immagazzinata in batterie a seconda del tipo di applicazione.

Si deve osservare inoltre che la rotazione del corpo cilindrico dell'involucro all'interno della corrente d'aria dovuta al vento dà anche luogo ad un sensibile effetto Magnus. Da tale effetto deriva una spinta verticale che, da un lato, contribuisce al sostentamento del sistema e, dall'altro lato, aiuta anche a mantenerlo sulla verticale del luogo contrastando la spinta del vento che tenderebbe a trascinarlo via.

Rimangono comunque alcuni aspetti del funzionamento del sistema che meriterebbero un approfondimento. Non risulta chiaro, ad esempio, come l'involucro verrebbe mantenuto sempre perpendicolare al vento al variare della direzione di quest'ultimo. Inoltre, sembrerebbe che la coppia motrice applicata al generatore elettrico, scaricandosi sullo statore, dovrebbe tendere a far avvolgere i cavi di ormeggio cui tale statore è solidale. La necessità di evitare questo effetto sarebbe un altro fattore che, insieme al peso, limita fortemente la taglia dei generatori installabili a bordo.

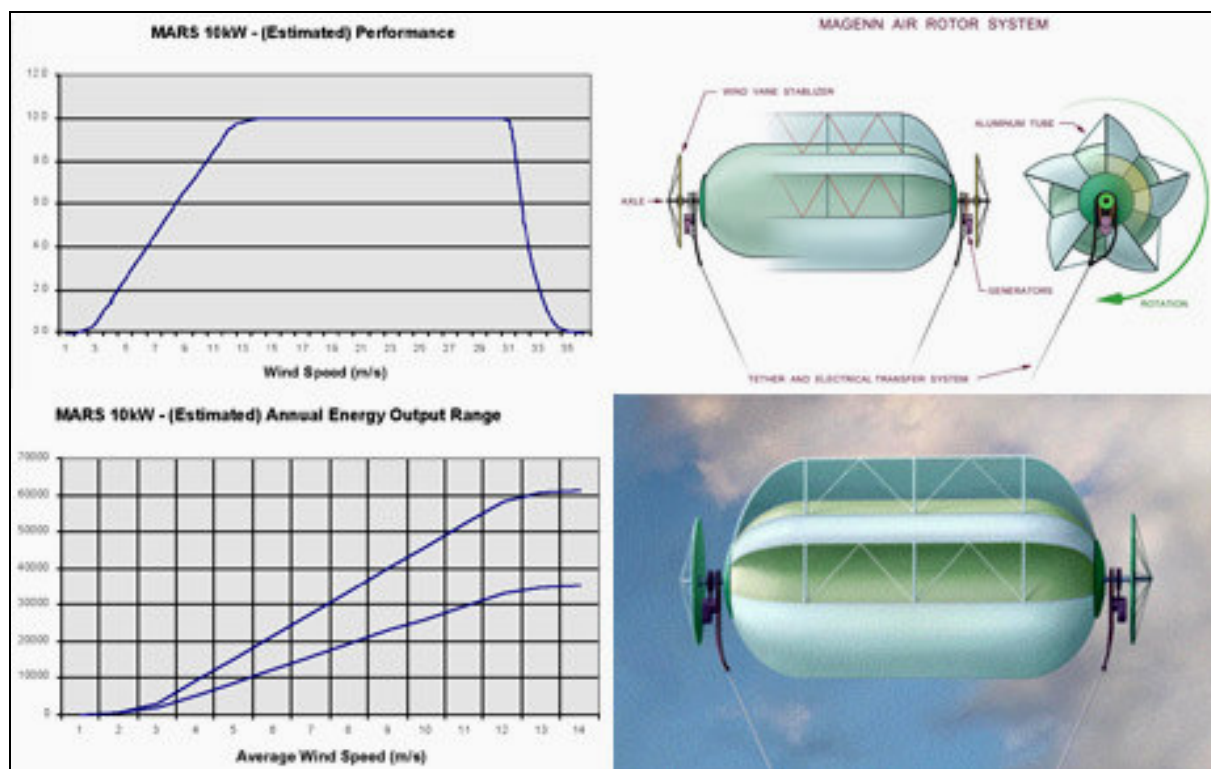


Figura 21 – Disegni di un sistema MARS della Magenn Power Inc. da 10 kW (a destra) con relativa curva di potenza (a sinistra in alto) e gamma di possibili producibilità annue di energia (kWh) in funzione della velocità media annua del vento nel sito (a sinistra in basso).

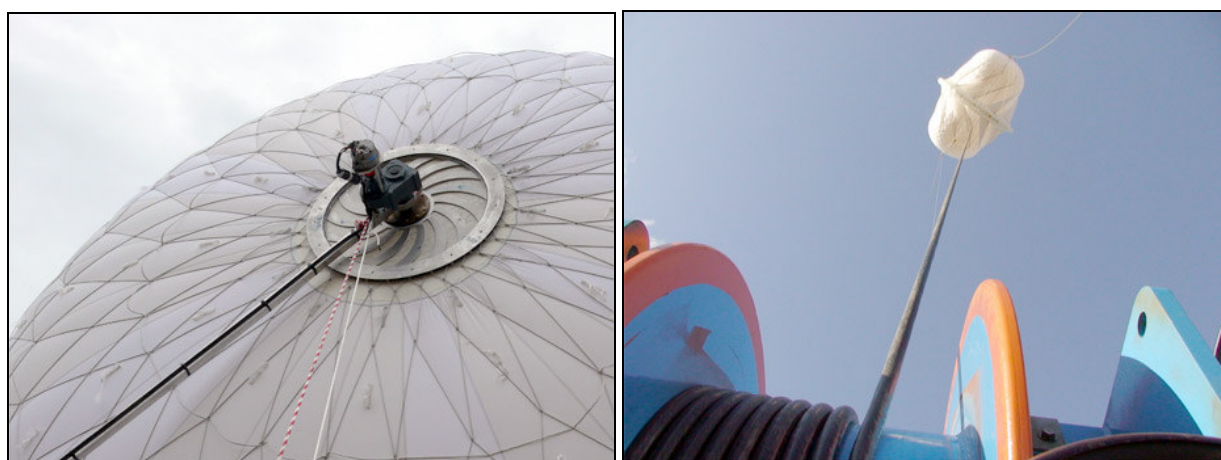


Figura 22 – Prototipo da 10 kW del sistema MARS realizzato dalla Magenn Power Inc. nella primavera del 2008: vista ravvicinata di uno dei generatori all'estremità dell'involucro (a sinistra) e vista, dal verricello di terra, del sistema che si libra a 300 m di quota (a destra).

La società Magenn Power Inc. mette in evidenza numerosi vantaggi di questo concetto [16], fra cui:

- generazione a potenza relativamente costante nel tempo, quindi con buoni fattori d'impianto (rapporto tra l'energia prodotta e quella massima producibile funzionando sempre a piena potenza), e a rendimenti dell'ordine del 40-50%;
- semplicità e bassi costi di costruzione, che, uniti ai buoni fattori d'impianto, promettono costi unitari di produzione dell'energia interessanti (al di sotto dei 100 euro/MWh);
- possibilità di funzionare con venti da 1 m/s fino a oltre 28 m/s, cioè in un intervallo di velocità più ampio di quello degli aerogeneratori tradizionali;
- facilità di variazioni di scala, anche se solo entro certi limiti;

- ampia gamma di applicazioni, anche e soprattutto in zone remote eventualmente in abbinamento a gruppi diesel, per la facilità di spostamento da un sito all'altro e di messa in servizio;
- silenziosità di funzionamento e buona compatibilità con l'avifauna.

Per contro, non si possono non osservare alcuni aspetti negativi, fra i quali sembrano particolarmente evidenti:

- forte limitazione della potenza dei generatori elettrici installabili a bordo per ovvie ragioni di peso, a meno di non costruire sistemi molto grandi e ingombranti;
- in ogni caso, rapporto peso/potenza installata molto elevato;
- conseguente necessità di installare numerose unità nella stessa area per avere potenze significative;
- interferenza inevitabile con il volo a bassa quota;
- pericolo per persone e cose in caso di caduta o di fuga per rottura dell'ormeggio.

La società Magenn Power Inc., che ha accumulato un'esperienza trentennale in fatto di mezzi aerei più leggeri dell'aria e relativi materiali, ha già realizzato, nella primavera del 2008, un prototipo del MARS della potenza nominale di 10 kW, denominato Alpha Prototype (Figura 22) [16]. Le principali caratteristiche tecniche di questo prototipo sono riportate nella Tabella 2.

Dal sito della stessa società [16] risulta anche la sua intenzione di passare tra breve, sin dal 2009-2010, alla produzione industriale dei primi esemplari di MARS. Queste prime unità dovrebbero avere potenze fra 10 e 25 kW. Il loro prezzo di vendita è ancora da definire, ma il costruttore lo stima per ora nell'intervallo fra 3600 e 7300 euro/kW).

Potenza nominale	10 kW
Dimensioni (diametro x lunghezza)	9 m x 18 m
Peso totale	Fino a circa 1350 kg
Volume di elio	Circa 900 m ³
Altezza di ormeggio	Da 120 m a 300 m
Velocità del vento di avvio	2 m/s
Velocità del vento nominale	12 m/s
Velocità del vento massima	28 m/s
Generatori elettrici	2 x 5 kW
Vita utile	10-15 anni

Tabella 2 – Alcuni dati tecnici del prototipo da 10 kW del sistema MARS realizzato dalla Magenn Power Inc. nella primavera del 2008.

3.6 Concetto FEG della Sky WindPower Corporation

Per completare la rassegna di generatori eolici d'alta quota basati su principi diversi, vale la pena di citare anche il FEG (Flying Electric Generator), ideato dall'australiano Prof. Brian Roberts come applicazione della tecnologia degli elicotteri. Recentemente questo concetto è stato adottato dalla società Sky WindPower Corporation con sede in California (U.S.A.), che intende portarlo sul mercato.

La Figura 23 illustra in particolare il prototipo realizzato e sperimentato in Australia alcuni anni fa. Il dispositivo ha l'aspetto di un elicottero privo di cabina di pilotaggio e dotato di due rotori che girano in senso inverso l'uno rispetto all'altro. Perpendicolarmente al longherone principale alle cui estremità sono montati i rotori, è fissato un altro elemento trasversale, che reca alle sue estremità delle superfici aerodinamiche.

Il dispositivo rimane vincolato al suolo mediante un cavo d'ormeggio, che serve anche da collegamento elettrico fra la rete, o le batterie, di terra e i generatori/motori di bordo.



Figura 23 – Il prototipo del FEG in volo con assetto inclinato durante la fase di generazione sotto l'azione del vento.

Il FEG inizia a funzionare sollevandosi da terra come un normale elicottero, grazie all'energia fornita dal cavo ai motori elettrici che azionano i due rotori. Raggiunta la quota stabilita, il FEG viene poi governato in modo da farlo inclinare come illustrato nella Figura 23. In questa posizione, il flusso d'aria del vento agisce da sotto, esercitando sui rotori una coppia motrice che fa funzionare le macchine elettriche come generatori e, contemporaneamente, una spinta assiale che riesce a mantenere in quota il dispositivo. Le superfici aerodinamiche del braccio trasversale contribuiscono a mantenere il FEG orientato correttamente nella direzione del vento.

Il prototipo sperimentato in Australia (un momento delle prove è illustrato nella Figura 24) aveva rotori da 4,5 m di diametro (non è stata indicata la potenza elettrica installata) e volava a quote relativamente basse. La Sky WindPower Corporation ha ora in programma [17] di realizzare e provare un prototipo più grande, con potenza di 240 kW, rotori da 10,5 m di diametro ed una quota di funzionamento dell'ordine di 5000 m e anche oltre.



Figura 24 – Fotografia scattata durante una prova del prototipo FEG sperimentato in Australia.

In prospettiva, per le applicazioni industriali, la stessa società pensa alla realizzazione di unità molto più grandi, con quattro rotori (Figura 25) o anche otto, e potenze complessive dell'ordine di 10-20 MW. L'uso di molti rotori consentirebbe di comandare il FEG semplicemente attraverso il controllo collettivo del passo delle pale di coppie di rotori opportunamente scelti (con due soli rotori, è invece necessario effettuare anche il controllo ciclico del passo delle pale, oltre a quello collettivo, per dirigere il mezzo).



Figura 25 – “Vista d’artista” di un possibile futuro esemplare di FEG a quattro rotori.

Secondo la Sky WindPower Corporation [17], i sistemi del tipo FEG avrebbero diversi vantaggi rispetto agli aerogeneratori tradizionali, fra cui in particolare:

- possibilità di sfruttare venti d’alta quota più intensi e regolari, oltre alla possibilità di salire o scendere facilmente a quote di funzionamento più idonee in un dato momento;
- di conseguenza, fattori d’impianto (rapporto tra l’energia prodotta e quella massima producibile funzionando sempre a piena potenza) molto elevati, anche dell’ordine di 70% e più a quote dell’ordine di 5000 m;
- relativa semplicità costruttiva e minore sensibilità agli effetti di fatica dovuti alle raffiche, non essendo fissati rigidamente al suolo come gli aerogeneratori tradizionali;
- costi di generazione stimati, nel lungo termine, fino a valori sorprendentemente bassi, dell’ordine di 20 euro/MWh.

Tra gli aspetti meno favorevoli, si possono osservare:

- necessità di un rigoroso controllo automatico del volo, anche con l’ausilio di giroscopi, GPS ecc., in particolare per evitare interferenze tra diverse unità installate in gruppo nella stessa area;
- peso e dimensioni assai notevoli del sistema per potenze elevate;
- lunghezza e peso del cavo di ormeggio e connessione elettrica (anche se oggi diventano disponibili materiali molto leggeri);
- elevato rischio di fulminazione;
- interferenza non trascurabile con il traffico aereo, sia a bassa che ad alta quota;
- grave pericolo per persone e cose in caso di caduta di un mezzo così pesante.

4 CONSIDERAZIONI DI MASSIMA SULLE RISORSE EOLICHE AD ALTA QUOTA

Obiettivo principale del lavoro descritto in questo capitolo è di ottenere informazioni sulle caratteristiche del vento in quota, finalizzate a ricavare una prima percezione sulle possibilità di impiego dei sistemi di generazione innovativi descritti nel capitolo precedente, in particolare quelli KiteGen, per quanto riguarda le risorse anemologiche in quota.

A tal fine è stato utilizzato un archivio storico di profili di vento, disponibile presso CESI RICERCA, misurati mediante SODAR Doppler triassiale (chiamato di seguito anche semplicemente SODAR) a quote comprese tra i 50 e i 900 m in diverse località italiane [18].

Queste misure sono state effettuate generalmente vicino a centrali termoelettriche allo scopo di ricavare informazioni utili al monitoraggio delle emissioni di polveri nell'atmosfera, in un intervallo compreso tra il suolo e 900 m - cioè quella porzione di atmosfera denominata PBL (Planetary Boundary Layer) – con maggiore attenzione alle quote tra il suolo o poco di più e i 250 m, e ai venti deboli.

Le prestazioni delle attrezzature di misura erano pertanto focalizzate ad esaminare quote più basse e venti contenuti, e quindi sono state eseguite delle analisi per ricavare elementi sulla significatività dei risultati ottenuti anche alle quote più elevate e/o con venti più intensi.

4.1 Lo strumento utilizzato, il SODAR

Il SODAR (*Sound Detection And Ranging*) è uno strumento di telerilevamento attivo di tipo acustico per la misura del profilo verticale del vento fino ad una quota massima di circa 900 m ed è composto dai seguenti elementi principali (Figura 26) :

- 3 antenne acustiche a forma di paraboloide;
- un'elettronica di controllo e pilotaggio delle antenne;
- un acquisitore dati.

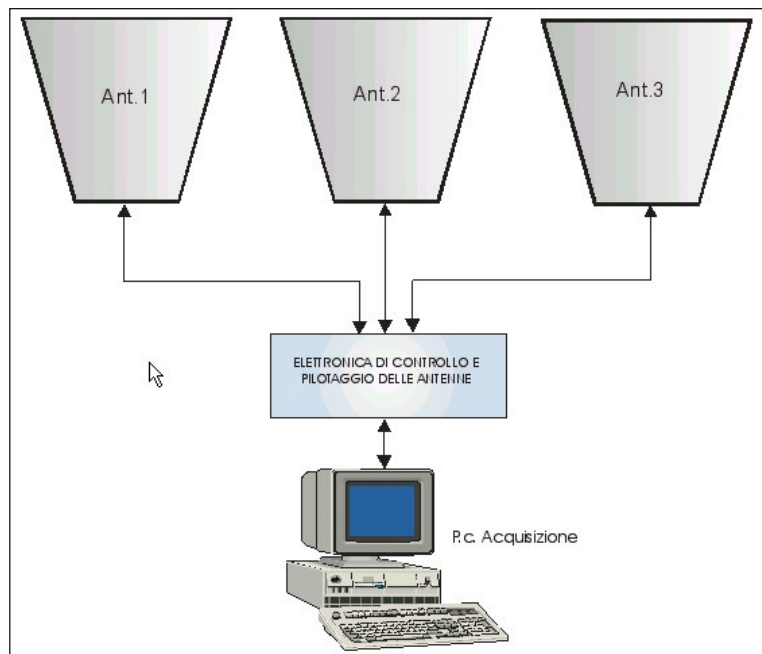


Figura 26 - Schema a blocchi di un SODAR.

Alla base della tecnica della misura vi è la forte interazione che l'onda acustica ha con la turbolenza termica e meccanica presente nell'atmosfera, che, com'è noto, costituisce la struttura su cui l'onda acustica si propaga. In particolare, lo strumento emette simultaneamente dalle tre antenne brevi impulsi acustici di frequenza diversa per ciascuna antenna (Figura 27) che producono echi, ricevuti dalle stesse antenne che hanno trasmesso l'impulso, associati ad uno shift Doppler in frequenza proporzionale alle

velocità delle masse d'aria attraversate dal fronte acustico. Dall'analisi dagli echi retrodiffusi tramite tecniche di FFT (Fast Fourier Transform) vengono determinate le componenti orizzontali (intensità e direzione) del vento a varie quote. Le quote massime esplorabili di norma arrivano fino a circa 900 m, con intervalli di circa 25 m, partendo da una quota minima di 50 m.

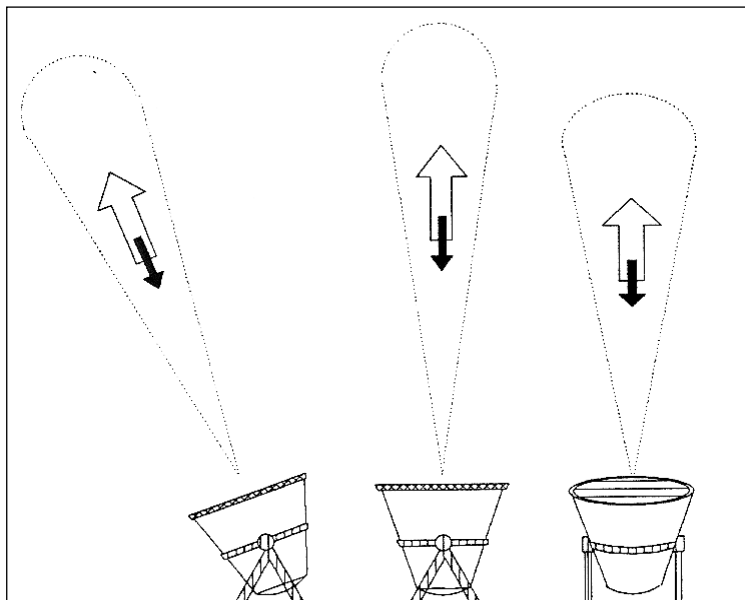


Figura 27 - Principio di funzionamento di un SODAR Doppler Triassiale.

A modo di esempio, nella Figura 28 e nella Figura 29 vengono rappresentati rispettivamente il SODAR Doppler triassiale installato presso la Stazione di Osservazioni Climatiche "Roberto Sarao" dell'ENEA di Lampedusa, e risultati ottenuti con questo strumento. In particolare, i dati raffigurati nella Figura 29 rappresentano i profili verticali del vento medio, ogni mezz'ora, a diverse quote (50 m, 75m, 100 m, ...) fino a 750 m.



Figura 28 - Postazione SODAR Doppler triassiale di Lampedusa.

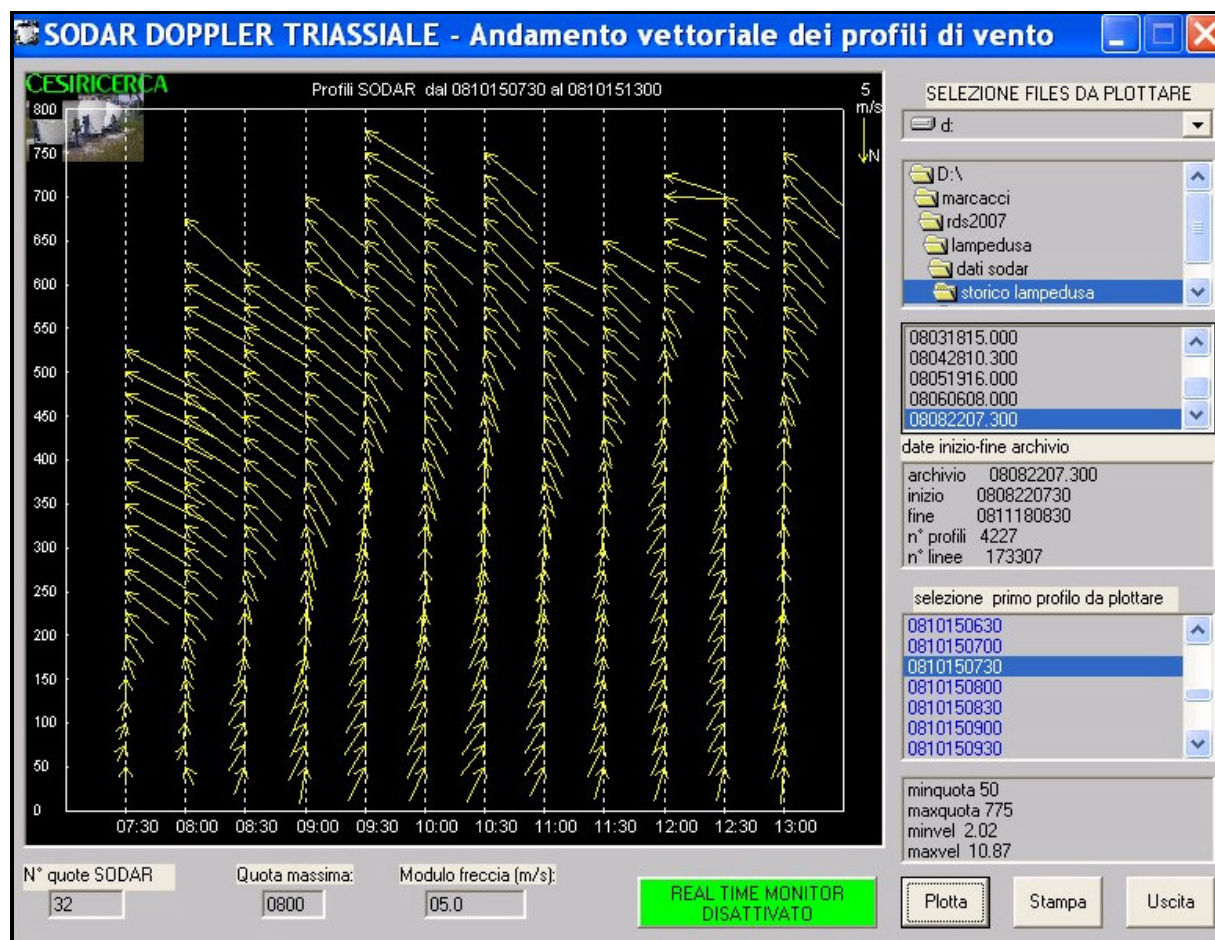


Figura 29 - Evoluzione vettoriale di profili SODAR di Lampedusa.

Le principali caratteristiche di funzionamento del SODAR sono le seguenti.

- 1) Il SODAR determina un profilo di vento ogni 6 secondi a seguito dell'emissione contemporanea di un impulso acustico dalle antenne. Per il calcolo del vento medio su 30 minuti si utilizzano fino a 300 campioni e su 60 minuti fino a 600 campioni. Il numero di campioni disponibili per una media decresce con la quota a causa delle forti attenuazioni che il segnale incontra nella propagazione e a causa dei rumori indotti dall'ambiente circostante, che ne peggiorano la qualità. Pertanto il raggiungimento della massima quota per cui lo strumento è programmato non è garantito, infatti in siti rumorosi il funzionamento di un SODAR è molto penalizzato.
- 2) Lo strumento viene configurato in genere per misurare venti istantanei fino a circa 20-22 m/s massimi. Questo valore dipende dai filtri digitali che permettono di elaborare separatamente il segnale ricevuto dalle tre antenne, note le frequenze acustiche di emissione. Nel caso di venti calcolati dallo strumento con valori superiori a tale soglia, il vento medio è quindi sottostimato.
- 3) Le frequenze acustiche utilizzate da un SODAR (1750, 2000, 2250 Hz) sono frutto di un compromesso tra una buona separazione dalla banda media delle frequenze dell'ambiente esterno che potrebbe disturbare le misure e l'attenuazione crescente che un'onda subisce in atmosfera man mano che la sua frequenza aumenta.
- 4) Il SODAR è uno strumento acustico e, quando si hanno venti molto forti, le strutture attorno alle antenne producono rumori; le antenne stesse, anche se ben fissate, possono generare vibrazioni che riducono le prestazioni dello strumento. Questa è un'altra ragione per cui un SODAR può sottostimare i venti forti.
- 5) La pioggia penalizza le misure SODAR perché genera rumori all'interno dell'antenna.

4.2 Risultati ottenuti dalle elaborazioni effettuate

4.2.1 Generalità

Sono state selezionate come più significative le misure dei profili SODAR acquisiti in 18 diverse località della penisola con postazioni mobili e fisse, indicate nella Figura 30, aventi durata delle serie di misure di almeno qualche mese e intervallo tra i profili variabile dai 30 ai 60 minuti.

Le caratteristiche di ciascuna postazione di misura, ordinate per latitudine decrescente, e delle serie di profili utilizzate sono descritte nella Tabella 3, dove in particolare:

- *tipo postazione* rappresenta il tipo di installazione (0 fissa, 1 mobile);
- *livello slm* indica la quota altimetrica della postazione sul livello del mare;
- *numero di quote* rappresenta il numero di quote rispetto al suolo alle quali sono state rilevate le caratteristiche del vento;
- *portata* indica l'altezza minima e massima di funzionamento del SODAR rispetto al suolo;
- *tempo medie* rappresenta l'intervallo di tempo nel quale è stata valutata la velocità media del vento;
- *numero profili* indica il numero totale di profili del vento acquisiti;
- *il periodo dati* è espresso in anno, mese, giorno, ora, minuti.

N.	Postazione	Latitud.	Longit.	Tipo post.	Livello slm (m)	Numero quote	Portata (m)	Tempo medie	Numero profili	N. giorni misure	Periodi dati acquisiti
1	Segrate	45.485	9.265	0	114	32	80-923	60'	23475	978	dal 199602011600 al 199902231300
2	Segrate2	45.485	9.265	0	114	31	50-800	60'	11762	490	dal 200107311400 al 200306051600
3	Fusina	45.432	12.25	0	2	32	50-893	60'	48760	2032	dal 199303031700 al 199812312300
4	Trino	45.183	8.265	0	130	18	50-975	60'	15934	664	dal 199106261100 al 199304200800
5	Volpiano	45.18	7.78	1	212	32	50-895	60'	1841	77	dal 200208081800 al 200210241000
6	La_Casella	45.06	9.429	1	69	16	90-906	30'	4649	97	dal 199104101100 al 199202112330 3 periodi
7	Porto_Tolle	44.946	12.479	0	1	32	50-893	60'	19349	806	dal 199212021300 al 199505171300
8	Monte_Ciuto	44.35	8.44	1	400	32	50-895	60'	2356	98	dal 199707081200 al 199803022100 2 periodi
9	Vado_Ligure	44.276	8.432	1	10	30	50-775	30'	16964	353	dal 199707091730 al 199806291000
10	La_Spezia	44.108	9.829	0	50	16	90-906	30'	49145	1024	dal 199001010000 al 199212011330
11	Firenze	43.842	11.148	1	42	32	50-895	30'	8792	183	dal 199711111530 al 199805131400
12	Pietrafitta	42.973	12.16	1	273	40	25-1000	30'	22822	475	dal 199511221630 al 199704141300 2 periodi
13	Canino	42.46	11.743	1	121	32	50-895	30'	16827	351	dal 199504121930 al 199605090900
14	Montalto	42.36	11.53	1	7	40	25-1000	30'	26389	550	dal 199312030200 al 199511210830
15	TorValdaliga	42.112	11.803	0	30	32	50-895	30'	19230	401	dal 199504021400 al 199605080800
16	Brindisi	40.56	18.022	1	15	32	50-895	30'	6030	126	dal 199907150800 al 199911241100
17	Termini_Imerese	37.957	13.732	1	77	30	50-775	30'	6480	135	dal 200006150030 al 200011290800
18	Lampedusa	35.52	12.63	0	50	32	50-825	30'	18179	379	dal 200710260730 al 200811180830

Tabella 3 - Caratteristiche e periodi di misura dei sistemi SODAR considerati.

Per ciascuna postazione sono state determinate le seguenti grandezze, il significato delle quali è spiegato nei successivi paragrafi:

- vento medio a varie quote;
- curve di distribuzione del vento a varie quote;
- la distribuzione in frequenza dei tempi di persistenza del vento in quota.

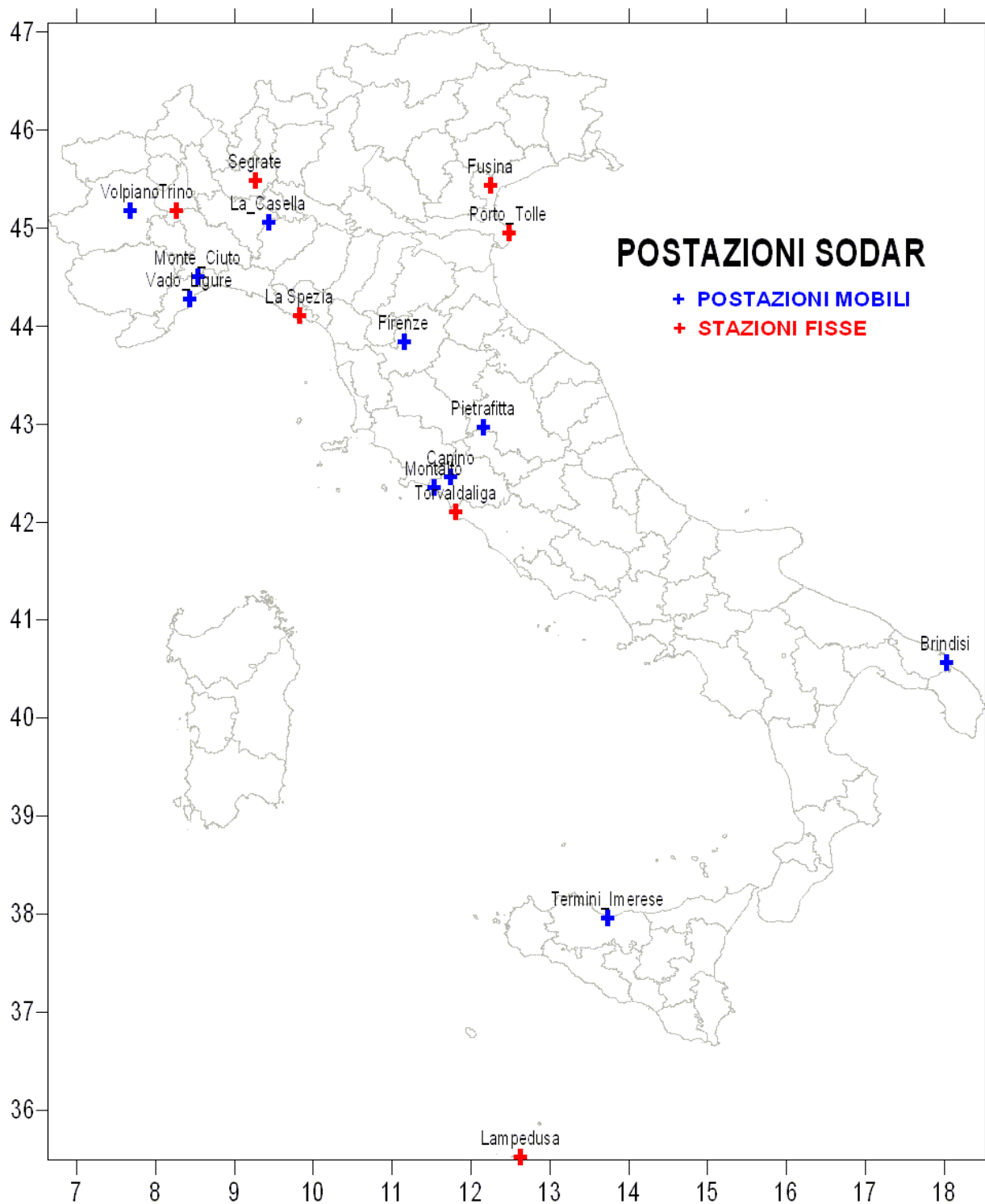


Figura 30 - Ubicazione delle postazioni SODAR (la postazione Segrate2, non indicata, coincide con Segrate).

4.2.2 Vento medio a varie quote

Per ciascuna postazione sono stati calcolati, a varie quote prefissate (100 m, 200 m, 300 m, ...), le velocità medie del vento e le corrispondenti deviazioni standard, ottenendo i dati riportati rispettivamente nella Tabella 4 e nella Tabella 5.

Postazione		Quota misura SODAR (m)								
N.	Località	100	200	300	400	500	600	700	800	900
		Velocità media vento (m/s)								
1	Segrate	2.23	3.5	4.4	4.73	5.3	5.85	6.58	7.8	7.67
2	Segrate2	2.83	3.62	4.43	5.08	5.63	6.24	6.87	7.46	
3	Fusina	3.53	3.8	3.71	3.55	4.01	4.4	5.42	7.08	10.22
4	Trino	2.06	2.4	2.61	2.74	2.9	3.06	3.36	3.68	3.96
5	Volpiano	2.54	3.1	3.52	4.05	4.6	5.57	7.1	8.1	9.44
6	La_Casella	3.6	3.92	3.99	3.97	3.99	4.2	4.37	4.53	4.81
7	Porto_Tolle	4.65	4.89	4.82	4.76	4.73	4.71	4.61	4.67	4.8
8	Monte_Ciuto	5.22	5.5	5.38	5.33	5.46	5.46	5.74	6.3	6.36
9	Vado_Ligure	6.02	6.24	7.05	7.96	8.7	7.76	7.37	7.05	
10	La_Spezia	2.5	3.29	3.73	3.91	4	4.3	4.7	5.12	5.35
11	Firenze	5.06	5.8	6.3	6.63	7.15	8.03	7.54	5	3.73
12	Pietrafitta	2.81	3.45	4.16	4.96	5.91	7	8.17	9.16	
13	Canino	5.6	6.38	6.6	7.2	8.2	9.58	10.62	11.1	11.5
14	Montalto	5.29	5.52	5.73	5.56	5.6	5.65	5.57	4.17	
15	TorValdaliga	3.76	4.37	4.52	4.42	4.22	4.22	4.14	4.2	4.47
16	Brindisi	5.59	6.76	6.92	7.08	7.53	8.01	8.28	8.42	8.54
17	Termini_Imerese	2.95	3.99	5.57	6.89	7.65	8.06	8.58	9.2	
18	Lampedusa	6.26	6.58	6.85	7	7.04	7.22	7.65	8.42	

Tabella 4 - Velocità medie del vento in quota per ciascuna postazione SODAR.

Postazione		Quota misura SODAR (m)								
N.	Località	100	200	300	400	500	600	700	800	900
		Deviazione standard velocità vento (m/s)								
1	Segrate	1.7	2.3	2.63	2.72	2.82	2.84	2.98	2.87	3.09
2	Segrate2	1.92	2.68	3.13	3.2	3.31	3.37	3.38	3.42	
3	Fusina	2.22	2.6	2.72	2.62	2.97	3.2	3.74	4.33	4.45
4	Trino	1.48	1.87	2	2.1	2.12	2.18	2.39	2.48	2.55
5	Volpiano	1.62	2	2.21	2.58	2.9	3.2	3.47	3.4	3.35
6	La_Casella	2.2	2.4	2.4	2.33	2.29	2.3	2.34	2.42	2.41
7	Porto_Tolle	2.9	3.21	3.17	3.13	3.05	3.01	2.92	3	3.04
8	Monte_Ciuto	3.32	3.7	3.6	3.44	3.26	3.07	2.99	3.1	3.27
9	Vado_Ligure	3.69	4.3	4.48	4.6	4.57	4.27	3.91	3.21	
10	La_Spezia	1.9	2.43	2.68	2.84	2.85	2.9	2.9	3	3
11	Firenze	4.15	4.59	4.5	4.47	4.35	4.58	4.46	4.61	2.15
12	Pietrafitta	2.5	2.84	3.02	3.25	3.63	4.09	4.58	4.91	
13	Canino	3.49	4.07	4.12	4.19	4.3	4.41	4.09	3.92	3.64
14	Montalto	3.21	3.55	3.63	3.59	3.57	3.53	3.45	2.53	
15	TorValdaliga	2.45	2.8	2.88	2.79	2.54	2.54	2.49	2.44	2.54
16	Brindisi	2.96	3.3	3.57	3.49	3.04	2.62	2.15	1.98	1.94
17	Termini_Imerese	2.57	3.52	3.48	4.2	4.26	3.71	3.33	3.02	
18	Lampedusa	3.17	3.25	3.42	3.53	3.51	3.5	3.68	3.87	

Tabella 5 - Deviazioni standard delle velocità del vento in quota per ciascuna postazione SODAR.

Per ricavare ulteriori elementi sulle caratteristiche dei dati ottenuti, per ogni postazione e per ogni quota prefissata è stata anche calcolata la disponibilità dei dati, definita - per ogni postazione - come rapporto

percentuale tra il numero dei dati disponibili alla medesima quota ed il numero totale dei profili rilevati. Nella Tabella 6 sono riportati i valori delle disponibilità ottenute, che in particolare indicano che le prestazioni dei SODAR utilizzati decrescono in genere all'aumentare della quota, peraltro con notevole evidenza in alcune postazioni (Segrate, Fusina, Vado Ligure, Firenze)

N.	Postazione Località	Quota misura SODAR (m)								
		100	200	300	400	500	600	700	800	900
		Disponibilità dati (%)								
1	Segrate	91.13	79.54	43.2	19.39	5	1.7	0.5	0.26	0.19
2	Segrate2	92.65	92.12	90.44	80.48	68.11	55.49	41.69	28.59	
3	Fusina	97.6	81.87	54.18	23.91	7.89	3.23	0.84	0.19	0.07
4	Trino	82.95	82.29	79	67.81	55	44.43	29.71	18.24	10.32
5	Volpiano	99.73	99	92.4	72.41	50	31.99	16.6	9	5.27
6	La_Casella	86	84.88	80.58	70.75	58	41	27	15.53	5.83
7	Porto_Tolle	98.09	95	87.57	72.82	57	40.88	24.32	11.71	6.07
8	Monte_Ciuto	92.87	92.3	89	81.45	65	50.25	33.02	20	12.27
9	Vado_Ligure	85.37	79.72	53.73	28.93	13.49	4.62	1.37	0.42	
10	La_Spezia	52	48	40.21	31	22.5	13	8	4	2.11
11	Firenze	99.7	98	88	62.4	34	14	3	.7	0.41
12	Pietrafitta	97.42	96.02	94.04	86.77	71.24	53.04	35.68	24.28	
13	Canino	92.42	89	76.5	58.26	36	18.4	8.5	5	2.39
14	Montalto	98.58	96.4	75.88	72.8	53.15	35.87	21.9	1.55	
15	TorValdaliga	86.55	83	74	58.37	40	28	15.33	8	3.11
16	Brindisi	82.64	67	54	43.78	36	31	28.5	27	26.12
17	Termini_Imerese	87.47	50.66	26.91	21.39	17.85	14.49	12.9	12.04	
18	Lampedusa	96.83	89.47	75.31	57.58	39.78	27.39	18.96	11.96	

Tabella 6 - Disponibilità dei dati in quota per ciascuna postazione SODAR.

Nella Figura 31 sono diagrammate le velocità medie del vento in quota per ciascuna postazione SODAR. Come si può osservare, variano da postazione a postazione, segnalando comunque una generale tendenza del vento a crescere con la quota. In alcuni profili (come ad esempio quelli di Firenze, Montalto e Vado Ligure) sono peraltro segnalate delle diminuzioni della velocità del vento con la quota, che, come spiegato in seguito, si ritengono non veritiere, ma causate da una troppo bassa disponibilità di dati alle quote più alte e/o da sottostime della strumentazione di misura.

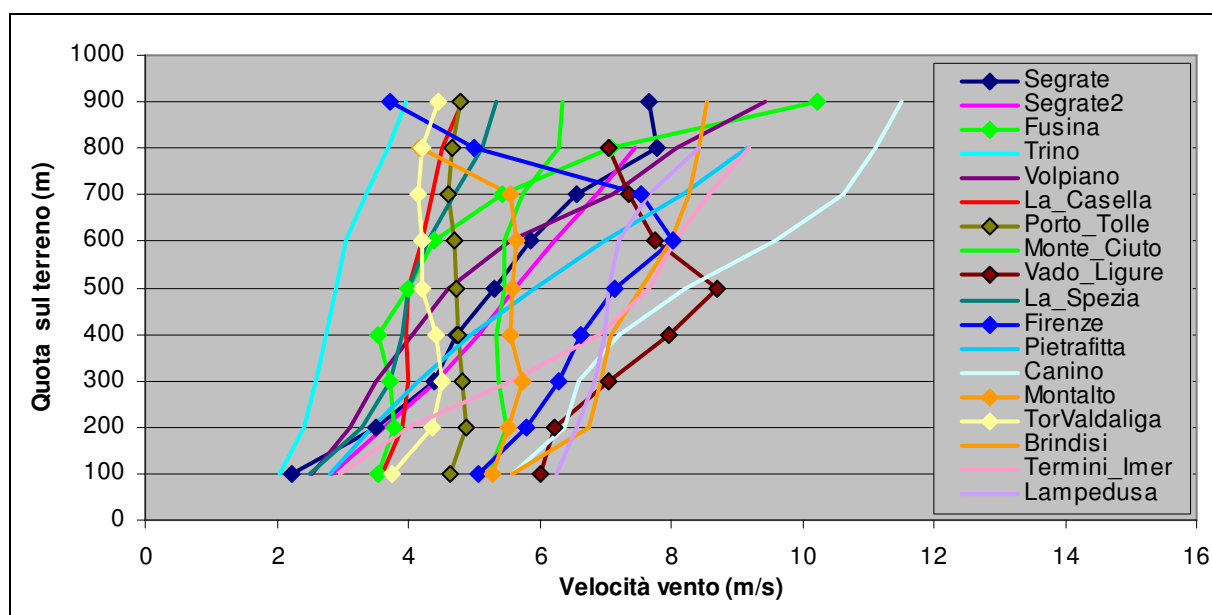


Figura 31 – Profili della velocità media del vento nelle postazioni SODAR.

Un dato che appare comunque di particolare interesse è che, per diverse località poco o per nulla ventose in prossimità del suolo, la ventosità a quote elevate sarebbe invece abbastanza rilevante (vedasi ad es. Segrate). Ciò porterebbe quindi a modificare, per le applicazioni qui considerate, la mappa delle aree italiane potenzialmente interessanti per lo sfruttamento energetico del vento. In particolare sarebbe interessante verificare se tra queste nuove aree non vi siano zone pianeggianti, possibilmente poco antropizzate, capaci di ospitare impianti di taglia significativa del tipo qui considerato.

Allo scopo di fornire informazioni sulle direzioni dei venti prevalenti e sulla significatività delle velocità del vento rilevate alle quote più elevate, nella successiva Figura 32, Figura 33, Figura 34, Figura 35 vengono diagrammate le rose dei venti ricavate per alcune quote dalle misure effettuate nelle postazioni di Segrate2, Pietrafitta, Brindisi e Lampedusa, che hanno presentato una discreta disponibilità dei dati anche alle quote più elevate.

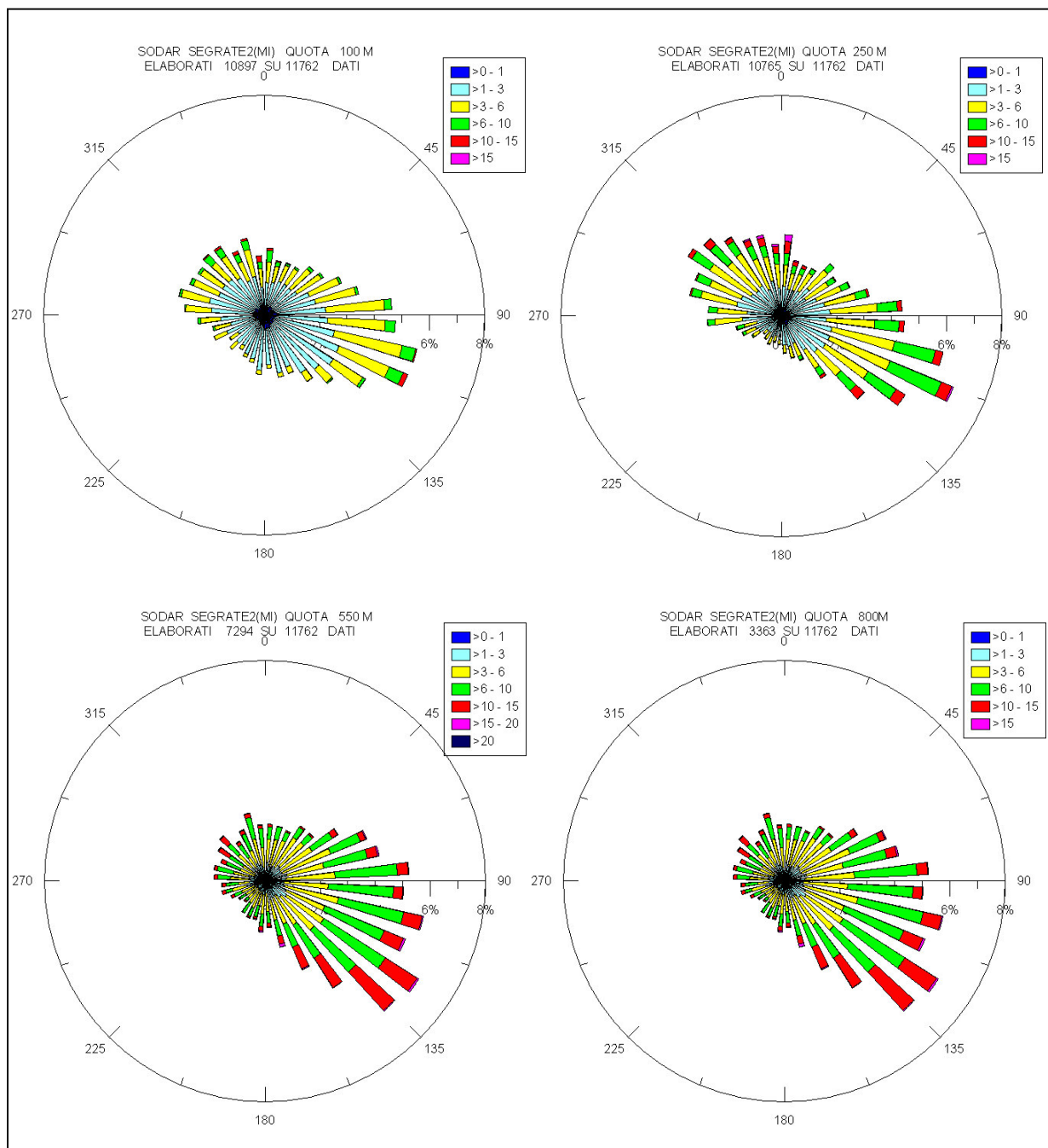


Figura 32 - Rose dei venti nella postazione di Segrate2 alle quote di 100, 250, 550, 800 m.

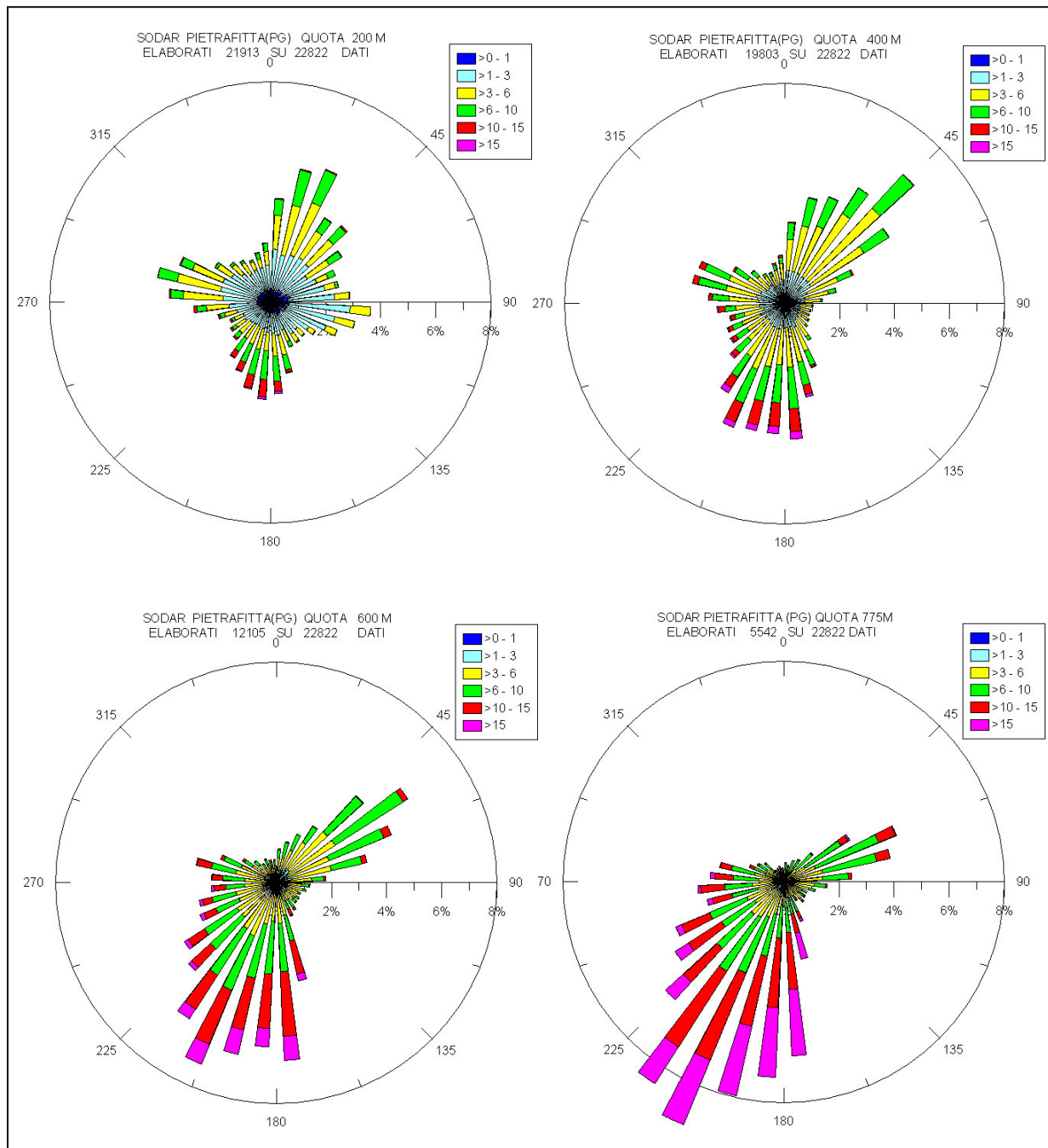


Figura 33 - Rose dei venti nella postazione di Pietrafitta alle quote di 200, 400, 600, 775 m.

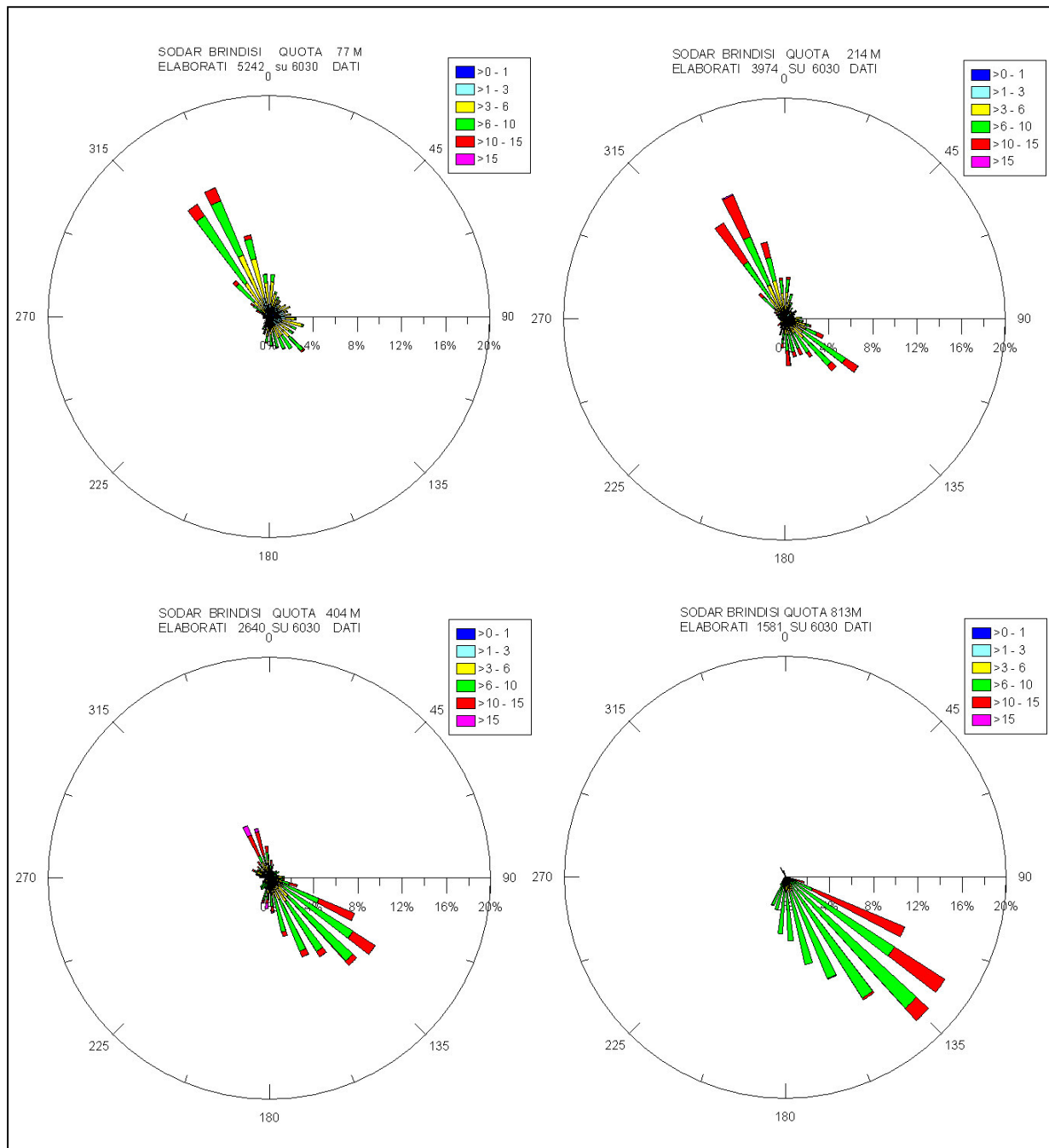


Figura 34 - Rose dei venti nella postazione di Brindisi alle quote di 77, 214, 404, 813 m

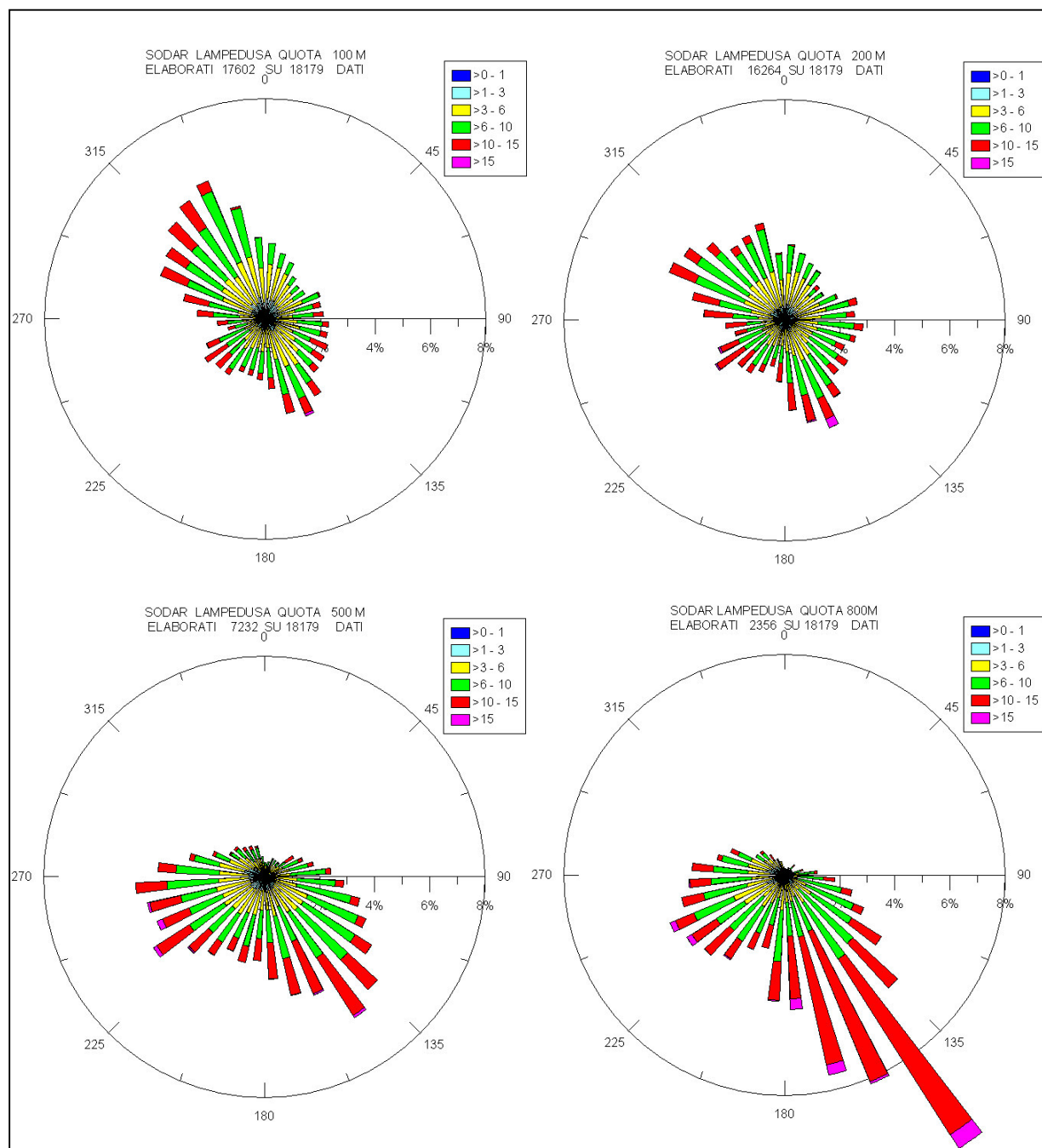


Figura 35 - Rose dei venti nella postazione di Lampedusa alle quote di 100, 200, 500, 800 m

I diagrammi ottenuti indicano in generale come, all'aumentare della quota, variano l'intensità e la direzione del vento. In particolare si può osservare che:

- nella postazione di Segrate2 (Figura 32) il vento presenta i contributi prevalenti in direzione Est - Sud-Est, che si mantengono in tutte le quote aumentando di intensità al crescere della quota;
- nella postazione di Pietrafitta (Figura 33) il vento presenta i contributi prevalenti in direzione Sud - Sud-Ovest, che si mantengono in tutte le quote aumentando di intensità al crescere della quota, ed anche importanti contributi in direzione Nord - Est, che pure si mantengono in tutte le quote aumentando di intensità al crescere della quota, seppure in modo meno marcato del caso precedente;
- nella postazione di Brindisi (Figura 34) il vento presenta i contributi prevalenti nelle direzioni Sud - Est e Nord - Nord-Ovest; mentre però nel primo caso i contributi si mantengono in tutte le quote aumentando di intensità al crescere della quota, nel secondo caso i contributi diminuiscono decisamente al crescere della quota;

- nella postazione di Lampedusa (Figura 35) il vento presenta contributi in quasi tutte le direzioni; al crescere della quota varia però decisamente l'importanza delle varie direzioni: in particolare si riducono apprezzabilmente le componenti del vento proveniente da Nord, mentre vengono evidenziate sempre più le direzioni meridionali, soprattutto quella Sud - Sud-Est.

Poiché, in linea di principio, è lecito ritenere che il vento dovrebbe presentare contributi analoghi per quanto riguarda le direzioni di provenienza al variare della quota, sulla base delle osservazioni sopra esposte si è portati a pensare che le marcate variazioni dei contributi del vento all'aumentare della quota possano essere non veritiere, ma conseguenza di un funzionamento selettivo della strumentazione di misura ai suoi limiti di portata, che non ha permesso di rilevare in maniera adeguata il vento alle quote più elevate, in corrispondenza soprattutto della postazione di Brindisi (Figura 34) ed, anche se in maniera meno evidente, pure per la postazione di Lampedusa (Figura 35).

4.2.3 Curve di distribuzione del vento a varie quote

Per fornire ulteriori elementi sulle caratteristiche del vento misurato, nelle seguenti Figura 36, Figura 37, Figura 38, Figura 39 vengono riportate le curve delle distribuzioni del vento, nelle postazioni considerate negli anzidetti diagrammi delle rose dei venti, alle varie quote di misura del SODAR.

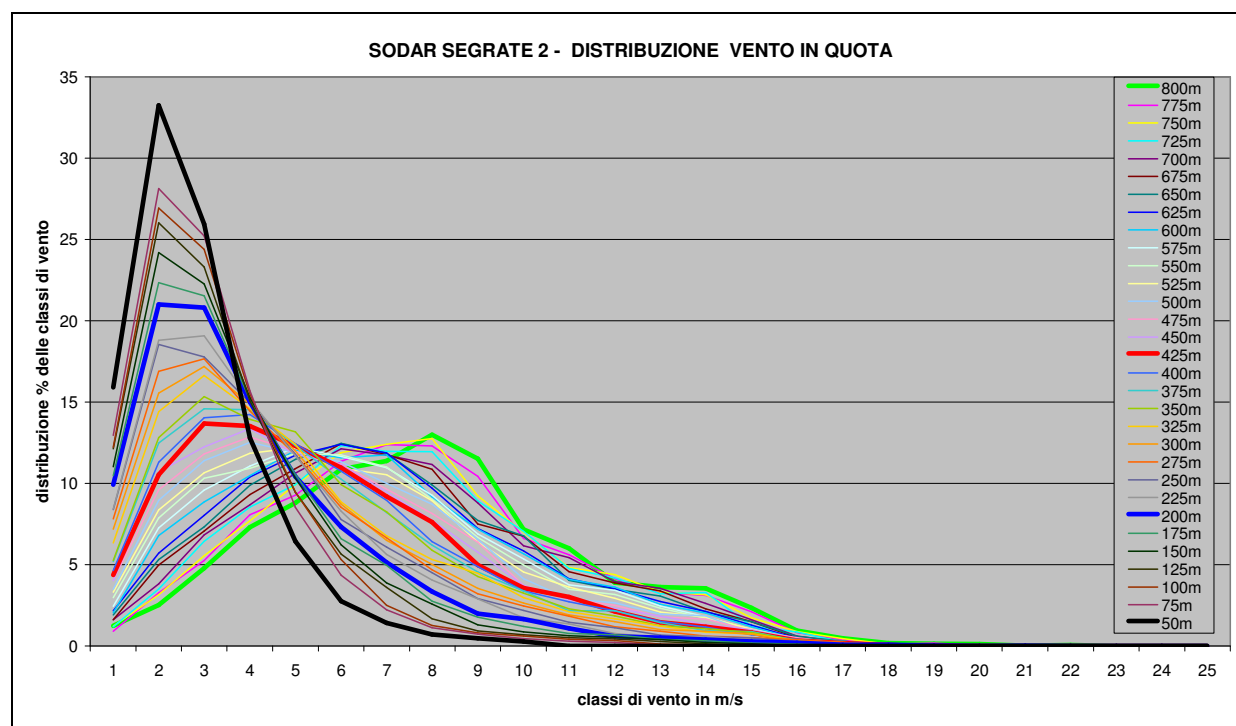


Figura 36 - Distribuzioni del vento in quota per la postazione di Segrate2.

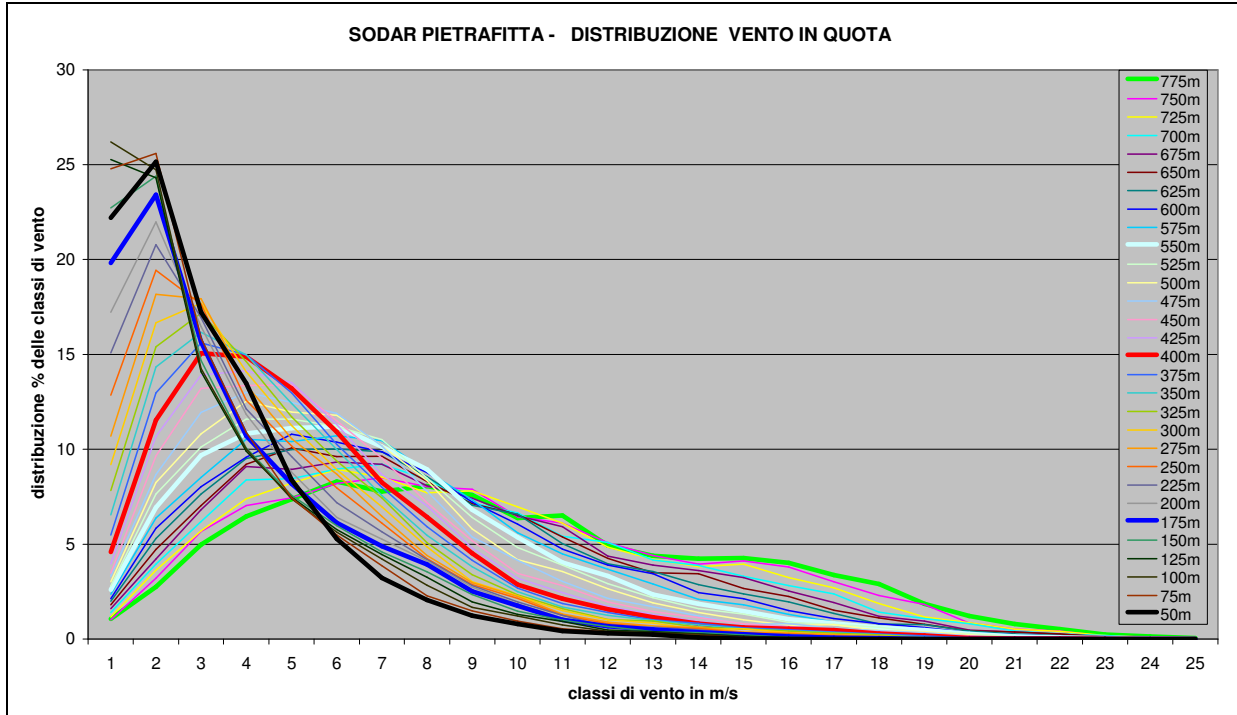


Figura 37 - Distribuzioni del vento in quota per la postazione di Pietrafitta.

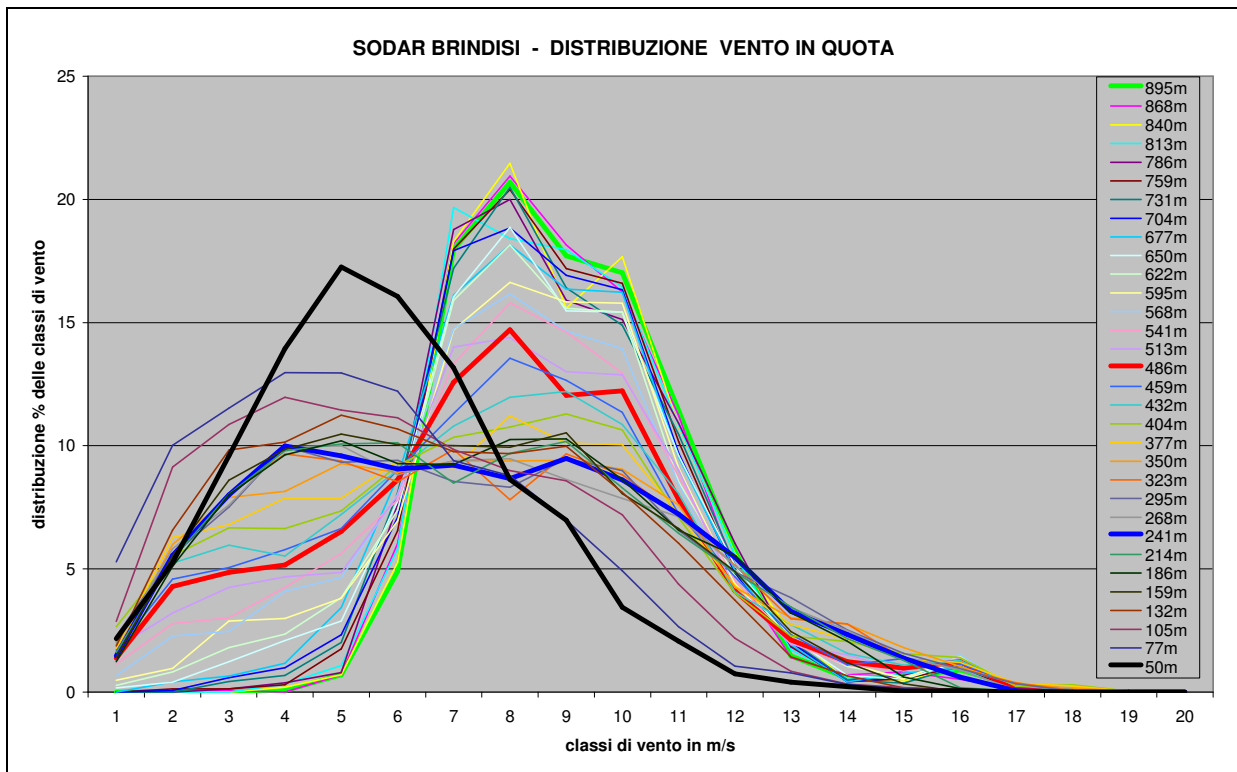


Figura 38 - Distribuzioni del vento in quota per la postazione di Brindisi.

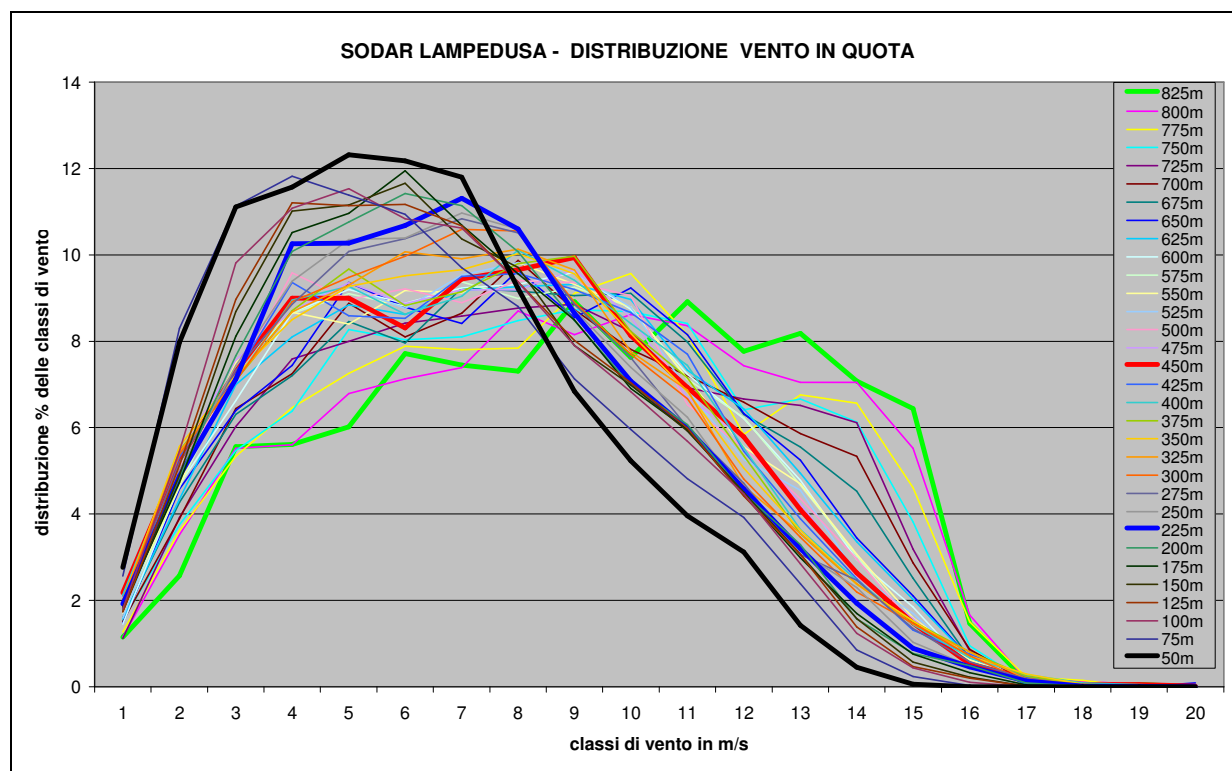


Figura 39 - Distribuzioni del vento in quota per la postazione di Lampedusa.

Osservando i diagrammi anzidetti si può notare che le curve delle distribuzioni del vento riportate presentano grossomodo un andamento a campana, che varia di forma al crescere della quota, diminuendo l'entità del valore massimo ed aumentando la velocità del vento al quale si verifica tale valore massimo.

Guardando i tratti discendenti delle curve, si può però notare un'apprezzabile differenza tra gli andamenti dei vari diagrammi. Infatti, al crescere della quota, i tratti discendenti delle curve per Segrate2 (Figura 36), Pietrafitta (Figura 37) e Lampedusa (Figura 39) presentano di norma valori più alti, indicando che il vento si arricchisce di componenti con velocità più elevata all'aumentare della quota, mentre i tratti discendenti delle curve per Brindisi (Figura 38) presentano valori più bassi a partire dalle curve superiori a 250 m circa.

Quest'ultimo aspetto può essere una conferma di quanto osservato a commento degli andamenti delle rose dei venti riportate nella già citata Figura 34, cioè che le velocità del vento misurate a Brindisi possano essere state sottostimate alle quote più elevate, verosimilmente per un funzionamento selettivo della strumentazione di misura, che può avere privilegiato le misure alle quote più basse e con vento più contenuto.

I tratti finali delle curve per Lampedusa presentano poi, alle quote più elevate, delle brusche diminuzioni in corrispondenza della velocità del vento di 15 m/s, che si ritengono prodotte da un effetto "taglio (o cut-off)" e che possono aver contribuito a generare il fenomeno dell'apprezzabile riduzione con l'altezza delle componenti del vento proveniente da nord evidenziato nella già citata Figura 35.

Analizzando le misure SODAR effettuate nelle varie postazioni, è stata ricavata la Tabella 7, che indica fino a che quota il profilo del vento medio è ritenuto sufficientemente "attendibile" e da che quota inizia verosimilmente una sua sottostima strumentale, ossia i venti probabilmente sono in realtà più elevati di quanto misurato.

In particolare, nella tabella il colore verde evidenzia le quote fino alle quali il profilo di vento medio è ritenuto stimato con sufficiente "attendibilità" ed il colore giallo evidenzia le quote alle quali il vento è ritenuto sottostimato. Le caselle non evidenziate indicano invece che la misura a quella quota è poco significativa, e quindi non si è potuto formulare un giudizio, o per via della bassa disponibilità dei dati o per il settaggio del SODAR che non ha permesso di misurare con significatività i venti più intensi.

N.	Postazione Località	Quota misura SODAR (m)									Quota cut-off	Note
		100	200	300	400	500	600	700	800	900		
		Velocità media vento (m/s)										
1	Segrate	2.23	3.5	4.4	4.73	5.3	5.85	6.58	7.8	7.67	700	
2	Segrate2	2.83	3.62	4.43	5.08	5.63	6.24	6.87	7.46		>800	
3	Fusina	3.53	3.8	3.71	3.55	4.01	4.4	5.42	7.08	10.22	650	
4	Trino	2.06	2.4	2.61	2.74	2.9	3.06	3.36	3.68	3.96	300	filtri troppo stretti
5	Volpiano	2.54	3.1	3.52	4.05	4.6	5.57	7.1	8.1	9.44	850	
6	La_Casella	3.6	3.92	3.99	3.97	3.99	4.2	4.37	4.53	4.81	200	filtri troppo stretti
7	Porto_Tolle	4.65	4.89	4.82	4.76	4.73	4.71	4.61	4.67	4.8	250	filtri troppo stretti
8	Monte_Ciuto	5.22	5.5	5.38	5.33	5.46	5.46	5.74	6.3	6.36	200	
9	Vado_Ligure	6.02	6.24	7.05	7.96	8.7	7.76	7.37	7.05		450	
10	Spezia	2.5	3.29	3.73	3.91	4	4.3	4.7	5.12	5.35	500	filtri troppo stretti
11	Firenze	5.06	5.8	6.3	6.63	7.15	8.03	7.54	5	3.73	600	
12	Pietrafitta	2.81	3.45	4.16	4.96	5.91	7	8.17	9.16		800	
13	Canino	5.6	6.38	6.6	7.2	8.2	9.58	10.62	11.1	11.5	700	
14	Montalto	5.29	5.52	5.73	5.56	5.6	5.65	5.57	4.17		250	filtri troppo stretti
15	TorValdaliga	3.76	4.37	4.52	4.42	4.22	4.22	4.14	4.2	4.47	250	filtri troppo stretti
16	Brindisi	5.59	6.76	6.92	7.08	7.53	8.01	8.28	8.42	8.54	300	
17	Termini_Imerese	2.95	3.99	5.57	6.89	7.65	8.06	8.58	9.2		400	
18	Lampedusa	6.26	6.58	6.85	7	7.04	7.22	7.65	8.42		350	

Tabella 7 - Tabella della “attendibilità” dei profili di vento in quota.

4.2.4 Analisi della persistenza del vento in quota

Le misure acquisite nelle postazioni di misura anzidette sono già di per sé interessanti, ma per valutazioni relative ad un'applicazione di un sistema del tipo KiteGen è necessaria qualche considerazione ulteriore.

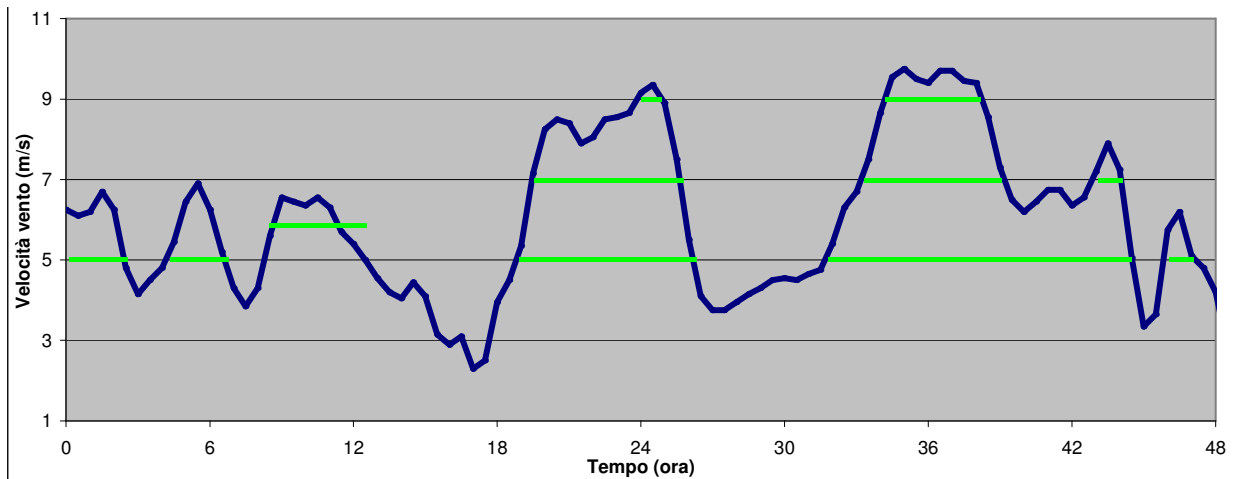
E' infatti da presumere che la velocità del vento in quota debba perdurare per un periodo di tempo minimo, senza scendere al di sotto di una determinata soglia, prima che la produzione possa attuarsi in modo efficace. Così avviene anche nel caso degli ordinari aerogeneratori, il cui sistema di controllo provvede al collegamento a rete del sistema solo dopo che si è accertata la presenza stabile di vento sufficiente e dopo che il sistema stesso ha completato le operazioni preliminari di avviamento.

Pur non avendo dati sui tempi minimi necessari ai sistemi KiteGen, si è ritenuto opportuno caratterizzare la persistenza del vento in quota per le postazioni Segrate2, Pietrafitta, Canino, Brindisi e Lampedusa. In particolare, per fare ciò è stata scelta per tutte le postazioni la quota SODAR di 700 m, che è raggiunta con una buona disponibilità dei dati in tutte e cinque le postazioni.

Come illustrato a modo di esempio nella Figura 40, la persistenza del vento, ad una determinata quota, è stata definita per prefissate soglie di velocità del vento e per determinati periodi di permanenza oltre tali soglie, ed è stata calcolata come rapporto percentuale tra il numero totale di ore di vento continuo al di sopra della soglia e di quel periodo di permanenza, ed il numero totale di ore di misura a quella quota.

La Tabella 8 indica i valori delle persistenze determinate, nelle postazioni indicate, alla quota di 700 m con soglie di velocità del vento di 5, 6, 7 e 8 m/s e periodi di permanenza variabili tra 0,5 e 24 ore con una discretizzazione di 0,5 ore.

I valori delle persistenze ricavate possono essere indicativi della disponibilità del vento in quota riferita a tempi lunghi, in quanto, a parte Brindisi, le serie temporali dei dati disponibili hanno durata di un anno o più (Tabella 3).



Vs vel. soglia vento (m/s)	Durate intervalli con vel. vento \geq Vs (ore)						Durata cumul. intervalli con vel vento \geq Vs per i seguenti periodi di permanenza (ore)			Persistenza percentuale per i seguenti periodi di permanenza (ore)		
	4	6	8	4	6	8	4	6	8	4	6	8
5	2.5	2.5	4	7.5	12.5	1.5	24	20	12.5	50%	42%	26%
7	6	6	1	0	0	0	12	12	0	25%	25%	0%
9	1	4	0	0	0	0	4	0	0	8%	0%	0%

Figura 40 - Determinazione della persistenza del vento in quota.

Periodo perman. (ore)	SEGRATE2				PIETRAFITTA				CANINO				BRINDISI				LAMPEDUSA			
	Velocità soglia				Velocità soglia				Velocità soglia				Velocità soglia				Velocità soglia			
	5m/s	6m/s	7m/s	8m/s	5m/s	6m/s	7m/s	8m/s	5m/s	6m/s	7m/s	8m/s	5m/s	6m/s	7m/s	8m/s	5m/s	6m/s	7m/s	8m/s
0.5	68.4	56.3	44.5	33.3	71.7	62.8	53.6	47.3	90.6	85.4	79.0	71.9	95.8	88.8	70.9	52.1	72.0	63.9	55.2	45.4
1.0	68.4	56.3	44.5	33.3	62.7	54.3	46.0	38.3	73.5	69.8	63.8	58.1	82.6	75.0	58.4	41.7	55.1	47.7	39.9	31.4
1.5	56.3	44.2	33.2	23.7	56.7	49.5	41.5	34.5	59.3	57.3	52.7	48.3	72.3	66.1	51.0	33.9	43.4	37.0	29.6	22.4
2.0	56.3	44.2	33.2	23.7	51.7	44.5	37.5	31.5	52.2	50.6	46.8	42.9	62.9	56.9	39.3	25.9	35.3	29.7	24.1	18.1
2.5	46.5	34.1	24.1	16.6	46.8	40.2	33.9	28.8	45.2	43.9	41.8	38.7	54.5	48.7	31.9	18.9	28.2	24.1	18.8	14.3
3.0	46.5	34.1	24.1	16.6	44.2	37.9	32.0	27.4	38.5	37.9	35.5	31.7	49.6	43.2	27.6	15.1	23.7	19.9	15.7	11.2
3.5	37.5	26.1	17.5	11.7	40.9	35.0	30.0	25.7	31.4	31.2	29.2	26.7	45.4	38.3	24.8	12.4	20.5	17.6	13.7	10.0
4.0	37.5	26.1	17.5	11.7	37.9	32.3	27.5	23.8	27.5	26.8	24.8	22.8	40.1	32.7	19.5	9.9	17.3	13.9	10.8	7.6
4.5	29.1	19.5	12.3	8.2	35.2	29.9	25.2	22.2	24.2	22.9	21.4	17.7	35.5	28.0	19.0	7.6	14.7	11.2	8.5	5.5
5.0	29.1	19.5	12.3	8.2	31.9	27.1	22.7	19.8	21.0	21.0	19.6	16.5	33.4	25.4	15.4	5.5	11.6	8.8	7.2	4.5
5.5	22.0	14.9	9.3	5.8	29.2	24.5	20.5	17.3	20.3	20.3	18.9	15.8	29.4	23.7	12.5	4.9	10.7	7.9	6.6	3.6
6.0	22.0	14.9	9.3	5.8	27.3	23.0	19.0	16.2	18.0	18.0	16.5	12.7	25.5	20.5	10.6	4.3	9.8	7.6	5.7	3.6
6.5	17.11	11.20	7.20	4.49	25.68	22.02	17.95	15.18	12.99	12.99	12.36	11.03	23.44	18.39	9.17	2.20	9.42	6.93	5.31	3.25
7	17.11	11.20	7.20	4.49	24.56	20.10	17.15	14.38	12.08	12.08	11.45	10.13	21.18	15.37	7.66	2.20	8.67	5.80	4.17	2.87
7.5	14.11	7.91	5.49	3.77	23.01	19.07	16.29	13.87	11.10	11.10	10.47	9.15	16.30	11.31	5.22	2.20	6.64	4.99	3.36	2.06
8	14.11	7.91	5.49	3.77	20.98	17.77	15.55	13.13	11.10	11.10	10.47	9.15	15.43	11.31	5.22	2.20	6.20	4.55	2.93	1.62
8.5	11.50	6.12	4.67	2.47	19.61	16.59	14.57	12.34	9.99	9.99	9.36	6.91	13.58	9.46	5.22	2.20	6.20	4.55	2.93	1.16
9	11.50	6.12	4.67	2.47	19.40	15.97	14.15	11.92	7.61	7.61	5.80	4.54	11.60	8.47	5.22	2.20	5.22	4.06	1.94	0.67
9.5	9.48	5.38	3.94	1.92	17.63	14.42	12.82	11.04	5.10	5.10	3.28	3.28	10.56	8.47	5.22	2.20	4.70	3.54	1.94	0.67
10	9.48	5.38	3.94	1.92	16.69	13.72	12.59	10.81	5.10	5.10	3.28	3.28	8.35	6.27	3.02	0.00	3.60	2.99	1.94	0.67
10.5	8.26	4.57	3.12	1.31	15.46	12.98	12.10	10.31	5.10	5.10	3.28	3.28	8.35	6.27	3.02	0.00	3.60	2.99	1.94	0.67
11	8.26	4.57	3.12	1.31	14.69	12.72	11.84	9.80	5.10	5.10	3.28	3.28	8.35	6.27	3.02	0.00	2.38	2.38	1.33	0.67
11.5	6.69	3.90	2.45	0.86	13.88	11.91	11.03	8.99	3.56	3.56	1.75	1.75	8.35	6.27	3.02	0.00	2.38	2.38	1.33	0.67
12	6.69	3.90	2.45	0.86	12.75	11.35	10.46	8.70	3.56	3.56	1.75	1.75	8.35	6.27	3.02	0.00	1.04	1.04	0.00	0.00
12.5	4.98	2.43	1.47	0.86	12.16	11.05	10.46	8.41	3.56	3.56	1.75	1.75	8.35	6.27	3.02	0.00	1.04	1.04	0.00	0.00
13	4.98	2.43	1.47	0.86	10.93	10.44	9.54	8.10	1.82	1.82	0.00	0.00	5.45	3.36	1.57	0.00	1.04	1.04	0.00	0.00
13.5	4.71	2.43	0.94	0.59	9.65	8.52	7.62	6.82	0.00	0.00	0.00	0.00	3.95	3.36	1.57	0.00	1.04	1.04	0.00	0.00
14	4.71	2.43	0.94	0.59	8.32	7.85	6.29	5.83	0.00	0.00	0.00	0.00	3.95	3.36	0.00	0.00	1.04	1.04	0.00	0.00
14.5	3.57	1.28	0.37	0.31	7.63	7.17	5.61	5.14	0.00	0.00	0.00	0.00	3.95	1.74	0.00	0.00	1.04	1.04	0.00	0.00
15	3.57	1.28	0.37	0.31	5.85	5.03	4.18	4.07	0.00	0.00	0.00	0.00	3.95	1.74	0.00	0.00	1.04	1.04	0.00	0.00

Tabella 8 - Tabella delle persistenze percentuali del vento alla quota di 700 m di alcune località.

Le figure successive (Figura 41, Figura 42, Figura 43, Figura 44, Figura 45) mostrano graficamente come si modificano, nelle postazioni anzidette, le persistenze del vento alla quota di 700 m al variare della velocità di soglia del vento, considerando periodi di permanenza in quota da 1 ora a 6 ore.

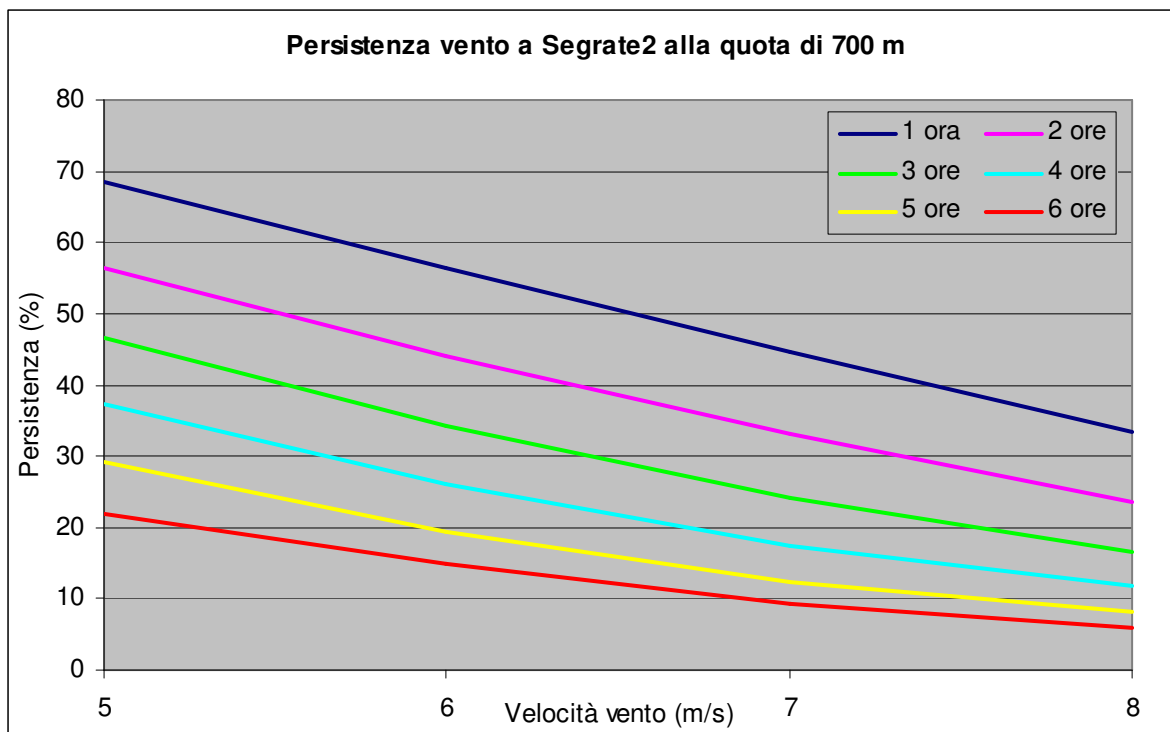


Figura 41 - Persistenza del vento in quota a Segrate 2 per periodi di permanenza da 1 a 6 ore

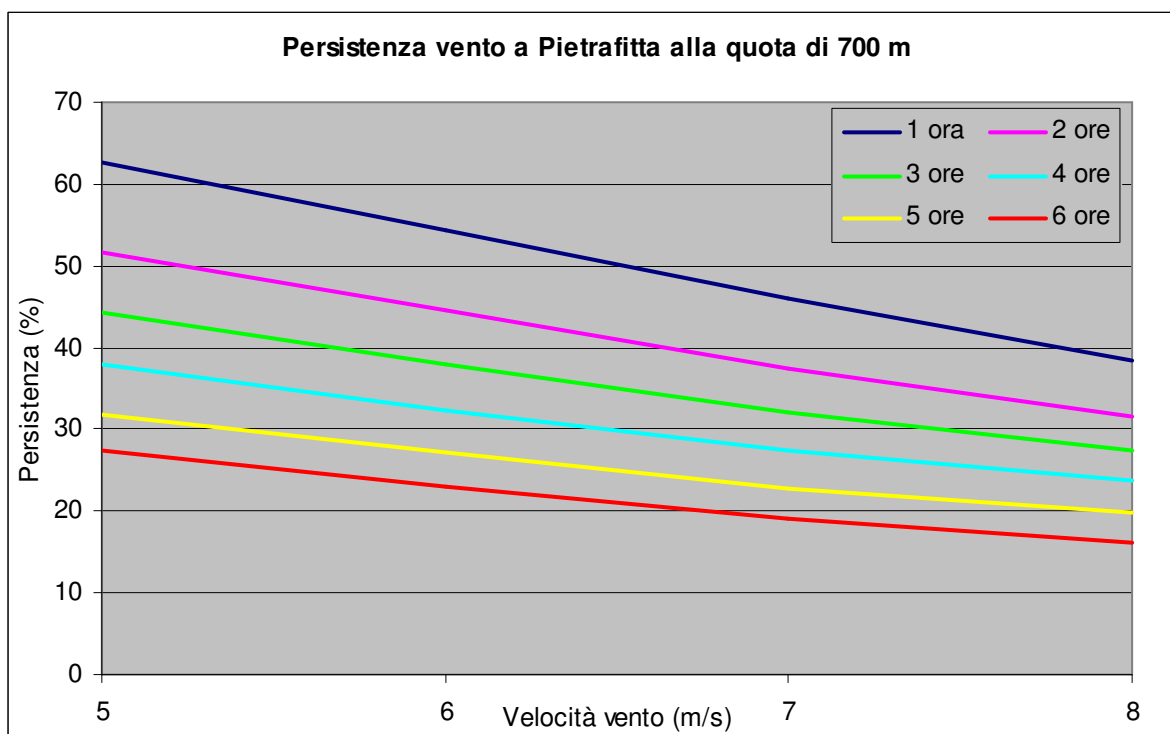


Figura 42 - Persistenza del vento in quota a Pietrafitta per periodi di permanenza da 1 a 6 ore.

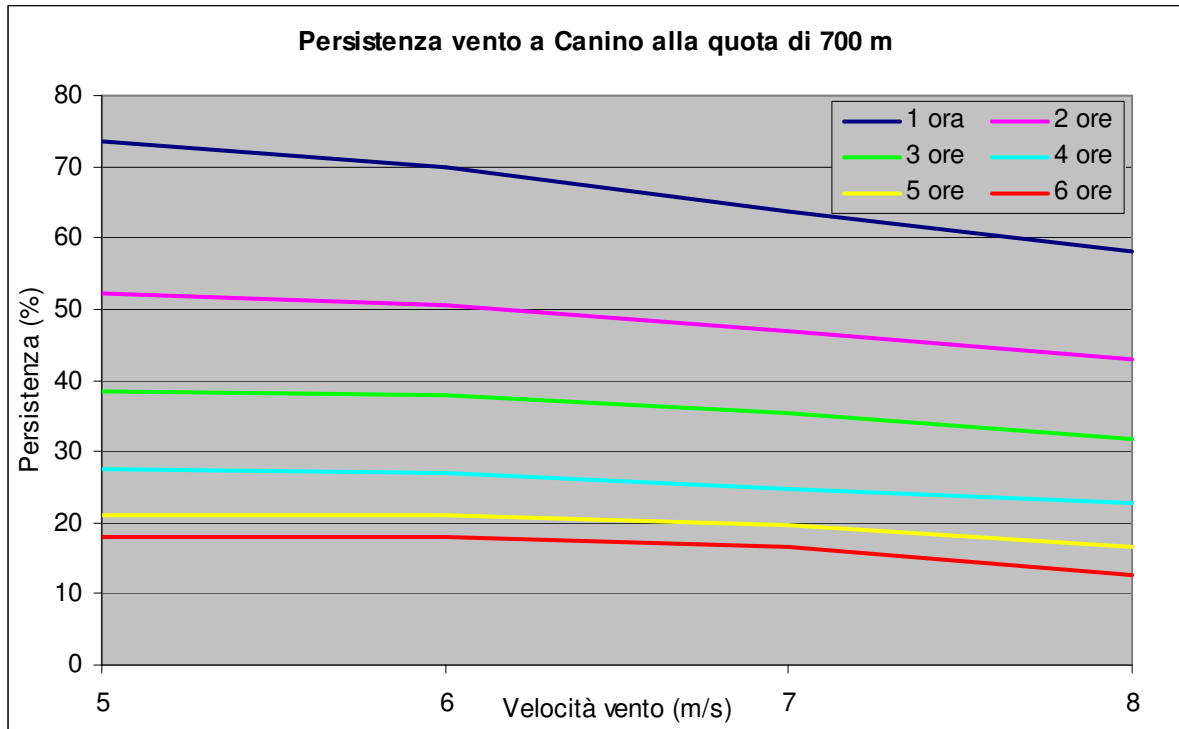


Figura 43 - Persistenza del vento in quota a Canino per periodi di permanenza da 1 a 6 ore

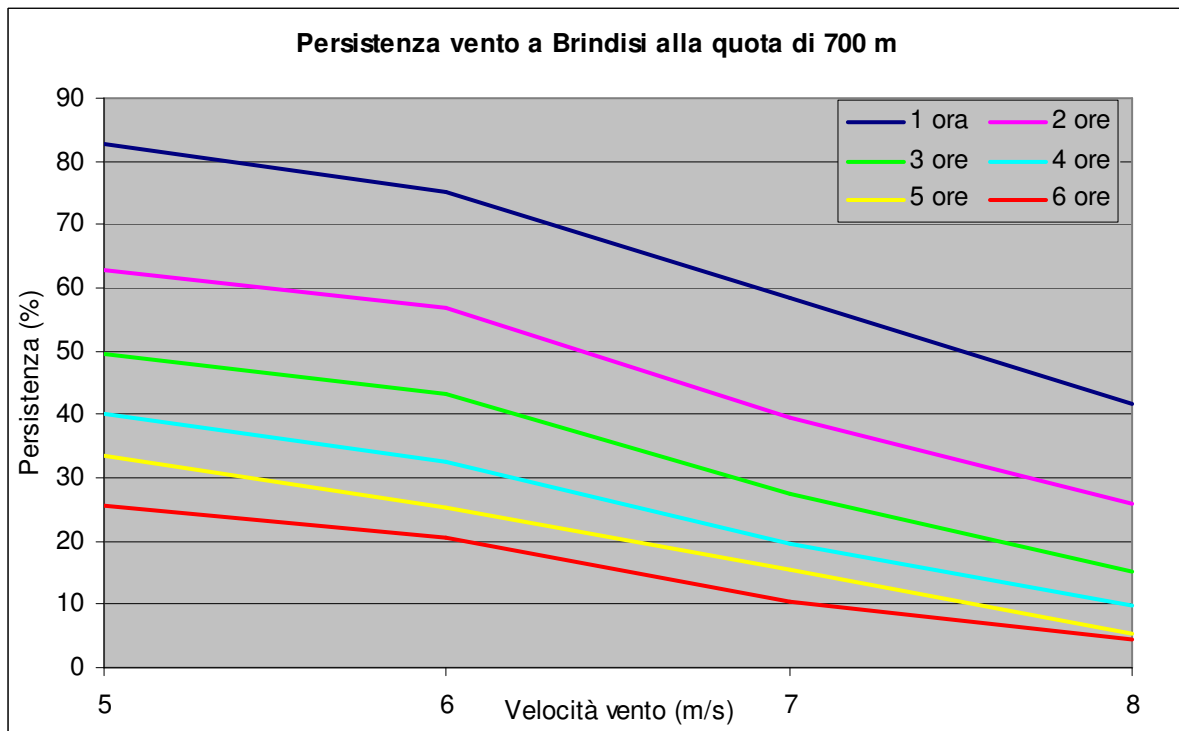


Figura 44 - Persistenza del vento in quota a Brindisi per periodi di permanenza da 1 a 6 ore

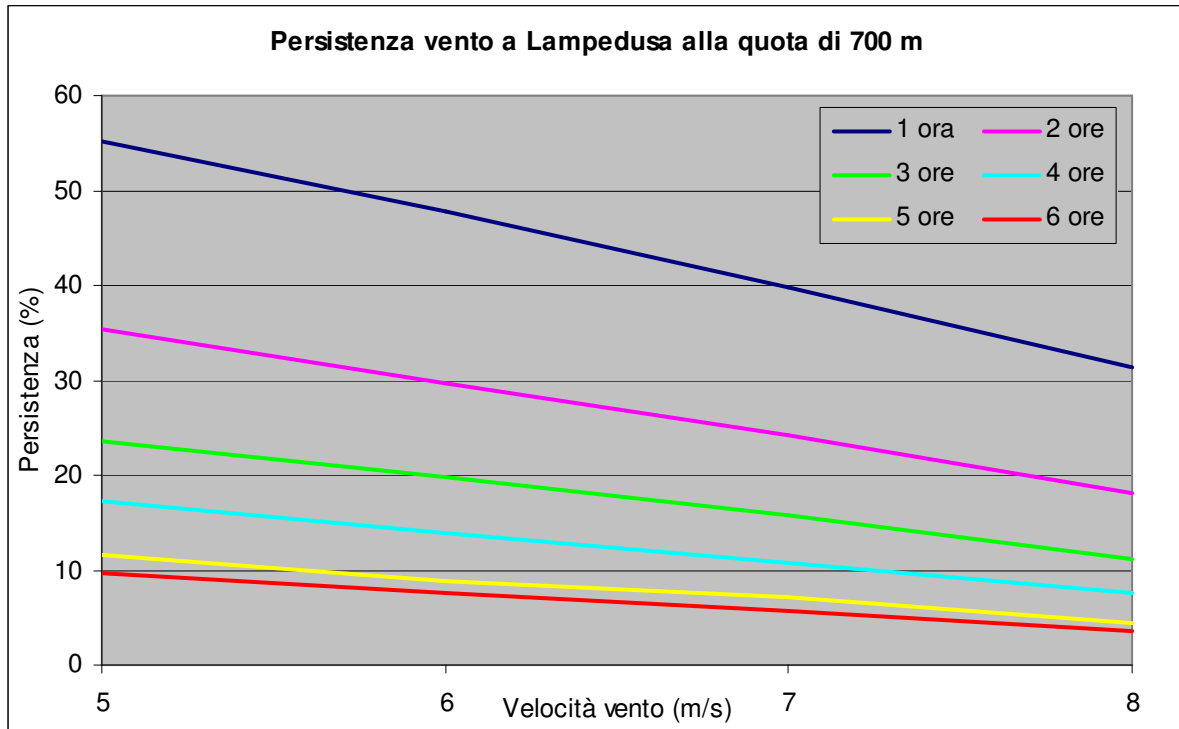


Figura 45 - Persistenza del vento in quota a Lampedusa per periodi di permanenza da 1 a 6 ore

Nella successive figure viene invece illustrato graficamente come si modificano, nelle postazioni anzidette, le persistenze del vento alla quota di 700 m al variare delle ore di permanenza, considerando soglie del vento rispettivamente di 5 m/s (Figura 46), 6 m/s (Figura 47), 7 m/s (Figura 48) e 8 m/s (Figura 49).

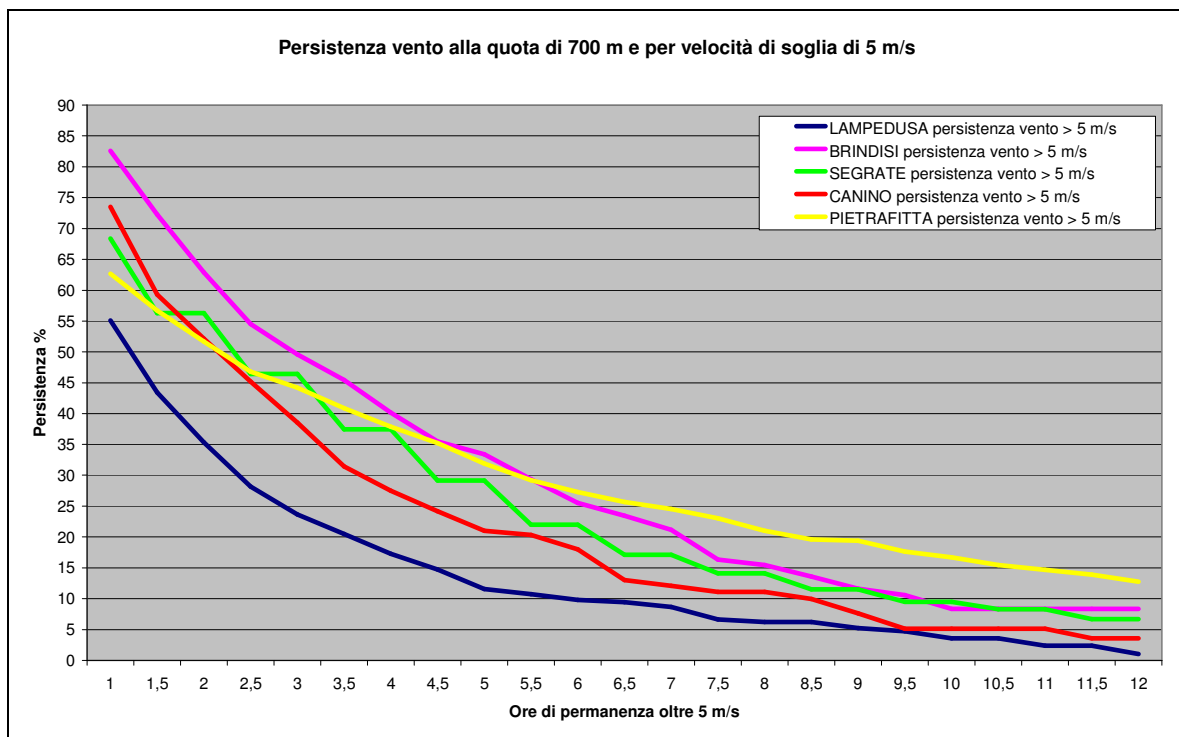


Figura 46 - Persistenza del vento in quota in 5 postazioni per velocità di soglia del vento di 5 m/s.

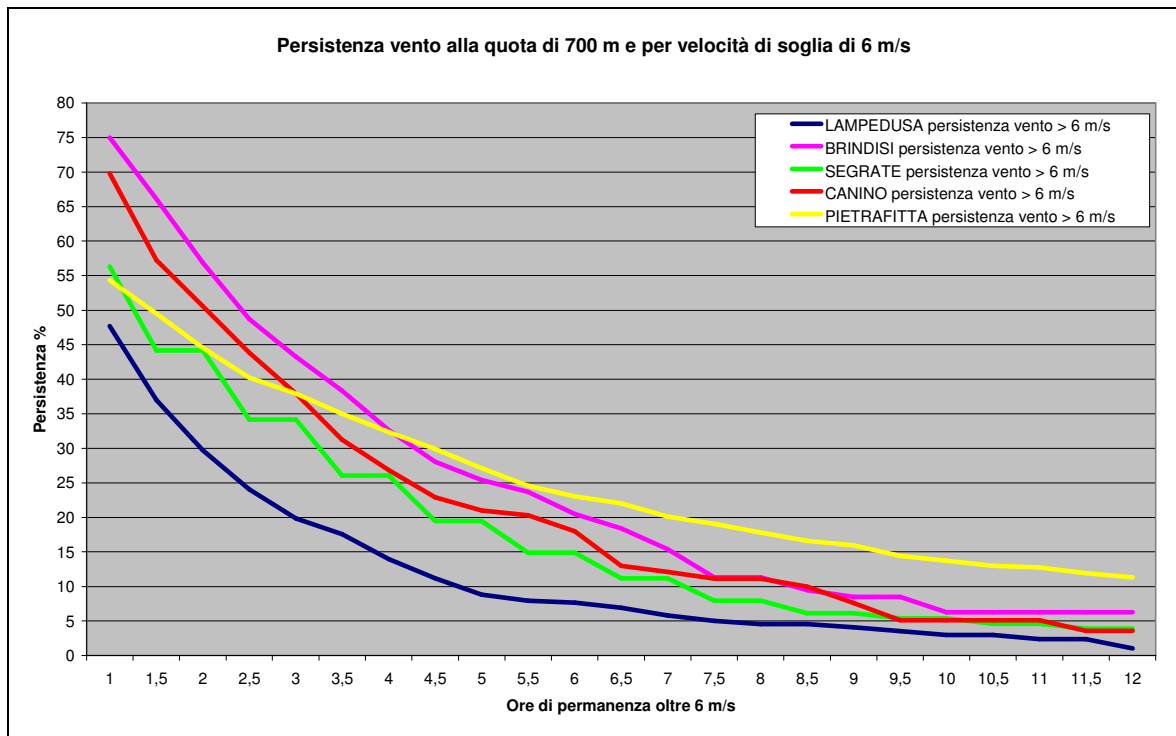


Figura 47 - Persistenza del vento in quota in 5 postazioni per velocità di soglia del vento di 6 m/s.

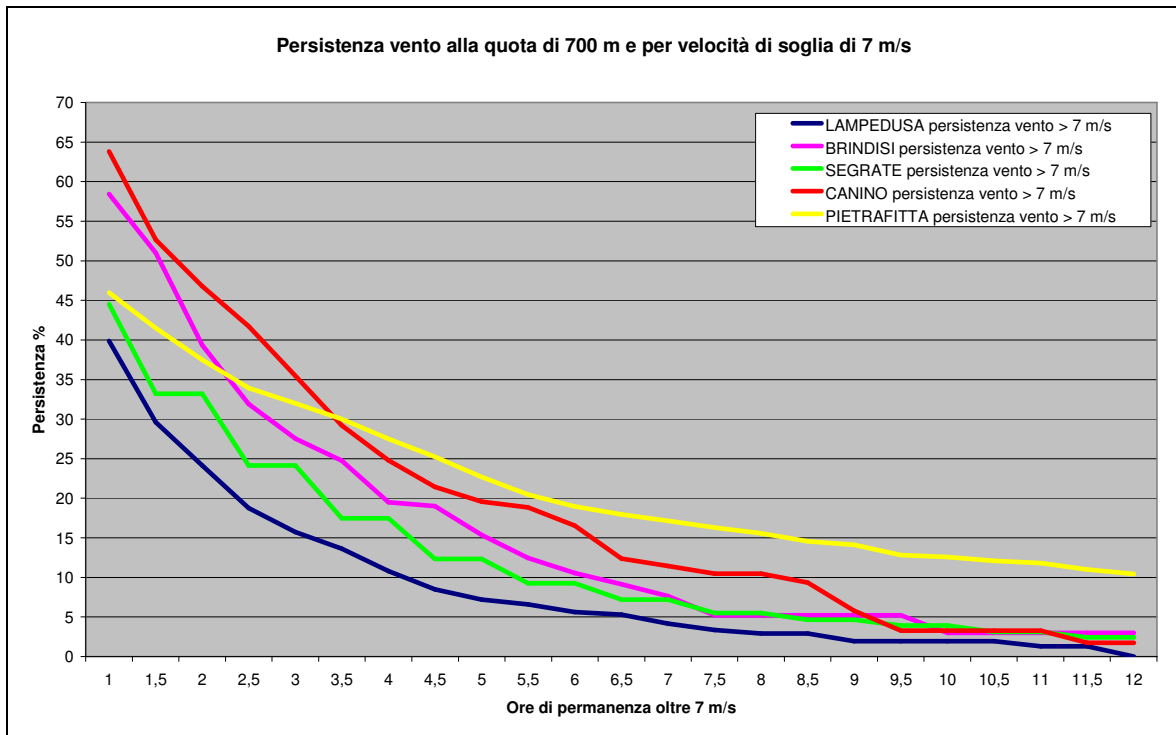


Figura 48 - Persistenza del vento in quota in 5 postazioni per velocità di soglia del vento di 7 m/s.

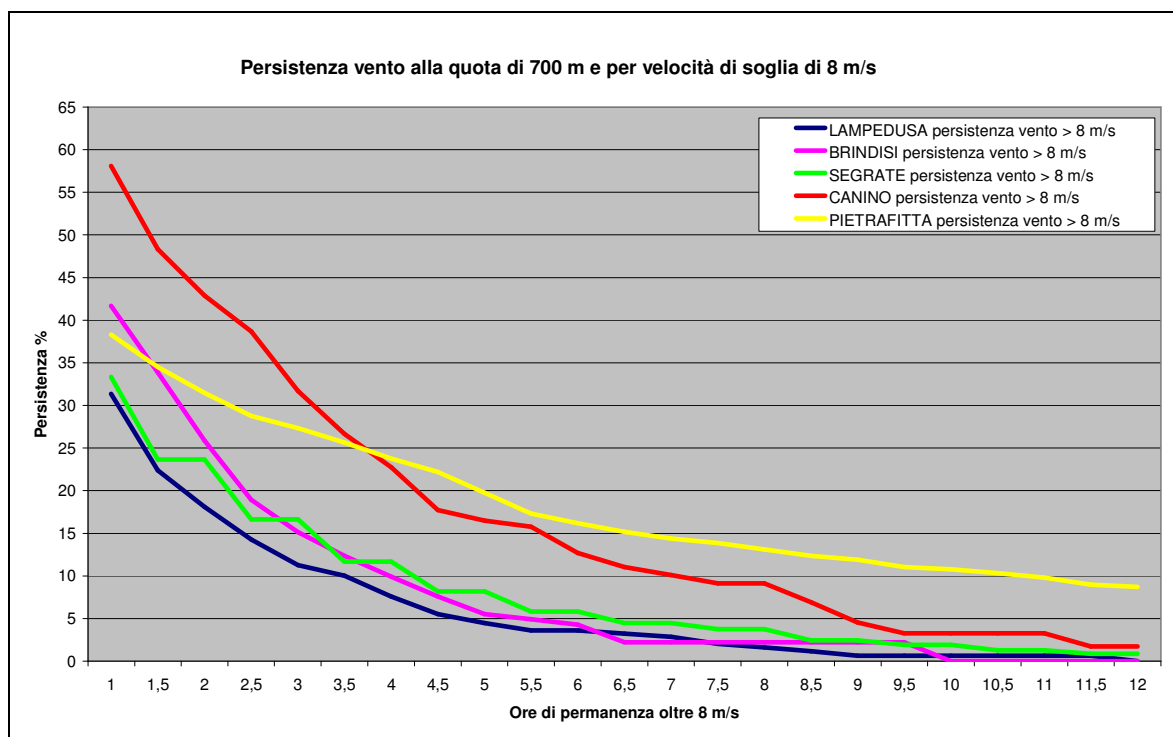


Figura 49 - Persistenza del vento in quota in 5 postazioni per velocità di soglia del vento di 8 m/s.

4.2.5 Osservazioni sui risultati

I risultati ottenuti sul vento in quota sono stati ricavati da misure SODAR che, come innanzi detto, arrivano a quote massime di 900 m e sono programmate in genere per la misura di velocità del vento fino ad un massimo di circa 20-22 m/s. Occorre pertanto fare attenzione ai valori delle velocità ottenute alle quote più alte o dove sono frequenti i venti forti, perché potrebbero essere sottostimati.

Per quanto riguarda le postazioni di Segrate2 e Pietrafitta, le misure in quota non appaiono sottostimate, mentre si ritiene che lo siano quelle di Canino e soprattutto di Brindisi e Lampedusa.

Le elaborazioni effettuate possono comunque risultare interessanti ai fini di valutazioni sui sistemi eolici d'alta quota, soprattutto se di tipo KiteGen. In particolare, le stime ottenute per il valor medio annuo della velocità del vento alle suddette quote porterebbero a rivalutare, in alcuni casi, aree del territorio che non particolarmente ventose alle basse quote e quindi non sfruttabili con i sistemi eolici tradizionali. Circa la qualità delle misure, è da considerare che i limiti del SODAR in termini di massima velocità misurabile e di quota massima raggiunta potrebbero essere superati utilizzando strumenti come il "wind profiler", che impiega una tecnica di tipo puramente elettromagnetico. Attualmente in Italia i wind profiler sono poco diffusi e sono per lo più utilizzati a scopo di ricerca presso Università e Istituti di Ricerca. La Figura 50 illustra un esempio di una installazione di misura con wind profiler.



Figura 50 - Esempio di installazione di un wind profiler

5 CONSIDERAZIONI DI MASSIMA SUI SISTEMI EOLICI PER ALTA QUOTA

Già ad un primo esame dei concetti di generatori eolici per alta quota descritti nel Capitolo 3, i sistemi ad aquiloni di KiteGen possono essere ritenuti come i più interessanti soprattutto perché:

- hanno tutti i componenti più pesanti, come il generatore elettrico ecc., collocati a terra;
- possono sfruttare con maggiore efficienza (almeno teoricamente) il vento ad alta quota;
- possono di conseguenza produrre potenze ed energie elettriche anche apprezzabilmente elevate;
- dovrebbero avere costi di costruzione relativamente ridotti, in quanto fabbricati con materiali semplici e senza parti pesanti in quota.

In particolare, tra i due sistemi KiteGen considerati, appare assai più vantaggioso quello a giostra, in quanto, almeno sulla carta, consente di produrre una quantità assai maggiore di energia a fronte delle stesse problematiche del sistema “a yo-yo” per quanto riguarda la sicurezza (zona da interdire al volo, pericolo di caduta di oggetti dall’alto ecc.).

Infatti il sistema a giostra, utilizzando simultaneamente numerosi aquiloni, consente di sfruttare in modo decisamente più ampio i venti, con evidenti vantaggi in termini di capacità di generazione ottenibile da una singola unità, che potrebbe raggiungere anche potenze ragguardevoli, come indicato schematicamente nella già citata Figura 16. Ciò ridurrebbe in misura significativa sia l’occupazione del suolo che l’impatto visivo, anche se a prezzo dell’ingombro in verticale e dei relativi problemi, in particolare per il volo, cui si è accennato in precedenza.

Inoltre, il sistema a giostra potrebbe offrire ulteriori vantaggi: ad esempio, avendo la ruota della giostra una certa inerzia, il sistema potrebbe garantire per qualche tempo la permanenza degli aquiloni in volo anche in caso di caduta del vento, dal momento che potrebbe essere in grado di continuare a trainarli a sufficiente velocità.

A supporto delle valutazioni di massima più positive per il sistema KiteGen a giostra, si rimanda ai risultati riportati nella Tabella 9, a sua volta estratta dalla tabella che riassume i punteggi attribuiti ai vari concetti di generatore eolico ad aquiloni nella già citata rassegna compiuta negli Stati Uniti dalla David D. Lang Associates [8]. Nel corso di questa rassegna, diversi tipi di sistemi per alta quota basati su aquiloni, tra cui i concetti descritti nel Capitolo 3 del presente rapporto, sono stati valutati attribuendo loro un punteggio per quanto riguarda la loro idoneità sotto 12 aspetti progettuali, operativi, industriali ed ambientali. Il sistema KiteGen del tipo a giostra ha riportato un punteggio complessivo nettamente più elevato degli altri, e in particolare del Ladder Mill e del Fly Gen, proprio grazie alle sue caratteristiche sopra evidenziate.

Aspetto considerato	LadderMill	Fly Gen	KiteGen
Massima potenza (kW) raggiungibile	Ottimo (10)	Scarso (2)	Buono (7)
Facilità di variazione di scala	Ottimo (10)	Scarso (2)	Buono (9)
Attitudine allo sviluppo industriale	Scarso (2)	Scarso (3)	Discreto (6)
Capacità di funzionamento autonomo	Discreto (5)	Scarso (3)	Buono (7)
Costo di realizzazione/producibilità	Buono (9)	Buono (8)	Buono (9)
Costo dello sviluppo di un prototipo	Scarso (3)	Ottimo (10)	Buono (8)
Complessità del progetto	Scarso (2)	Discreto (4)	Discreto (6)
Livello di sicurezza per le persone	Buono (7)	Scarso (3)	Buono (8)
Impatto sull’ambiente	Discreto (4)	Buono (8)	Buono (8)
Compatibilità con la variabilità del vento	Scarso (2)	Buono (8)	Ottimo (10)
Probabilità di successo dimostrativo	Discreto (4)	Discreto (6)	Buono (7)
Probabilità di successo operativo	Scarso (3)	Scarso (3)	Discreto (6)
PUNTEGGIO TOTALE (*)	61	60	91
(*) Il punteggio totale calcolato - il cui massimo possibile è 120 - presuppone che sia stato attribuito lo stesso peso ai diversi aspetti considerati, anche se ciò potrebbe essere discutibile.			

Tabella 9 – Punteggi assegnati da David D. Lang Associates a tre generatori ad aquiloni considerati in questo rapporto: Ladder Mill, Fly Gen e KiteGen del tipo a giostra.

Per poter esprimere, sul generatore KiteGen a giostra, un giudizio maggiormente tecnico e meno a sensazione, bisognerebbe comunque possedere altri dati oggettivi sul sistema. A tale scopo sarebbe opportuno continuare gli studi su questo concetto, peraltro non ancora definito compiutamente, visto che le sue prospettive di applicazione potrebbero, in linea di principio, essere interessanti.

Di seguito vengono elencati gli aspetti non ancora ben chiariti e le problematiche principali che resterebbero da affrontare per quanto riguarda il sistema KiteGen a giostra, così come si sono potuti individuare sulla base delle analisi preliminari sinora effettuate.

1. Fase di avviamento: il sistema deve partire automaticamente ponendo gli aquiloni al vento e facendoli alzare.
2. Fase di arresto: il sistema deve recuperare gli aquiloni senza che tocchino terra.
3. Condizioni anemologiche minime di permanenza in quota: si deve cercare di far permanere il sistema in quota il più a lungo possibile, dal momento che le fasi di avviamento ed arresto sono caratterizzate da scarsa, se non nulla, produzione di energia e in certi momenti addirittura da richiesta di energia, e in generale avvengono in condizioni di funzionamento più "problematiche".
4. Caratteristiche del profilo alare degli aquiloni: se questo è rigido probabilmente è più efficiente, ma anche più sensibile a perdite di controllo, più pesante ed infine più pericoloso se cade.
5. Caratteristiche tecniche dei fili e loro durata: i fili di trazione e controllo degli aquiloni, essendo sottoposti ad elevati carichi e a notevoli attriti con i tamburi e dovendo nel contempo presentare estrema leggerezza e quindi non significativi sovradimensionamenti, è probabile che si consumino abbastanza rapidamente e che debbano essere sostituiti con frequenza.
6. Interferenze tra i vari aquiloni: se un aquilone cade o i suoi fili si intrecciano con quelli di un altro aquilone, è probabile che si crei un effetto domino tale da provocare la caduta degli altri aquiloni ed eventuali danni anche alla giostra, poiché quest'ultima, avendo elevata inerzia, continuerebbe a girare.
7. Sistema di supporto della giostra: se questo consiste in un unico pilone centrale, come rappresentato nella Figura 9, all'aumentare del diametro della giostra aumentano le complessità strutturali e meccaniche e di conseguenza è assai verosimile che non si possano raggiungere diametri della giostra superiori ad un certo limite. Viceversa, se è realizzato con un appoggio circonferenziale come rappresentato nella Figura 18, potrebbero comunque presentarsi altre importanti problematiche meccaniche e strutturali, soprattutto per il sostegno degli alti bracci che sorreggono gli aquiloni e per il supporto dell'intero complesso ruotante.
8. Sistema di conversione dell'energia meccanica della ruota in energia elettrica: in considerazione delle geometrie, delle masse e degli attriti in gioco, appare assai difficile che la giostra possa iniziare a ruotare per effetto della sola forza del vento (in ogni caso, ma ancor di più se la giostra ha un appoggio circonferenziale). Di conseguenza, si pensa che tale sistema di conversione dovrebbe essere di tipo "reversibile", cioè tale da poter trasferire energia dalla rete alla giostra nella fase di avviamento (questa energia potrebbe anche essere di entità notevole nel caso di un impianto KiteGen di alta potenza). Si ritiene anzi che lo stesso sistema dovrebbe essere di tipo "reversibile modulabile", in quanto potrebbe essere necessario fornire energia alla giostra anche nelle fasi di "poco vento" e/o di arresto, sia per mantenere gli aquiloni in quota che per recuperarli con gradualità in modo che essi rimangano appesi alle estremità dei bracci che li sostengono senza mai toccare il terreno (condizione di parcheggio).
9. Sistema di pilotaggio del moto degli aquiloni: a questo sistema sono attribuiti i compiti fondamentali e più impegnativi per gestire il funzionamento del KiteGen a giostra, in quanto, oltre a tenere conto del moto della giostra e a fornire informazioni per la suo controllo, esso deve pilotare gli aquiloni in modo che (vedere anche la già citata Figura 10):
 - si alzino rapidamente in volo nella fase di avviamento della giostra;
 - producano i massimi tiri nella fase attiva del moto della giostra;
 - producano i minimi tiri nella fase passiva del moto della giostra senza cadere;

- rimangano il più possibile in volo, o perlomeno planino dolcemente, nei periodi con “poco vento”, in modo da raggiungere la condizione di parcheggio senza toccare terra;
- non si aggroviglino i loro fili.

Si richiama poi anche in questa sede quanto già accennato in precedenza sugli aspetti relativi alla sicurezza e soprattutto in merito al fatto che il sistema KiteGen a giostra, come del resto tutti gli altri sistemi che sfruttano il vento in quota, ha l'esigenza di delimitare e interdire al volo un certo volume di spazio, in modo da non causare incidenti a velivoli. Nel caso di una centrale di grande potenza, questo spazio potrebbe essere di una rilevante cubatura (equivalente a un cilindro con raggio dell'ordine di uno o più km ed altezza dell'ordine di almeno un km), come peraltro già accade in corrispondenza di siti potenzialmente “critici”, quali le aree di pertinenza delle centrali nucleari.

Oltre a ciò, sempre ai fini della sicurezza, si dovrebbe tenere presente la possibile interferenza, a bassa quota, che gli aquiloni e le loro funi potrebbero avere con strutture elevate quali edifici, linee elettriche ecc poste entro un raggio anche relativamente ampio (le funi degli aquiloni avrebbero lunghezze anche dell'ordine di 1000 m), per non parlare dei pericoli che potrebbero derivare in tale area a persone, animali e cose nel caso di caduta di aquiloni al suolo. Naturalmente, un'area ancora più vasta potrebbe essere soggetta a rischio qualora dovesse verificarsi la vera e propria fuga di un aquilone in seguito alla rottura di tutti i cavi che lo trattengono.

A questo proposito sarebbe opportuno valutare, tramite un'analisi dei rischi conseguenti alla possibile caduta o fuga di aquiloni, se nell'intorno di un'installazione KiteGen a giostra si dovrebbe delimitare e interdire ad attività umane una certa superficie di terreno anche apprezzabilmente più ampia di quella strettamente occupata dal moto degli aquiloni, oppure potrebbero convivere, in tale area, attività con ridotta presenza umana quale pascolo od agricoltura “leggera”.

Un'ulteriore problematica ancora tutta da esaminare è quella connessa all'impatto dei sistemi eolici per alta quota con l'ambiente. Anche qualora fosse confermato nella pratica che questi sistemi, in particolare i KiteGen a giostra, a pari produzione annua di energia hanno un impatto ambientale assai inferiore alle centrali eoliche tradizionali, ciò non significherebbe che tale impatto sarebbe nullo. Oltre all'occupazione del suolo di cui si è già detto sopra a proposito della sicurezza, è da verificare l'effettivo livello di rumore che potrebbe essere emesso, soprattutto da sistemi a giostra di elevata potenza con aquiloni in volo a forte velocità, nonché la tollerabilità dell'impatto visivo che sistemi con numerosi aquiloni di grandi dimensioni potrebbero avere sull'osservatore.

6 CONCLUSIONI

Su vari concetti per generatori eolici d'alta quota proposti in letteratura, descritti nel Capitolo 3, sono state effettuate considerazioni che hanno fatto ritenere il sistema ad aquiloni KiteGen del tipo "a giostra" come il più interessante, almeno in prospettiva, per lo sfruttamento delle risorse eoliche a quote superiori a quelle raggiungibili con gli odierni aerogeneratori, soprattutto perché questo sistema, in linea di principio, sembrerebbe in grado (almeno del punto di vista teorico) di produrre quantità di energia anche molto grandi a costi non elevati.

Il sistema KiteGen in questione è costituito da una grande giostra, sostenuta da un singolo pilone centrale (Figura 9) o da un appoggio circonferenziale (Figura 18), da cui si dipartono vari bracci trainati da altrettanti aquiloni spinti dal vento che fanno ruotare la giostra stessa, producendo energia elettrica, come indicato schematicamente nella Figura 10. All'aumentare del raggio della giostra, e quindi del numero di aquiloni ad essa collegati, cresce la potenza del sistema, come rappresentato nel diagramma (teorico) della Figura 16.

Per mettere in moto, mantenere in rotazione e fermare la giostra in modo automatico, dovrebbe essere impiegato un apposito sistema computerizzato, basato prevalentemente su sensori di posizione installati sui vari aquiloni, che forniscono informazioni per il governo del moto degli aquiloni stessi tramite recupero o rilascio di due fili attaccati alle loro estremità.

Affinché il sistema possa funzionare, sono necessari due requisiti fondamentali:

- 1) che il vento sia presente in quota, con adeguate velocità che si mantengano per una certa durata;
- 2) che le caratteristiche degli aquiloni e del sistema di controllo anzidetto siano tali da fare avviare la giostra, mantenerla in rotazione, non fare aggrovigliare i fili degli aquiloni e, nella fase di arresto, recuperare gli aquiloni con gradualità in modo che rimangano appesi alle estremità dei bracci che li sostengono senza mai toccare il terreno.

Relativamente al punto 2) si fa subito osservare che, come meglio descritto in altre parti del presente rapporto, le problematiche da affrontare per rendere il sistema KiteGen a giostra funzionante con continuità sono notevoli e non tutte di facile risoluzione. Peraltro questo sistema è tuttora in una fase embrionale e, per essere completamente definito, necessita ancora di numerosi studi e ricerche. Un contributo positivo potrebbe, ad esempio, essere rappresentato dall'introduzione, negli aquiloni, di appendici aerodinamiche mobili attive che, ovviamente a fronte di maggiori complessità costruttive e quindi di costi, potrebbero permettere un migliore pilotaggio del moto degli aquiloni stessi soprattutto nelle fasi di avviamento e di arresto o con venti particolarmente irregolari.

Le informazioni per ora raccolte sul sistema KiteGen non consentono quindi ancora di formulare valutazioni finali sulle sue potenzialità, all'infuori della constatazione che il sistema è concettualmente interessante.

Con riferimento invece ai requisiti di cui al punto 1), si è cercato di formulare alcune valutazioni preliminari elaborando misure effettuate con il SODAR (strumento descritto nel paragrafo 4.1) tra i 50 e i 900 m dal suolo in diverse località italiane, indicate nella Figura 30, generalmente in prossimità di centrali termoelettriche.

Queste misure erano state a suo tempo effettuate con prestazioni delle attrezzature focalizzate ad esaminare con maggiore efficienza le quote più basse ed i venti più contenuti, allo scopo di ricavare informazioni utili al monitoraggio delle emissioni di polveri nell'atmosfera. Apposite analisi sulla significatività delle misure hanno comunque consentito di ritenere che i risultati ottenuti possano essere di norma sufficientemente attendibili pure per le quote più elevate ed i venti più intensi, anche se con qualche limite per le misure alle quote più alte in alcune località.

In generale, le misure segnalano una tendenza delle velocità medie del vento a crescere con la quota, come rappresentato nella Figura 31. Solo per poche località (come Firenze, Montalto e Vado Ligure) le misure indicano delle diminuzioni della velocità del vento con la quota, ma c'è motivo di ritenere tali misure poco veritiere, in quanto affette da una troppo bassa disponibilità di dati alle quote più alte e/o da sottostime da parte della strumentazione di misura, che, come già detto, era normalmente focalizzata ad esaminare con maggiore efficienza le quote più basse ed i venti più contenuti.

Le misure di vento acquisite nelle postazioni analizzate in dettaglio sono già di per sé interessanti, in quanto indicano che il vento cresce tendenzialmente con la quota e quindi gioca a favore, almeno concettualmente, dei sistemi del tipo KiteGen. Questa informazione non può essere tuttavia sufficiente per esprimere valutazioni, neppure di massima, sul possibile sfruttamento del vento con i sistemi del tipo KiteGen, in quanto è presumibile che, per un efficiente funzionamento produttivo di questi sistemi, la velocità del vento in quota debba anche perdurare continuativamente per periodi di tempo minimi al di sopra di una determinata soglia.

A tale proposito è stata effettuata, sui dati di vento acquisiti dal SODAR in alcune postazioni più significative, una specifica analisi della persistenza del vento, grandezza che - come rappresentato nella Figura 40 - indica per una determinata quota (ad esempio 700 m) il rapporto percentuale tra il numero totale di ore di vento continuo al di sopra di una determinata soglia (ad esempio 7 m/s) e di un certo periodo di permanenza (ad esempio 2 ore), ed il numero totale di ore di misura a quella quota.

I dati ottenuti da tale analisi indicano che le persistenze del vento in quota variano riducendosi significativamente, per una determinata postazione, all'aumentare della velocità di soglia del vento e, ancor di più, al crescere del periodo di permanenza, come indicato, a modo di esempio, nella successiva Tabella 10.

Periodo perman. (ore)	SEGRATE2				PIETRAFITTA				CANINO				BRINDISI				LAMPEDUSA			
	Velocità soglia				Velocità soglia				Velocità soglia				Velocità soglia				Velocità soglia			
	5m/s	6m/s	7m/s	8m/s	5m/s	6m/s	7m/s	8m/s	5m/s	6m/s	7m/s	8m/s	5m/s	6m/s	7m/s	8m/s	5m/s	6m/s	7m/s	8m/s
1.0	68.4	56.3	44.5	33.3	62.7	54.3	46.0	38.3	73.5	69.8	63.8	58.1	82.6	75.0	58.4	41.7	55.1	47.7	39.9	31.4
2.0	56.3	44.2	33.2	23.7	51.7	44.5	37.5	31.5	52.2	50.6	46.8	42.9	62.9	56.9	39.3	25.9	35.3	29.7	24.1	18.1
3.0	46.5	34.1	24.1	16.6	44.2	37.9	32.0	27.4	38.5	37.9	35.5	31.7	49.6	43.2	27.6	15.1	23.7	19.9	15.7	11.2
4.0	37.5	26.1	17.5	11.7	37.9	32.3	27.5	23.8	27.5	26.8	24.8	22.8	40.1	32.7	19.5	9.9	17.3	13.9	10.8	7.6
5.0	29.1	19.5	12.3	8.2	31.9	27.1	22.7	19.8	21.0	21.0	19.6	16.5	33.4	25.4	15.4	5.5	11.6	8.8	7.2	4.5
6.0	22.0	14.9	9.3	5.8	27.3	23.0	19.0	16.2	18.0	18.0	16.5	12.7	25.5	20.5	10.6	4.3	9.8	7.6	5.7	3.6

Tabella 10 - Tabella con persistenze percentuali del vento alla quota di 700 m di alcune località.

Questo risultato indica che i sistemi KiteGen potrebbero avere buone possibilità di sfruttare la risorsa eolica in quota solo se realizzati con caratteristiche tali che sia possibile metterli in funzione in tempi sufficientemente ristretti, dopo aver stimato che le caratteristiche del vento misurato al momento sono tali che ne è prevedibile un conveniente periodo di permanenza oltre una prefissata soglia di velocità.

A tale proposito gioca quindi anche un ruolo fondamentale lo sviluppo e successivo impiego di sistemi evoluti di previsione del vento, che potrebbero pure essere utilizzati per valutare se, in caso di diminuzione del vento, convenga recuperare gli aquiloni oppure mantenerli in quota (eventualmente fornendo energia alla giostra) in quanto si prevede che questa diminuzione sia temporanea.

I dati del vento ad alta quota su cui si sono fatte queste considerazioni, come più volte detto, non sono stati misurati con lo specifico fine di valutare il vento più intenso e alle quote più elevate, e quindi possono fornire solo indicazioni di massima. Per ricavare informazioni più significative sarebbe necessario effettuare apposite indagini in sito utilizzando una specifica attrezzatura quale il wind profiler (Figura 50) o, al limite, modificando i parametri di sensibilità di una installazione SODAR ancora a disposizione (quella di Lampedusa), in modo che vengano rilevati con più significatività venti più intensi e a quote più elevate, eventualmente a scapito di misure un po' più disperse con venti meno intensi e a quote più basse.

Nel complesso, le caratteristiche del vento ad alta quota deducibili da queste analisi preliminari sembrerebbero non escludere, in linea di principio, la possibilità di utilizzare proficuamente qualcuno dei sistemi innovativi proposti e, in particolare, i sistemi ad aquiloni del tipo a giostra di KiteGen. Naturalmente resterebbero da risolvere i problemi costruttivi e di gestione del funzionamento cui si è accennato in precedenza, i quali diventerebbero particolarmente onerosi con il crescere delle taglie dei sistemi fino alle potenze più grandi. Proprio queste ultime, d'altronde, sarebbero quelle in grado di porre i generatori ad aquiloni fra le valide alternative agli aerogeneratori tradizionali per quanto concerne

l'installazione di potenze eoliche elevate con la contemporanea limitazione dell'occupazione del territorio e dell'impatto visivo.

Ciò non significa comunque che la realizzazione di centrali eoliche ad aquiloni di potenza unitaria elevata non sarebbe destinata anch'essa a comportare dei problemi di inserimento nel territorio da analizzare con attenzione, soprattutto sulla terraferma, ma in qualche misura anche nel caso in cui si dovesse pensare ad installazioni offshore.

Questi problemi derivano, innanzi tutto, dal notevole impegno di spazio che sarebbe necessario, in particolare nel caso dei generatori KiteGen a giostra di grande potenza, per assicurare intorno al sistema, in direzione sia verticale che orizzontale, una zona di rispetto adatta ad evitare pericolose interferenze che gli aquiloni e i relativi cavi potrebbero avere con i velivoli e con strutture terrestri quali linee elettriche ecc., oltre che a salvaguardare l'incolumità delle persone nel caso di caduta o fuga degli aquiloni stessi. Ci sono poi altri aspetti d'impatto ambientale, come il livello di rumorosità e il possibile impatto visivo di questi sistemi sull'osservatore, che non possono essere trascurati, per quanto la loro reale portata rimanga tuttora da valutare appieno.

Anche queste varie problematiche d'inserimento ambientale contribuiscono ad indurre una certa cautela nel valutare le reali prospettive di diffusione dei generatori eolici innovativi qui considerati. In effetti, anche qualora la fattibilità tecnica dei sistemi e la presenza di idonee risorse eoliche ad alta quota venissero pienamente confermate, la reale messa in campo di installazioni di questo tipo potrebbe, analogamente a quanto avviene per le centrali eoliche tradizionali, incontrare sensibili limitazioni, soprattutto in Paesi densamente popolati e con orografia complessa come l'Italia.

In conclusione, si può valutare che, al momento attuale, debba essere lasciato lo spazio necessario alla sperimentazione di prototipi in scala dei sistemi KiteGen, allo scopo di raccogliere tutti gli elementi conoscitivi quantitativi utili per caratterizzarne il comportamento.

In una fase successiva, una volta raccolti tali elementi, appare opportuno lo sviluppo di uno studio di fattibilità di un sistema KiteGen dell'ordine di alcune decine di megawatt collegato alla rete elettrica. Tale studio dovrebbe avere in particolare lo scopo di esplorare tutti gli aspetti tecnici, economici ed ambientali associati alla progettazione, costruzione, esercizio e manutenzione del sistema, per disporre di elementi utili a valutare il possibile apporto di questi sistemi nel conseguimento degli obiettivi nazionali sull'utilizzo di fonti rinnovabili ed, eventualmente, avviare un progetto dimostrativo di piccola taglia.

7 BIBLIOGRAFIA

- [1] "IEA Wind Energy Annual Report 2007", rapporto preparato dal Comitato Esecutivo dello Implementing Agreement for Co-operation in the Research, Development, and Deployment of Wind Energy Systems della IEA (IEA Wind Implementing Agreement) e pubblicato da NREL (U.S.A.), luglio 2008, ISBN 0-9786383-2-8, reperibile anche sul sito www.ieawind.org.
- [2] Comunicati stampa del febbraio 2008 e rapporti vari reperibili sul sito della European Wind Energy Association (EWEA) di Bruxelles, www.ewea.org.
- [3] Comunicato stampa del Global Wind Energy Council (GWEC) del febbraio 2008, reperibile sul sito www.gwec.net
- [4] "Pure Power – Wind Energy Scenarios up to 2030", rapporto pubblicato dalla EWEA (European Wind Energy Association), Bruxelles, marzo 2008, reperibile sul sito www.ewea.org.
- [5] "20% Wind Energy by 2030 – Increasing Wind Energy's Contribution to U.S. Electricity Supply", rapporto pubblicato a cura dello EERE del DOE (U.S. Department of Energy), Washington DC, maggio 2008, reperibile sul sito www.ntis.gov/ordering.htm.
- [6] "Global Wind Energy Outlook 2008", rapporto pubblicato dallo GWEC (Global Wind Energy Council), Bruxelles, ottobre 2008, reperibile sui siti www.gwec.net e www.ewea.org.
- [7] "Energy: Issues and Challenges for Europe and for Italy – Position Paper of the Italian Government", documento preparato dalla Presidenza del Consiglio dei Ministri, Roma, 10 settembre 2007, reperibile sul sito www.politichecomunitarie.it.
- [8] "Electric Power Generation Using Kites – An Overview Study of Alternatives that Span Power Levels from Municipal to Small Domestic Applications", rapporto preparato da David D. Lang Associates per la Drachen Foundation, 25 dicembre 2005, reperibile sul sito www.drachen.org.
- [9] Sito Internet della società SkySails: <http://www.skysails.info/>.
- [10] M. Canale, L. Fagiano, M. Ippolito, M. Milanese: "Control of Tethered Airfoils for a New Class of Wind Energy Generator", Proceedings of the 45th IEEE Conference on Decision and Control, San Diego, CA, U.S.A., 2006, reperibile sul sito www.kitegen.com.
- [11] M. Canale, L. Fagiano, M. Ippolito, M. Milanese: "KiteGen Project: Control as Key Technology for a Quantum Leap in Wind Energy Generators", Proceedings of the 26th American Control Conference, New York, 2007, reperibile sul sito www.kitegen.com.
- [12] M. Canale, L. Fagiano, M. Milanese: "Power Kites for Wind Energy Generation", IEEE Control Systems Magazine", dicembre 2007, reperibile sul sito www.kitegen.com.
- [13] Sito Internet della società KiteGen: http://www.kitegen.com/index_it.html.
- [14] Sito Internet del Dr. Wubbo Ockels: <http://www.ockels.nl>
- [15] Sito Internet della società Peter Lynn Kites Ltd: <http://www.peterlynnkites.com>
- [16] Sito Internet della società Magenn Power Inc.: <http://www.magenn.com>
- [17] Sito Internet della società Sky WindPower Corporation: <http://www.skywindpower.com>
- [18] P. Maracchi "Censimento misure di telerilevamento", Rapporto CESI/COMPA/ESTERNA/2003/19, Prot. A3-030629, Giugno 2003, reperibile sul sito www.ricercadisistema.it.