

COMMITTENTE: **SOCIETÀ PARCO EOLICO PRIMUS S.R.L.**
VIA G. GENTILE 1, 88060 SAN SOSTENE (CZ), P.I. 09576051008

REGIONE CALABRIA

Provincia di Vibo Valentia
Comuni di Pizzoni, San Nicola da Crissa,
Simbario, Vallelonga, Vazzano

Provincia di Catanzaro
Comune di Torre di Ruggiero

Impianto Eolico "Primus"

OGGETTO ELABORATO:

RELAZIONE GITTATA

| Consulenti specialisti | PROGETTATO DA: |
|--|---|
| <p>Partner tecnico e Studio del Vento</p> | <p>Giovanni Angelo Alcaro STUDIO DI ARCHITETTURA ORDINE ARCHITETTI CATANZARO N° 56 Via Spasari, n. 3 88100 - Catanzaro (CZ) Tel. (+39) 0961741762 mobile: (+39) 3483228087</p>  |
|  <p>WPD Italia Viale Aventino 102 00153 Roma</p> | |
| <p>Caratterizzazione ambientale floro-faunistica</p> | |
| <p>Bertucci Mariano <i>Dr. Agronomo</i></p> | |
| <p>Caratterizzazione Geologica</p> | |
| <p>Dr. Gerolamo Tucci <i>Dr. Geologo</i></p> | |
| <p>Caratterizzazione Territoriale, Topografia ed Elaborazione Grafica</p> | |
|  <p>STUDIO TECNICO PROCOPPIO VIA M.L. KING, 6 TEL. 0967 71443 88060 DAVOLI (CZ) FAX 0967 71443 stpprocopio@alice.it - gruppo97@libero.it</p> <p>Giorgio Procopio <i>Dott. Geom.</i></p> <p>Ottavio Procopio <i>Dott. Geom.</i></p> | |

| Fase | Progetto n° | Elaborato n° | Nome File | Scala | Formato | Revisione | Data di elaborazione | | |
|---|-------------|--------------|-----------|------------------|----------------------|-----------|----------------------|-------|----------------|
| <table border="1"><tr><td>P</td><td>D</td></tr></table> | P | D | 01-2019 | EOL_PRM_SIA_R007 | EOL_PRM_SIA_R007.pdf | | A4 | | 20 MAGGIO 2019 |
| P | D | | | | | | | | |

Questo disegno è di esclusiva proprietà, e non può essere utilizzato, riprodotto, copiato, trasmesso o comunicato a terzi senza nostra preventiva autorizzazione scritta.

This drawing is our exclusive property, and may not without our consent be utilised, copied, reproduced, transmitted or communicated to a third party.

Sommario

| | |
|--|----|
| 1. PREMESSA | 2 |
| 2. AEROGENERATORE DI PROGETTO..... | 2 |
| 3. DINAMICHE ALLA BASE DEL RISCHIO DI ROTTURA ACCIDENTALE DELLA PALA | 4 |
| 4. ROTTURA DI UNA PALA ANALISI ALLA BASE DEL CALCOLO..... | 5 |
| 5. CALCOLO DELLA GITTATA ANALISI TEORICA | 6 |
| 6. CONSIDERAZIONI SUI CALCOLI RELATIVI AL FRAMMENTO DI PALA | 9 |
| 7. CALCOLO DELLA GITTATA DI UN FRAMMENTO DI GHIACCIO | 9 |
| 8. CONCLUSIONI | 10 |

1. PREMESSA

La presente relazione tecnica specialistica è parte della documentazione di progetto che la società Parco Eolico di Primus s.r.l. con sede amministrativa in Viale Aventino 102. ha elaborato per la realizzazione e l'esercizio di un impianto eolico di potenza pari a 60,375 MW, costituito da 23 aerogeneratori Vesta 150, nella Provincia di Cosenza e Vibo Valenzia, nei territori comunali di Pizzoni, San Nicola da Crissa, Vazzano, Vallelonga, Simbario di (VV) e Torre di Ruggiero (CZ)

La relazione ha lo scopo di verificare e calcolare la gittata massima un caso di rottura accidentale della pala e/o di un frammento di pala di un aerogeneratore oltre ai pericoli generati dalla formazione di ghiaccio sulla pala nei periodi invernali.

2. AEROGENERATORE DI PROGETTO

Il Parco Eolico di Primus srl sarà costituito da 23 macchine. Ciascun aerogeneratore sarà di tipo Vestas a tripla pala ad asse orizzontale, costituito da una torre in cemento armato a tronco di cono, alta 155 m e con un diametro di base di circa 6 m. In cima alla torre troverà alloggio la navicella cui è collegato il rotore di diametro pari a 150 m, per una altezza massima complessiva del sistema torre-pale di 223 m (TIP).

In particolare trattasi di aerogeneratori trifase con potenza nominale 2,625 MW.

Le pale della macchina, aventi lunghezza di 73m, sono fissate su un mozzo e nell'insieme costituiscono il rotore che ha diametro 150m; il mozzo a sua volta iene collegato ad un primo albero lento, che ruota alla stessa velocità angolare del rotore, che può raggiungere una velocità di rotazione massima pari a 10,4 giri/minuto.

Nel dettaglio, le pale sono fissate su un mozzo, e nell'insieme costituiscono il rotore; il mozzo, a sua volta, è collegato ad un primo albero di trasmissione, detto albero lento, che ruota alla stessa velocità angolare del rotore.

L'albero lento è, nella maggior parte dei casi, collegato ad un moltiplicatore di giri, da cui si diparte un albero veloce, che ruota con velocità angolare data da quella dell'albero lento per il rapporto di trasmissione del rotismo installato. Tutti i componenti sopra menzionati, ad eccezione, del rotore e del mozzo, sono ubicati entro una cabina, detta navicella la quale, a sua volta, è sistemata su un supporto-cuscinetto, in maniera da essere facilmente orientata secondo la direzione del vento.

Oltre ai componenti su elencati, vi è un sistema di controllo che esegue, il controllo della potenza ruotando le pale intorno al loro asse principale, il controllo dell'orientamento della navicella, detto controllo dell'imbardata, che serve ad allineare la macchina rispetto alla direzione del vento, l'accensione e spegnimento della macchina in funzione del vento, sia esso troppo debole o viceversa troppo forte da non consentire un funzionamento sicuro della macchina stessa.

Si riporta di seguito una figura (Figura1) che evidenzia il verso di rotazione dell'aerogeneratore, in relazione alla direzione del vento che causa tale moto. La conformazione del profilo alare dell'aerogeneratore è fissa, mentre è mobile il rotore sul quale sono ancorate le pale. Questo garantisce

il fatto che il rotore possa orientarsi rispetto al vento in modo tale da offrire allo stesso sempre il medesimo profilo alare garantendo indipendentemente dalla direzione del vento un verso orario di rotazione. Questa considerazione ci serve per fissare in ogni momento il verso della velocità tangenziale, responsabile della gittata nel piano, rispetto a quello della velocità del vento, ortogonale alla velocità tangenziale ed a sua volta responsabile della gittata fuori dal piano. Dalla composizione delle due traiettorie si ottiene la traiettoria complessiva e quindi si capisce la direzione lungo la quale l'eventuale pala o parte di essa che si distacca percorre il suo moto.



Figura 1: Relazione tra le direzioni del vento ed il verso di rotazione del rotore

Da sottolineare che Vestas in questi anni ha analizzato nel dettaglio il rischio della rottura accidentale delle parti della pala, definendo le condizioni peggiori di funzionamento, le distanze percorse dagli oggetti, e prevedendo soluzioni sulla macchina in modo tale che per ogni rottura accidentale la macchina sia in grado di fermarsi da remoto e non creare ulteriori danni.

3. DINAMICHE ALLA BASE DEL RISCHIO DI ROTTURA ACCIDENTALE DELLA PALA

La rottura accidentale di un elemento rotante (la pala) di un aerogeneratore ad asse orizzontale può essere considerato un evento raro tuttavia, il calcolo della gittata massima di una pala dell'aerogeneratore è indispensabile per la costruzione e l'esercizio di un parco eolico.

Il rischio è la misura del possibile verificarsi di un determinato esito e in questo contesto si esprime come combinazione di due fattori:

- la probabilità che possa accadere un determinato evento;
- la probabilità che tale evento abbia conseguenze sfavorevoli.

Durante il funzionamento dell'impianto, il più grande rischio è dovuto alla caduta di oggetti dall'alto, queste cadute possono essere dovute:

- pezzi di ghiaccio formatisi sulla pala;
- rottura accidentale di pezzi meccanici in rotazione.

Per ciò che concerne la prima tipologia di evento, riguardo la possibilità e lancio di pezzi di ghiaccio dalle pale bisogna tener conto della possibilità della formazione di ghiaccio che nel caso del progetto in oggetto è estremamente rara, ma si è voluto tenere in considerazione la formazione di ghiaccio in modo da verificare se distanze di sicurezza verso quelli che sono definiti recettori sensibili, sono state rispettate.

Si terranno in considerazione per questo caso le formule empiriche riportate nello studio allegato "Risk Analysis of Ice Throw"

Per ciò che riguarda la seconda tipologia è bene evidenziare che:

- il collegamento rigido tra le pale ed il mozzo limita sino a quasi ad annullare il rischio di distacco di una pala;
- le pale dei rotori di progetto sono realizzate in fibra di vetro e carbonio rinforzato con materiali plastici quali il poliestere o le fibre epossidiche: l'utilizzo di questi materiali limita sino a quasi ad annullare la probabilità di distacco di parti meccaniche in rotazione: anche in caso di gravi rotture le fibre che compongono la pala la mantengono di fatto unita in un unico pezzo (seppure gravemente danneggiato);
- gli aerogeneratori sono dotati di un sistema automatico di supervisione e controllo pale. Il sistema gestisce automaticamente tutte le funzioni della turbina come l'avvio, l'arresto, la produzione, la disponibilità dei sottosistemi. Questo sistema consente anche il controllo a distanza dell'aerogeneratore. Il sistema di protezione è un sistema cablato completamente autonomo, capace di arrestare la turbina in qualunque situazione di emergenza, escludendo danni al sistema e mantenendo i carichi al di sotto dei limiti di progetto;

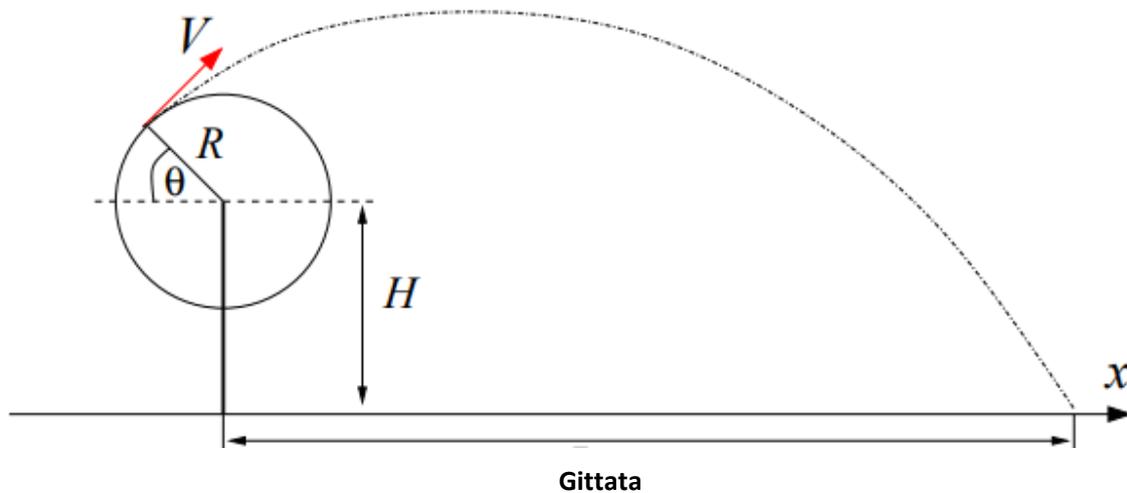
- gli aerogeneratori di grande taglia del tipo previsto in progetto, sono oggetto di programmi di manutenzione molto accurati che per quanto riguarda le pale, atto a verificare l'esistenza di piccole fratture, di cui se accertata la pericolosità determinano interventi di manutenzione ordinaria (riparazioni) o straordinaria (sostituzione del pezzo);

La statistica riporta fra le maggiori cause di danno quelle prodotte direttamente o indirettamente dalle fulminazioni di natura atmosferica. Proprio per questo motivo il sistema navicella-rotore-torre tubolare sarà protetto con parafulmini. In particolare tutte le pale prodotte da Vestas sono dotate di un sistema di drenaggio corrente di fulmine, costituito da recettori metallici posti all'estremità di pala e lungo l'apertura della pala. In questo modo si riesce a drenare una buona parte delle correnti indotte dalle fulminazioni atmosferiche senza danni alle pale.

Pertanto può affermarsi che la probabilità che si produca un danno al sistema con successivi incidenti è comunque molto limitata. Inoltre le macchine Vestas rispettano la normativa in caso di rottura IEC61400-1e gli aerogeneratori secondo questa norma sono da considerarsi "fale-safe"

4. ROTTURA DI UNA PALA ANALISI ALLA BASE DEL CALCOLO

Geometria del problema e calcolo della gittata



Da un punto di vista teorico, non prendendo in considerazione le caratteristiche aerodinamiche proprie della pala, la gittata maggiore della pala o della sezione di pala distaccata, segue il principio della balistica applicata al moto dei proiettili o moti irrotazionali rispetto l'asse XX, YY e ZZ,

Nella realtà la pala ha una complessità aerodinamica tale per cui il verificarsi di un moto a proiettile è praticamente impossibile: il coefficiente di forma, le forze di resistenza viscosa, le azioni resistive del vento ed il moto di rotazione complesso dovuto al profilo aerodinamico della pala/frammento-di-pala, si oppongono al moto e riducono il tempo e la distanza di volo.

Considerare quindi un caso ipotetico e applicare equazioni semplificate di fatto pongono i risultati in posizione estremamente cautelativa

La traiettoria iniziale della pala/sezione-di-pala distaccata è determinata principalmente dall'angolo in corrispondenza del quale avviene il distacco e dall'azione esercitata dalle forze e dai momenti di inerzia.

Per quanto riguarda le forze di tipo aerodinamico e relativi momenti, queste agiranno sulla pala/sezione-di-pala influenzando i movimenti rotatori in fase di volo.

Il tempo di volo generalmente è determinato:

- dalla componente verticale della velocità iniziale posseduta dalla pala/sezione di pala immediatamente dopo il distacco, in corrispondenza del suo punto baricentrico;
- dalla posizione rispetto al suolo;
- dall'accelerazione verticale;
- dalle forze di attrito agenti sulla pala/sezione di pala stessa.

Il tempo di volo che si deduce da tali considerazioni è utilizzato successivamente per il calcolo della distanza.

La distanza orizzontale percorsa nella fase di volo è determinata:

- dalla componente orizzontale della velocità immediatamente dopo il distacco;
- dalla velocità del vento nel momento del distacco;
- dalle forze di attrito che agiscono sulla pala/sezione-di-pala in volo
- dalla dimensione del frammento;
- dal tempo di volo.

La distanza massima si ottiene nell'impatto a terra.

Studi hanno dimostrato che utilizzando condizioni reali di moto complesso sono condizioni meno cautelative in cui la distanza massima chela pala raggiunge è inferiori rispetto alle condizioni semplificate per cui a seguire useremo la semplice teoria del moto di un proiettile.

5. CALCOLO DELLA GITTATA ANALISI TEORICA

Il calcolo della gittata massima in caso di rottura di una pala dell'aerogeneratore segue il principio della balistica applicata al moto dei proiettili. Si evidenzia che i calcoli sono fatti considerando nullo l'attrito con l'aria.

Nel caso in esame si suppone che l'eventuale rottura della pala avvenga alle peggiori condizioni possibili ovvero:

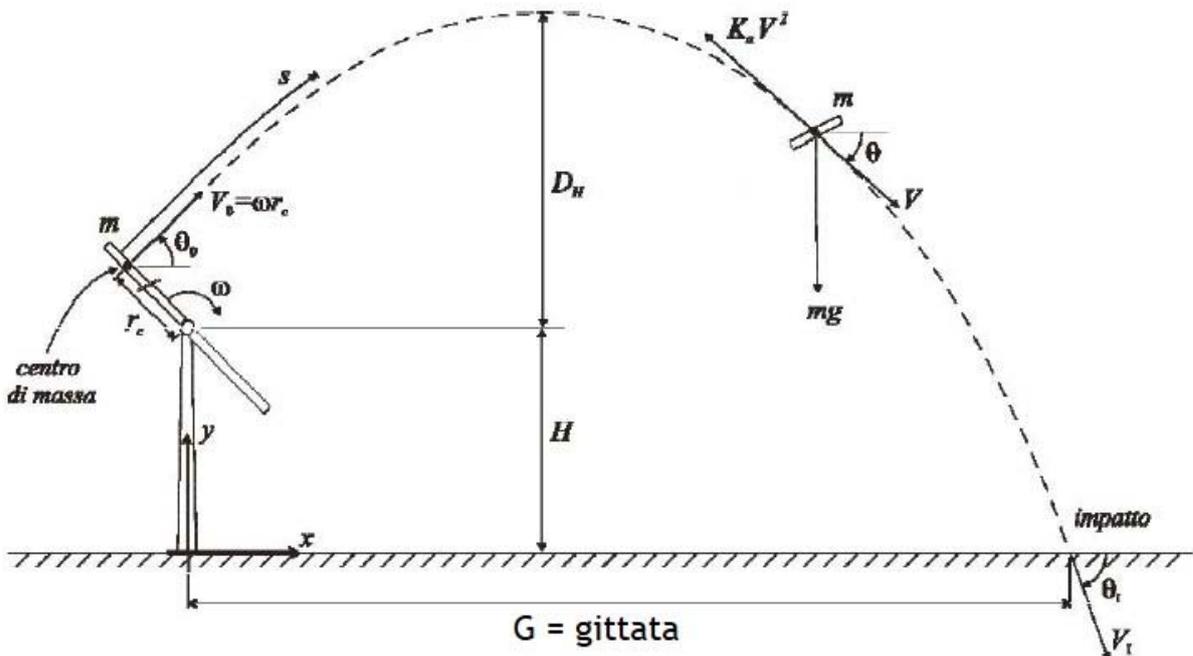
1. alla velocità massima del rotore, pari a circa 10,4 giri/minuto;
2. con il centro di massa posizionato ad $1/3$ della lunghezza della pala, in prossimità del mozzo.

L'aerogeneratore è di tipo V150, ha altezza al mozzo uguale a 155 mt, le pale costituenti il rotore sono lunghe 73 mt.

Definizioni

Il calcolo della gittata è stato effettuato considerando soltanto i parametri cinematici e geometrici, in particolare considerando:

- H = Altezza al mozzo dell'aerogeneratore = 155 mt
- L_P = Lunghezza della pala dell'aerogeneratore = 73 mt
- ω = Max Velocità Angolare Rotore = 10,4 Giri/Minuto = $10,4 \cdot 2\pi/60 = 1,09$ Rad/sec
- V_0 = Il vettore di velocità del punto materiale che nell'istante $t=0$ coincide con la posizione del centro di massa della pala, che possiede una velocità angolare pari a quella del rotore
- r = Distanza dal mozzo del Centro di Massa della Pala = $L_P/3 = 24,3$ mt
- θ = L'angolo che il vettore V forma rispetto all'orizzontale, a cui avviene il distacco.



Nel sistema di coordinate cartesiane utilizzato si considera l'asse x coincidente con l'asse orizzontale alla base dell'aerogeneratore, ovvero il suolo, e l'asse y coincidente con l'asse verticale centrale dell'aerogeneratore

$$V_x = V_0 \cos \theta$$

$$V_y = V_0 \sin \theta$$

Quindi le componenti orizzontali e verticali di un punto materiale all'istante t saranno:

$$x = (V_0 \cos \theta) * t + x_0$$

$$y = (V_0 \sin \theta) * t + y_0$$

Applicando queste formule e risolvendo l'equazione del moto, con una serie di passaggi si perviene alla formula di calcolo della gittata massima (G) che corrisponde al caso in cui:

$$y = 0$$

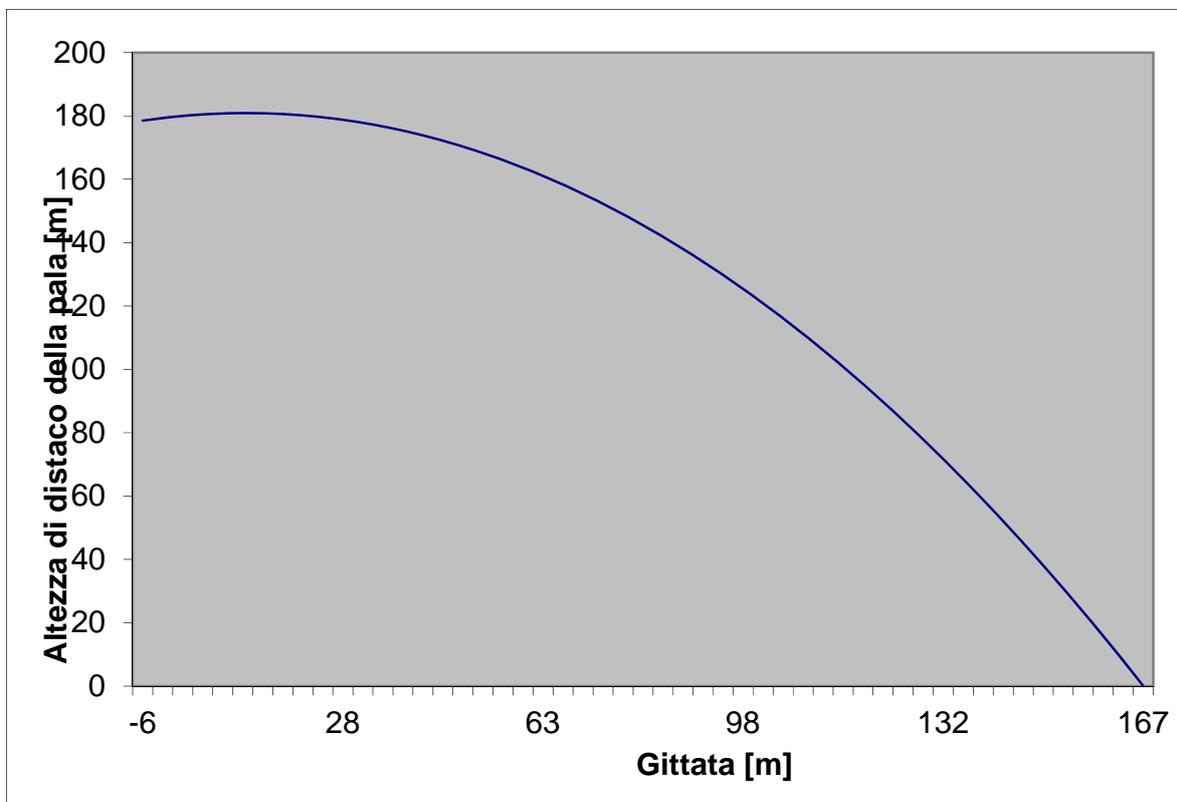
L'equazione che otterremo è una equazione di secondo grado della posizione x:

$$0 = a * x^2 + b * x + c$$

i cui parametri sono riportati qui sotto:

$$0 = -\frac{1}{2} * \frac{g}{V_0^2 * \cos^2 \theta} * x^2 + \tan \theta * x + \frac{g * x_0}{V_0^2 * \cos^2 \theta} * x - \tan \theta * x_0 + y_0 - \frac{1}{2} * \frac{g * x_0}{V_0^2 * \cos^2 \theta}$$

Risolvendo tale equazione troviamo che la gittata massima è pari a **168m** per un angolo di distacco pari a 15°, il tempo di caduta dell'oggetto a terra è di 6,8 secondi. Di seguito la traiettoria seguita del corpo in esame.



6. CONSIDERAZIONI SUI CALCOLI RELATIVI AL FRAMMENTO DI PALA

Quando consideriamo il calcolo di gittata in caso di rottura, consideriamo una ipotetico distacco della pala dall'asse del rotore, causato da un difetto di fabbrica all'attaccatura dei bulloni o da un incidente come nel caso della fulminazione che ne provoca il distacco. Ipotizziamo che la pala si stacchi alla radice e ne calcoliamo il moto attraverso il suo centro di massa.

Nel caso dei frammenti di pala, la situazione diventa invece del tutto aleatoria ed estremamente poco realistica. Non si conoscono le dimensioni del frammento, inoltre non se conosce la forma e il peso e il calcolo della gittata sarebbe funzione delle classi statistiche della dimensione, peso e forma del frammento, portando ad un numero di casi altissimi da analizzare. Inoltre bisogna analizzare la probabilità di accadimento che genera il fattore di rischio dell'evento, si entra quindi in una casualità che poco a che fare con la realtà.

Quello che si sa è che eventuali frammenti di pala sono generalmente causati dalle fulminazioni della pala, la quale si apre all'estremità per separazione dei due gusci (Vedi Figura 2), ovviamente la pala resta attaccata ma il rivestimento esterno danneggiato potrebbe perdere pezzi di guscio, che sono di norma molto leggeri, in fibra di vetroresina. Essendo corpi leggeri e generalmente ad ampia superficie la loro gittata è dell'ordine di qualche metro e non oggetto di casi critici.



Figura 2: Esempi di fulminazione e distacco della pala, possibili generazioni di frammenti (report Vestas)

7. CALCOLO DELLA GITTATA DI UN FRAMMENTO DI GHIACCIO

Tenendo in considerazione le formule riportate nel documento menzionato abbiamo che la distanza di caduta di un pezzo di ghiaccio che potrebbe formarsi sulla pala sempre secondo la balistica di un proiettile è pari a

$$D = 1,5 \cdot (D + H)$$

Dove d = diametro del rotore e H = altezza della torre

In questo caso avremo **d= 465m**

8. CONCLUSIONI

Ponendoci nella condizione peggiore che una intera pala si staccasse dal mozzo, si è dimostrato che l'impatto della stessa avviene a distanze molto contenute. Infatti, nel caso si staccasse l'intera pala il suo valore massimo di gittata è di 168 mt alla velocità massima di rotazione, nella direzione ortogonale al vento, in cui risulta trascurabile l'attrito dell'aria. Ovviamente il distacco deve avvenire in un determinato momento per avere la condizioni massima gittata, che nel nostro caso è per un angolo di 15 gradi. La probabilità che tutti questi elementi avvengano nello stesso momento sono estremamente rari dell'ordine del 2%.

Nel caso di rottura di un frammento di pala, abbiamo visto che la situazione migliore è di fornire un valida protezione contro i fulmini e ricordiamo che le macchine Vestas rispettano la normativa in caso di rottura IEC61400-1 e gli aerogeneratori secondo questa norma sono da considerarsi "fale-safe", ovvero in caso di rottura la macchina deve essere sempre in condizione di sicurezza e spegnersi immediatamente. Inoltre, le macchine sono dotate di un sistema a gabbia per la protezione dei fulmini.

Resta quindi l'analisi dei frammenti di ghiaccio, in cui in condizioni ideali, abbiamo stimato una gittata massima di 450m.

Il layout del parco eolico in questione è posizionato in aree rurali poco abitate, lontano dai comuni dove sono presenti il maggior numero di abitazioni. La minima distanza delle macchine dai recettori sensibili è di almeno 500m oltre la gittata massima calcolata. Possiamo quindi dire che il layout di parco rispetta i criteri di sicurezza.

ALLEGATO 2

VESTAS

CALCOLO DELLA TRAIETTORIA DI UNA PALA EOLICA IN CONDIZIONI NOMINALI DI FUNZIONAMENTO

Sommario

| | | |
|-----|---|----|
| 1. | Introduzione | 3 |
| 2. | Risultati | 4 |
| 3. | Metodologia ed assunzioni | 4 |
| 4. | Velocità di rotazione | 4 |
| 5. | Forze agenti sulla traiettoria pala | 6 |
| 6. | Caratteristiche della pala | 6 |
| 7. | Casi considerati | 7 |
| 7.1 | Caso 1: Moto irrotazionale | 7 |
| 7.2 | Caso 2: Moto irrotazionale | 7 |
| 7.3 | Caso 3: Moto irrotazionale complesso | 8 |
| 8. | Esperienze e note statistiche | 8 |
| 8.1 | Distacco di una delle pale dal rotore | 9 |
| 8.2 | Rottura (apertura) dell'estremità di pala | 10 |
| 9. | Conclusioni | 11 |
| 10. | Riferimenti | 12 |
| 11. | Appendice | 13 |

1. Introduzione

L'obiettivo di questo lavoro è determinare la distanza che una pala di un aerogeneratore raggiunge nel caso di distacco dal mozzo mentre la macchina è in funzione.

Il calcolo è stato effettuato su sei aerogeneratori VESTAS V52 , V80, V82, V90 1.8MW, V90 2MW, V90 3MW.

Il primo aerogeneratore, V52, ha una pala di lunghezza pari a 25 m e una velocità di rotazione massima a regime di 26 rpm posto su una torre di altezza pari a 75 m.

Il secondo aerogeneratore, V80, ha una pala di lunghezza pari a 39 m e una velocità di rotazione massima a regime di 19,2 rpm posto su una torre di altezza pari a 80 m.

Il terzo aerogeneratore, V82, ha una pala di lunghezza pari a 40 m e una velocità di rotazione massima a regime di 14,4 rpm posto su una torre di altezza pari a 78 m.

Il quarto aerogeneratore, V90 1.8 MW, ha una pala di lunghezza pari a 44 m e una velocità di rotazione massima a regime di 14,9 rpm posto su una torre di altezza pari a 105 m.

Il quinto aerogeneratore, V90 2 MW, ha una pala di lunghezza pari a 44 m e una velocità di rotazione massima a regime di 14,9 rpm posto su una torre di altezza pari a 105 m.

Il sesto aerogeneratore, V90 3 MW, ha una pala di lunghezza pari a 44 m e una velocità di rotazione massima a regime di 16.1 rpm posto su una torre di altezza pari a 105 m.

Per la pala della V80 si è fatto uno studio completo ipotizzando tre condizioni: la prima, più conservativa, include solo le forze di inerzia ed esclude le forze viscosse; la seconda include le forze viscosse; la terza considera il moto della pala completo. Come si evince dai risultati riportati in appendice, la prima condizione di carico è quella che dà la massima gittata, ma in realtà le forze di resistenza che si esercitano sulla pala fanno sì che la gittata reale sia inferiore di circa il 20%.

Per la pala V52, V82, V90 1.8MW-2MW e V90 3MW si è fatto uno studio considerando la condizione più conservativa e cioè considerando le sole forze inerziali ed escludendo l'attrito, per cui i risultati ottenuti sono da considerare il 20% maggiori di quelle reali.

2. Risultati

I risultati ottenuti sono riportati in appendice.

I risultati dell'analisi indicano che con lo studio più complesso (caso 3), la gittata della pala, per la V80, nel caso peggiore ma non reale (caso 1), è di poco inferiore a 125, la gittata della pala per la V52 è di ca. 130 m, per la V82 è di ca. 103 m, per la V90 1.8-2 MW è di ca. 118 m e infine per la V90 3 MW è di ca. 77 m (per la V52, V82 V90 1,8-2 MW e per la V90 3 MW, unico caso studiato quello conservativo ma non reale per cui il risultato è maggiore del 20% rispetto al reale).

3. Metodologia ed ipotesi

Da un punto di vista teorico, se non si considerano le forze aerodinamiche la massima gittata si ottiene quando la pala si distacca dal rotore con un angolo di 45° (135° in posizione azimutale).

Le forze di resistenza che agiscono sulla pala in realtà rendono minore il tempo di volo e quindi la gittata. Il moto reale è molto più complesso, in quanto dipende dalle caratteristiche aerodinamiche e dalle condizioni iniziali (rollio, imbardata e beccheggio della pala).

4. Velocità di rotazione

La velocità di rotazione del rotore considerata al momento della rottura della pala per la V52 è pari a 31 rpm.

La velocità di rotazione del rotore considerata al momento della rottura della pala per la V80 è pari a 20 rpm.

La velocità di rotazione del rotore considerata al momento della rottura della pala per la V82 è pari a 15,84 rpm.

La velocità di rotazione del rotore considerata al momento della rottura della pala per la V90 1.8MW è pari a 16,39 rpm.

La velocità di rotazione del rotore considerata al momento della rottura della pala per la V90 2MW è pari a 16,39 rpm.

La velocità di rotazione del rotore considerata al momento della rottura della pala per la V90 3MW è pari a 15,7 rpm.

La velocità di distacco della pala dal rotore è stata incrementata del 16% passando da 26 a 31 rpm per la V52, del 5% per la V80, passando così da 19 a 20 rpm; per la V82 e V90 1.8MW-2MW, invece, è stata incrementata del 10% passando così da 14,4 a 15,84 e da 14,9 a 16,39 rpm rispettivamente, per la V90 3 MW è stata incrementata del 5 % passando da 14,9 a 15,7 rpm).

5. Forze agenti sulla traiettoria pala

Le ipotesi fatte in questo studio considerano il caso peggiore, esso avviene quando la pala si distacca dal rotore con un angolo di 45° sul piano verticale (cioè 135° azimuth).

La determinazione delle forze e dei momenti agenti sulla pala a causa di una rottura istantanea, durante il moto rotatorio, è molto complessa. La traiettoria iniziale è determinata principalmente dall'angolo di lancio e dalle forze generalizzate inerziali agenti sulla pala. Queste includono anche, per esempio, oltre all'impulso anche i momenti di flapwise, edgewise e pitchwise agenti al momento del distacco. La pala, quindi, quando inizierà il suo moto continuerà a ruotare (conservazione della quantità di moto). L'unica forza inerziale agente in questo caso è la forza di gravità. La durata del volo considerato è determinata considerando la velocità verticale iniziale applicata al centro di gravità. Il tempo risultante è usato per calcolare la distanza orizzontale (gittata) nel piano e fuori dal piano.

La gittata è determinata dalla velocità orizzontale al momento del distacco iniziale.

Le forze inerziali sono modellate considerando un flusso irrotazionale e stazionario.

6. Caratteristiche della pala

Le caratteristiche delle pale, input della simulazione, sono riportate in tabella.

| | (Outboard) Section of blade | Plan area Plane XY | Plan area Plane XZ | Plan area Plane YZ | Mass |
|-----------|-----------------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|------|
| | | m ² | m ² | m ² | kg |
| V90 1,8MW | 44 | 87.84 | 25.69 | 2.37 | 6660 |
| V82 | 40 | 86 | 23.2 | 2.08 | 6200 |
| V80 | 39 | 81.46 | 22.8 | 2.38 | 6300 |
| V52 | 25.3 | 53.83 | 14.67 | 1.55 | 1900 |
| V90 2MW | 44 | 87.84 | 25.69 | 2.37 | 6660 |
| V90 3MW | 44 | 87.84 | 25.69 | 2.37 | 6700 |

7. Casi di studio

Tutte le condizioni di rottura sono state assunte avvenire quando il rotore è in posizione upwind e con una velocità del vento pari a 25 m/s. Questa condizione è anch'essa conservativa in quanto dà la massima gittata fuori dal piano.

Sono state calcolate tre traiettorie nelle seguenti ipotesi:

7.1 Caso 1: Moto irrotazionale

Assenza di moti intorno agli assi XX, YY e ZZ. L'asse XX è allineato con la traiettoria. L'asse YY giace sul piano verticale. Questa ulteriore assunzione fa sì che questo caso sia il peggiore ipotizzabile, in quanto definisce la condizione ideale di massima gittata. Quindi:

- ✓ Nessuna forza di portanza agisce nella direzione in-plane;
- ✓ La massima resistenza è generata nella direzione out-of-plane;
- ✓ La resistenza nel piano agisce sulla sezione nel piano XZ.

7.2 Caso 2: Moto irrotazionale

L'asse XX è allineato con la traiettoria. L'asse YY giace sul piano orizzontale. Quando la pala ha raggiunto questa posizione non ci sono ulteriori moti intorno agli assi XX, YY e ZZ.. In questo caso la traiettoria risultante è del tipo "a giavellotto". Questa ulteriore assunzione fa sì che questo caso sia il caso teorico peggiore ipotizzabile, in quanto definisce la condizione ideale di massima gittata.

Quindi:

- ✓ La traiettoria in alto è aumentata dalla forza di portanza generata dalla pala, per cui la gittata è maggiore che in assenza di portanza.

Tre casi sono stati modellati:

- ✓ **Caso 2a.** L'effetto della portanza sul tempo di volo è zero. La soluzione (approssimata) per questo è data dal caso 1 solo nella direzione in-plane.
- ✓ **Caso 2b.** L'effetto della portanza sul tempo di volo è aumentato del 5%.
- ✓ **Caso 2c.** L'effetto della portanza sul tempo di volo è aumentato del 5%, in questo caso si ottiene il maggior tempo di volo.

7.3 Caso 3: Moto irrotazionale complesso

In questo caso si studia il moto della pala al distacco del rotore nel suo complesso considerando anche i moti di rotazione intorno agli assi XX, YY e ZZ. Questo caso è il caso più reale della traiettoria di una pala. La rotazione della pala intorno all'asse ZZ è causato dalla conservazione del momento della quantità di moto. L'incidenza del vento out-of-plane sulla pala genera un momento intorno all'asse YY (centro di massa e centro aerodinamico della pala non sono coincidenti). Il vento incidente out-of-plane sulla pala genera ancora un momento intorno all'asse XX (centro di massa della sezione di pala lungo la corda non coincide con il centro aerodinamico).

La resistenza della pala sia in-plane che out-of-plane è generata dalla rotazione intorno agli assi XX e YY. Per semplificare lo studio si è assunta l'area della pala pari alla stessa in direzione XY moltiplicata per il quadrato del coseno di 45°.

La portanza in-plane è generata dalla rotazione intorno al piano XX. In questo caso si è assunto un aumento del 10% del tempo di volo dovuto alla portanza.

Tre casi sono stati modellati per tener conto dell'effettivo valore della resistenza:

- ✓ **Caso 3a.** Cd (in-plane e out-of-plane) = 0,5
- ✓ **Caso 3b.** Cd (in-plane e out-of-plane) = 1,0
- ✓ **Caso 3c.** Cd (in-plane e out-of-plane) = 1,5.

8. Esperienze e note statistiche

E' necessario enfatizzare che dal punto di vista progettuale la combinazione di coefficienti di sicurezza per i carichi, i materiali utilizzati e la valutazione delle conseguenze in caso di rottura rispettano quanto prescritto dalla norma IEC61400-1. In accordo a tale norma le pale degli aerogeneratori sono considerate "fail safe".

Questo paragrafo è stato redatto al fine di presentare alcuni degli elementi fondamentali per poter valutare la reale possibilità del distacco di una pala, o di frammenti di questa, dagli aerogeneratori Vestas.

L'esperienza pratica su tutta la flotta operativa di 4.959 unità (Giugno 2007) ha mostrato che in caso di distacco di pala o parti di essa il moto è stato di tipo "rotazionale complesso" e le distanze raggiunte sono normalmente risultate inferiori a quelle stimate con i calcoli semplificati qui riportati.

Frammenti di pala, solitamente di piccole dimensioni, per la maggior parte staccatisi a causa di azioni esterne (tipica la fulminazione atmosferica) o imperizia umana, sono stati ritrovati a non più di 40-50m dalla base dell'aerogeneratore.

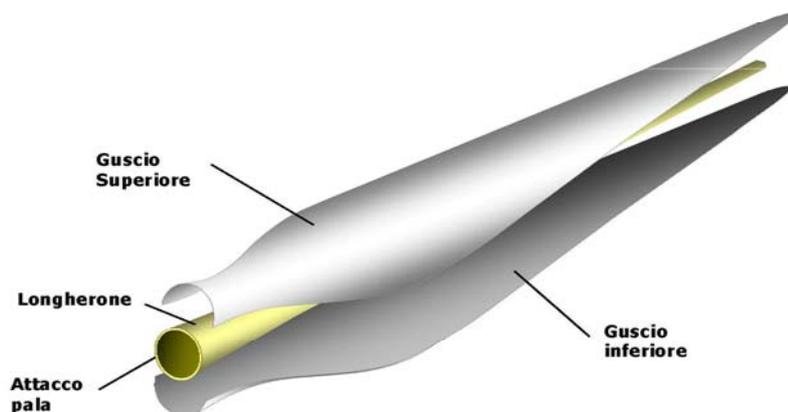
Tralasciando gli incidenti dovuti a cause eccezionali (uragani, tifoni), nei successivi paragrafi vengono descritti alcuni eventi e la valutazione tecnica alla base dell'analisi dei rischi sviluppata per eliminare la possibilità di reiterazione dell'incidente.

8.1 Distacco di una delle pale dal rotore

Questo tipo di incidente, che comporta il distacco di una pala completa dal rotore dell'aerogeneratore, può essere determinato dalla rottura della giunzione bullonata fra la pala ed il mozzo.

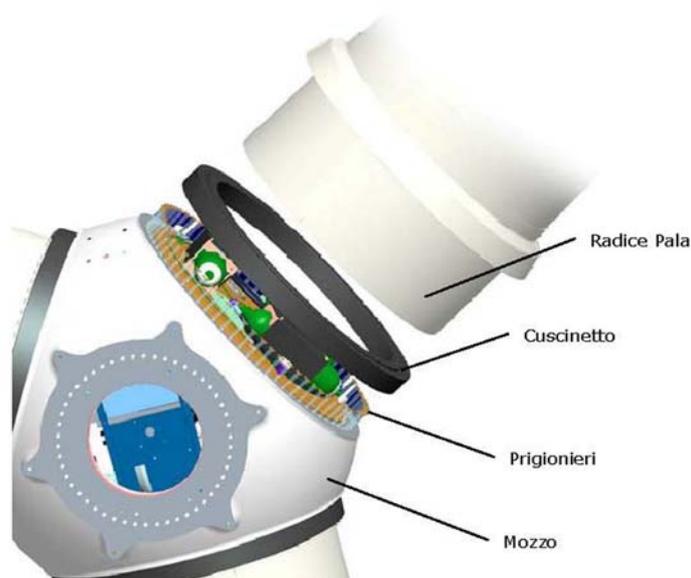
In occasione di tali tipi di evento, la pala ha raggiunto il terreno ad una distanza inferiore ai cento metri.

Le pale sono costituite da una parte strutturale (longherone) posizionata all'interno della pala e da una parte esterna (gusci) che ha sostanzialmente compiti di forma. Le tre parti, il longherone e i due gusci, sono uniti fra loro mediante incollaggio e, alla fine del processo produttivo, costituiscono un corpo unico.



Il longherone è dotato di attacchi filettati che consentono di collegarlo al mozzo con bulloni (prigionieri) serrati opportunamente durante l'installazione della turbina. Il precarico conferito ai prigionieri durante il serraggio ha un'influenza determinante sulla resistenza dei prigionieri stessi ai carichi di fatica e, per questo motivo, è previsto un controllo di tale serraggio durante le operazioni di manutenzione programmata della turbina.

L'evento si è manifestato a causa di incorretti interventi di manutenzione programmata cui l'aerogeneratore va sottoposto così come riportato nel manuale del costruttore. Per cui l'errata verifica del serraggio ed una plausibile riduzione del precarico possono aver determinato la rottura per fatica dei prigionieri ed al distacco della pala.



8.2 Rottura (apertura) dell'estremità di pala

Questo tipo di incidente si è quasi sempre manifestato in concomitanza di fulminazioni di natura atmosferica.

Tutte le pale prodotte dalla Vestas sono dotate di un sistema di drenaggio della corrente di fulmine costituito da recettori metallici posti all'estremità di pala e lungo l'apertura della pala, da un cavo che collega i recettori alla radice pala e da un sistema di messa a terra. In questo modo si riesce a drenare una buona parte delle correnti indotte dalle fulminazioni atmosferiche senza danni alle pale.

In qualche caso, in cui la corrente di fulmine ha presumibilmente ecceduto i limiti progettuali (fissati dalle norme internazionali) si può manifestare un danneggiamento all'estremità di pala che si apre per la separazione dei due gusci, ma che, normalmente, non si distacca dal corpo della pala. E' possibile che frammenti di guscio possano staccarsi, ma si tratta comunque di parti molto leggere in confronto alla resistenza che oppongono all'aria e che quindi non possono essere oggetto di calcoli di gittata come quelli che si possono effettuare sul corpo pala.



Estremità di pala danneggiata da fulminazione atmosferica.

9. Conclusioni

I Casi 1, 2a, 2b e 2c dimostrano che, se la traiettoria di volo è 'irrotazionale', allora la distanza raggiunta dalla pala da 25,3 m (V52) sarà di circa 130 m, dalla pala da 39 m (V80) sarà di ca. 125 m, dalla pala da 40 m (V82) sarà di circa 105 m e da 44 m (V90 1.8MW-2MW) sarà di ca. 117 m, mentre dalla pala da 44 m (V90 3MW) sarà di ca. 76 m, il caso peggiore per la gittata è il caso 1 (2a) per il tempo invece è il 2c.

Il Caso 3 mostra che, quando il flusso è rotazionale, la distanza raggiunta dalla pala sarà di ca. 106 m per la V80.

Il caso reale da considerare è il caso 3 per cui si può concludere che la gittata di una pala V52 (25,3 m di lunghezza) è di circa 104 m, V80 (39 m di lunghezza) è di ca. 99.6 m, mentre per la pala V82 sarà di ca. 82.5 m, V90 1.8MW-2MW (44 m di lunghezza) sarà di ca. 94 m, V90 3 MW sarà di ca. 61.4 m (20% in meno della gittata nel caso ideale, caso 1)

Dalle note operative esposte si può concludere che ha senso effettuare un calcolo di gittata della pala intera in quanto esiste un punto di discontinuità, l'attacco bullonato che unisce la pala al mozzo, ed esiste un'ipotesi, seppur remota, sulla possibilità di cedimento di tale attacco.

Il calcolo di gittata nei casi di distacco di frammenti o porzioni di guscio, per le ragioni spiegate in precedenza, risulta problematico e privo di basi computazionali, in quanto lo stabilire le dimensioni del pezzo di guscio distaccato è del tutto aleatorio e non dipendente da una causa specifica come quelle collegabili ad una discontinuità, un difetto di progettazione o di realizzazione della pala.

Il caso di distacco di porzioni di pala si potrebbe trattare effettuando un'analisi del rischio che è dato dal prodotto fra la probabilità di occorrenza della specifica rottura e la gravità delle

conseguenze. Una simile analisi comporterebbe comunque delle assunzioni arbitrarie fra le quali le dimensioni del pezzo di pala interessato al distacco e uno studio probabilistico sull'occorrenza e la gravità delle conseguenze.

Per effettuare queste valutazioni è necessaria la conoscenza di tutta una serie di circostanze circa gli eventi di questo tipo e la base statistica degli eventi incidentali dovrebbe essere notevolmente ampia, la qual cosa non verificata nella realtà.

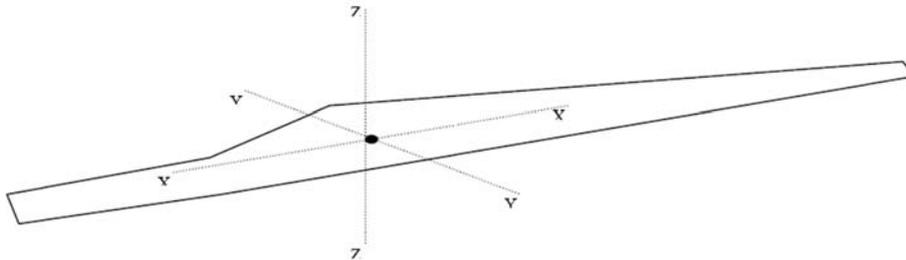


FIGURE 1 – SISTEMA DI COORDINATE USATO PER LA PALA
(YY – Flapwise, XX – Pitchwise, ZZ – Edgewise)

10. Riferimenti

“Blade throw calculation under normal operating conditions” VESTAS AS Denmark July 2001

11. Appendice

| Caso 1 | Pala V80 | Pala V90 1.8MW | Pala V82 | Pala V52 | Pala V90 2MW | Pala V90 3MW |
|-----------------------|----------|----------------|----------|----------|--------------|--------------|
| Velocità di rotazione | 20 | 16.39 | 15.84 | 31 | 16.39 | 15.7 |
| Tempo di volo | 7.6 | 7.76 | 6.27 | 7.63 | 7.76 | 6.84 |
| Distanza Vettoriale | 99.6 | 94 | 82.5 | 104 | 94 | 61.4 |

Gli altri casi sono stati studiati solo per la V80 quindi non risultano essere rilevanti per il caso in questione.

RISK ANALYSIS OF ICE THROW FROM WIND TURBINES

Henry Seifert¹⁾, Annette Westerhellweg¹⁾, Jürgen Kröning^{2)*)}

¹⁾ DEWI, Deutsches Windenergie-Institut GmbH
Ebertstr. 96, D-26382 Wilhelmshaven, Germany

²⁾ DEWI-OCC Offshore and Certification Centre GmbH
Am Seedeich 9, D-27472 Cuxhaven, Germany

1. Introduction

Wind turbines are normally erected far away from houses, industry, etc., as the wind conditions are not favourable in the vicinity of large obstacles. Furthermore, with regard to acoustic noise emission and shadow flicker certain distances are required by national regulations, when wind farms are planned in the neighbourhood of residential areas. Thus, wind turbines should not cause risks as far as ice throw is concerned. However, the turbines are erected close to roads or agricultural infrastructure in order to avoid long and expensive access roads for erection and maintenance. This induces a risk for persons passing by the wind turbines, cars passing the streets if ice fragments fall down from a turbine.

Especially in the mountainous sites or in the northern areas icing may occur frequently and any exposed structure - also wind turbines - will be covered by ice under special meteorological conditions. This is also true if today's Multi Megawatt turbines with heights from ground to the top rotor blade tip of more than 150 m can easily reach lower clouds with supercooled rain in the cold season, causing icing if it hits the leading edge.



Figure 1 Nice view, but the rime ice accretion on the grass and the fence signalises danger of ice throw in the neighbourhood of the wind turbines.

*) former affiliation: TÜV-Nord Gruppe, Hamburg

If a wind turbine operates in icing conditions which are described in [1], two types of risks may occur if the rotor blades collect ice. The fragments from the rotor are thrown off from the operating turbine due to aerodynamic and centrifugal forces or they fall down from the turbine when it is shut down or idling without power production. It depends upon the weather and especially the wind conditions, on the instrumentation of the wind turbine's control system, and on the strategy of the control system itself.

In the IEC Standard [2] icing is defined as an extreme external condition. Following the philosophy of this Standard a design load case, combining external and operation conditions, never combines extreme external conditions with faults. Regarding icing as an extreme external condition, only situations at normal operation are to be considered. This is important for the assumption how the control system is reacting under icing conditions.

2. Icing during operation

When the turbine is operating it is assumed that the leading edge of the rotor blade collects ice and drops it off regularly, due to aerodynamic and centrifugal forces [3]. Depending on the rotor azimuth, the rotor speed, the local radius, and the wind speed, the throwing distance of the ice fragments varies. Also, the geometry of the ice fragments and its mass will affect the flight trajectory. Typical ice fragments have been investigated in a wind tunnel in order to assess the aerodynamic properties of such a body [4]. Taking into account the experience gained from the research project WECO, Wind Energy production in COld climate [1] and the wind tunnel tests [4] typical ice accretion at the rotor blade's leading edge can be estimated and its flight trajectory calculated. The results of the calculations have been validated against the results of an inquiry among operators of wind turbines where the masses and throwing distances of ice fragments in wind farms have been investigated. The comparison proved the calculation to be conservative.

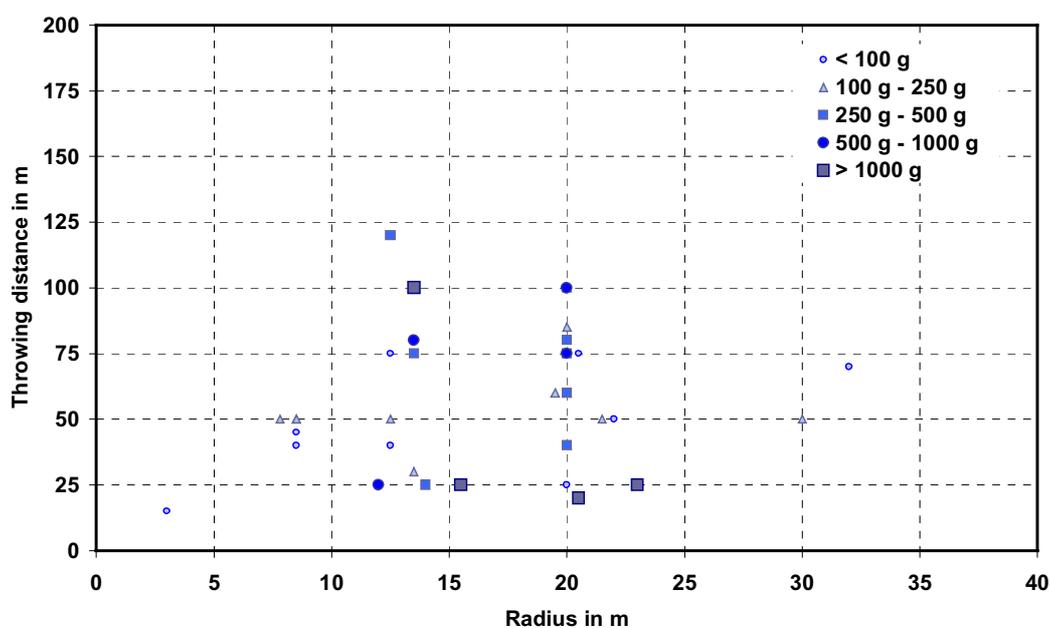


Figure 2 Observed ice fragments from the WECO data base [1] and own additional data.

The calculation needs the following inputs, which are partly known exactly, but some of them still have to be estimated on the knowledge available at present. Input parameters from the wind turbine are the rotor diameter, the hub height and the blade shape - most important the chord length at the tip of the blade - and the rotor speed range.

The size of the ice fragments is estimated according to the recommendations given in [1,4]. Observations show that the ice fragments don't hit the ground as long slender parts but break off immediately after detaching from the blade into small fragments. For the worst case scenario several assumptions can be made in order to reduce the extent of calculations. Smaller ice fragments or the smaller area produce less aerodynamic drag and thus increase the throwing distance. Large or long ice fragments experience more aerodynamic drag and will hit the ground in a closer radius around the turbine. The wind tunnel test showed a typical drag coefficient of $c_d = 1.2$. In the throw calculations $c_d = 1.0$ has been chosen for conservative assumptions. Possible lift of the fragments has been neglected. For the calculation of the ice fragment's mass the ice density given in [5] with 700 kg/m^3 has been used. The steps of rotor azimuth were chosen to two degrees. The air density is automatically corrected according to the ICAO atmosphere to the altitude of the site plus hub height at an ambient air temperature of 0°C . Higher temperatures will increase the throwing width, but no icing will occur at temperatures with more than a few degrees above the freezing point. Wind gradients have been neglected.

The result of such a typical ice throw calculation for an operating turbine is a table of numbers and for better understanding a graphic has been plotted directly on the topographical map of the site concerned. Ellipsoidal curves representing the possible hits on the ground in steps of wind speed demonstrate the risk area on the map.

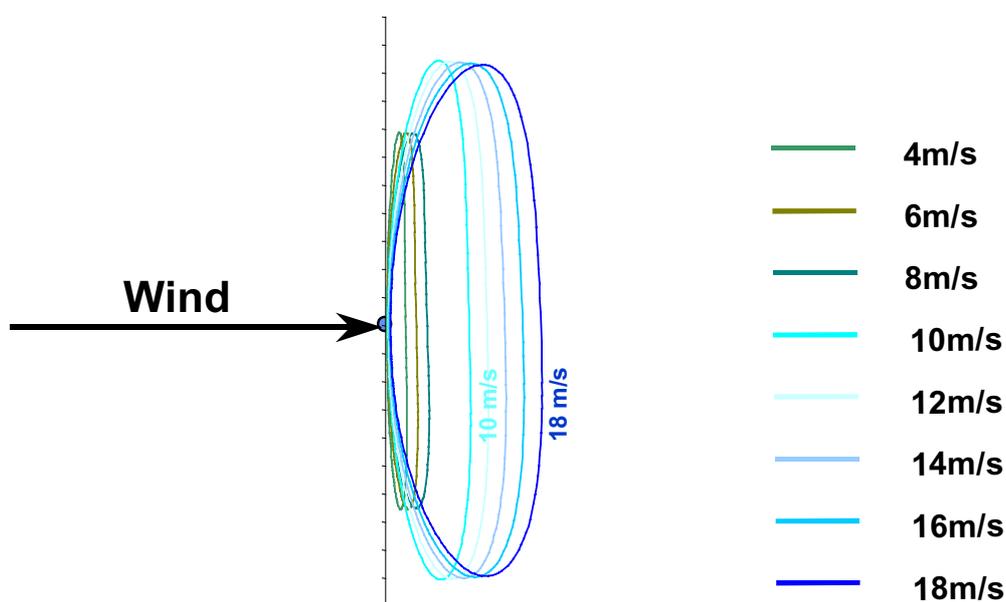


Figure 3 Result of the ice throw calculation. The curves represent the worst case width per wind speed.

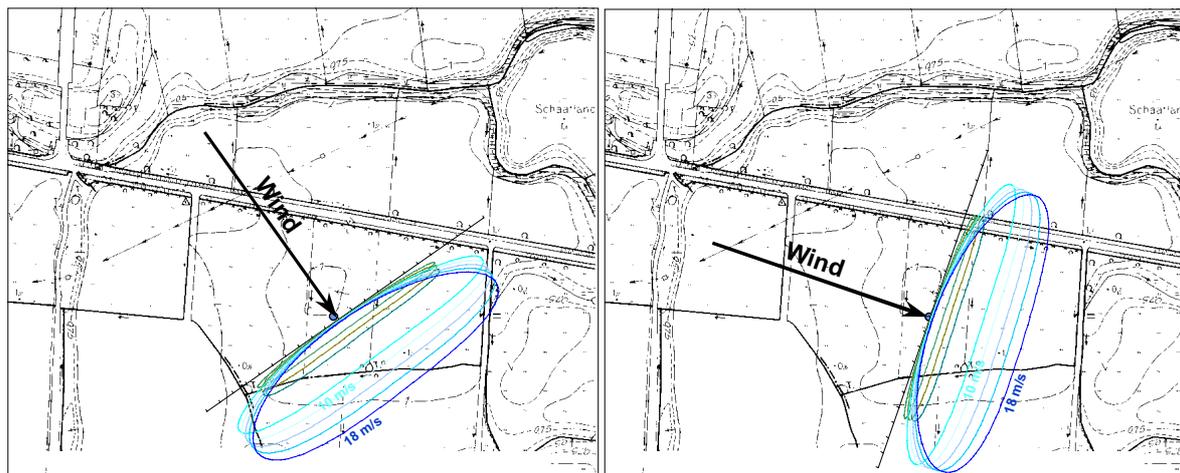


Figure 4 Combination of the ice throw calculation and the topographical map. In the right side the wind direction causes risky operation during icing conditions for the road, whereas the situation in the left side is not critical.

What can be done with the result of such a calculation? If the wind speed and direction is known at the specific site as shown for example in Figure 4 the control system of the turbine can decide whether the turbine has to be shut down or keep in operation. The control system should base its decision upon the icing conditions, the wind speed and direction and the rotor speed. An unnecessary risk can be avoided in that way. Alternatively, a big circle around the turbine representing the overall risk area can be drawn. However, this will need much more space within the wind farms.

A simplified empirical equation has been introduced in [1] representing such a “risk circle” without detailed calculations.

$$d = (D + H) \cdot 1.5$$

d = maximum throwing distance in m

D = rotor diameter in m

H = hub height in m

This empirical and simplified equation can only be a “rough guess” and a help for a first shot in planning the position of a wind turbine close to streets or other objects, involving a certain risk. A more detailed calculation is recommended.

3. Ice fall from a wind turbine at standstill

Only the icing of the rotor blade is discussed here. During winter time it may occur that - depending on the shape of the nacelle housing - snow and ice adds up on the top. Due to the heating of generator and gearbox, the ice on the surface melts and results in a water film enabling the amount of ice or snow to slip down. As the rotor blade always represents the higher position, for the worst case scenario, ice from tower or nacelle can be neglected. However, close to the turbine the high masses of possibly falling large and heavy ice fragments may be extremely dangerous for maintenance staff. Precaution is necessary to avoid accidents resulting from that.

In principle, a shut down wind turbine does not differ from other structures like towers, antenna masts, masts of power lines, etc. concerning ice accretion. Depending on the rotor position of the braked or idling rotor different fall widths along the prevailing wind will result at the end of the icing event and increasing temperatures. The size, the mass and the aerodynamic properties are estimated in the same way as for operating turbines. It is recommended that - if operation during icing conditions is excluded - that the turbines shut down if only a slight ice accretion builds up at the rotor's leading edge. Once the turbine is stopped, it may not restart automatically if it is not guaranteed that all ice is melted or removed from the surface. This is not necessary if the turbine can be started manually and it is sure that any risk for persons or objects in the vicinity of the turbine can be excluded.

For automatically detecting ice on the rotor blades, several methods can be recommended. However, at present all these methods or instruments have to be improved and further validated. At first, the power curve and the ambient air temperature should be checked continuously. If a defined deviation is detected which can be related to a beginning rotor blade icing, the turbine should be shut down. The rotor blades use highly sophisticated aerodynamics and thus will react rather sensitively to small roughnesses at the leading edge like ice. If the temperature is low as well, a drop in the power signal at a certain wind speed - even if related to the affected hub anemometer - can be an indicator for icing. An ice free anemometer is required as well as a heated wind vane in order to avoid an oblique inflow, which would increase the fatigue loads and decrease the power. A heated shaft of the anemometer alone cannot be recommended.

Observations reported in [1] show that an amount of ice accretion in the order of up to 40 per cent of the chord length leads to a throw-off situation during operation. However, the power loss caused by a much smaller amount of ice will indicate icing much earlier. If the turbine is shut down, the ice built up during idling or standstill as described in [3] has to be considered.

The fragments falling down - released during the dewing period - will only be accelerated by the wind speed. The rotor is assumed to be positioned in the typical stand still or parked situation. The maximum wind speed has to be predicted according to the site specific report, connected additionally to the temperature.

For the calculations the following data are required: The altitude of the site, the hub height and the rotor blade radius of the turbine and the rotor blade geometry. The last one is needed for the estimation of the ice fragment's size.

Observation showed that ice fragments which fall from a stopped rotor break into smaller parts on the way down to the ground. In the worst case - large ice fragments reach longer distances from the still standing rotor - two meter long fragments have been investigated. The other dimensions of the ice fragments depend on the geometry of rotor blade. For the calculations it is assumed that the fragments start at the blade tip. The volume of the ice piece multiplied with the ice density from [5] results in the fragment's mass. Contrary to the rotating rotor the drag coefficient of the ice fragment from the stopped rotor is assumed to be 1.2, as this produces greater falling distances and is thus a conservative assumption. The air density is gained from the site altitude plus hub height at an air temperature of 0° C which also leads to conservative results.

The overall falling trajectories for different ice fragment's masses, wind speeds and rotor positions is demonstrated in Figure 5.

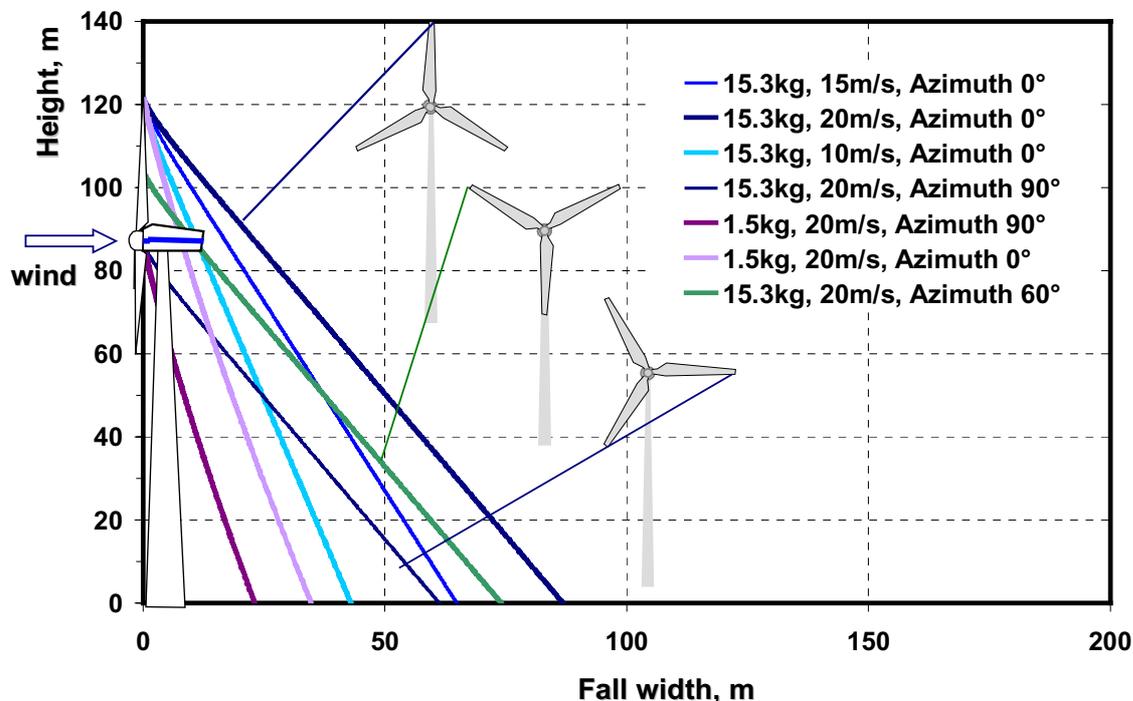


Figure 5 Typical result of an ice fall width calculation for a turbine at standstill. Parameters: Wind speed, rotor position and size of ice fragments.

As mentioned before, icing is defined as an extreme external condition and - according to the design standard's philosophy - must not be combined with a faulty control system. In the example shown in Figure 5 the turbine always heads towards the wind without yaw error.

A parameter calculation has been performed and as a result a simplified empirical equation developed for a stillstanding turbine:

$$d = v \frac{D/2 + H}{15} \quad \text{with}$$

v = wind speed at hub height in m/s

d = maximum falling distance in m

D = rotor diameter in m

H = hub height in m.

However, it is recommended to calculate more in detail. For a quick shot and rough estimation it may be sufficient to use the simple equation for a turbine iced at standstill.

4. Risk analysis

The two situations described above show the worst case scenario during icing conditions for an operating and an idling turbine, respectively. In fact, reality shows a few days of icing per year

only. During these icing days only situations with a proper wind speed and wind direction in combination with detachment of ice fragments at the right time and right location will cause a hit at a certain spot at the ground. Provided that a person stays exactly at that time on that location an incident or accident occurs. The risk analysis aims at this probability and figures the quantity.

The following input data are needed in order to assess the risk for a person or an object in the neighbourhood of a wind turbine under icing conditions:

- § The number of icing events per year. This information cannot be found in the standard meteorological weather reports or the sit evaluation reports. If wind measurements are available and the anemometers are not cup and shaft heated, the number of occurrences in the bin around 0 m/s in the wind speed frequency distribution is unexpectedly high in winter time and shows a normal “Weibull-like” shape in summer time, this is an indication for icing. If two anemometers, one heated and one non-heated are used, the number of icing days can roughly be estimated as shown in Figure 6. The effect of snow and low temperatures on the anemometers as shown in the Figure is discussed in [3].
- § The wind direction and wind speed frequency distribution in combination with either information of icing events (see above) or in combination with the air temperature. This can also be an icing excluding parameter.
- § The location, number and mass of the individual ice fragments thrown off or falling from the wind turbine.
- § The number of persons passing the risk area per year

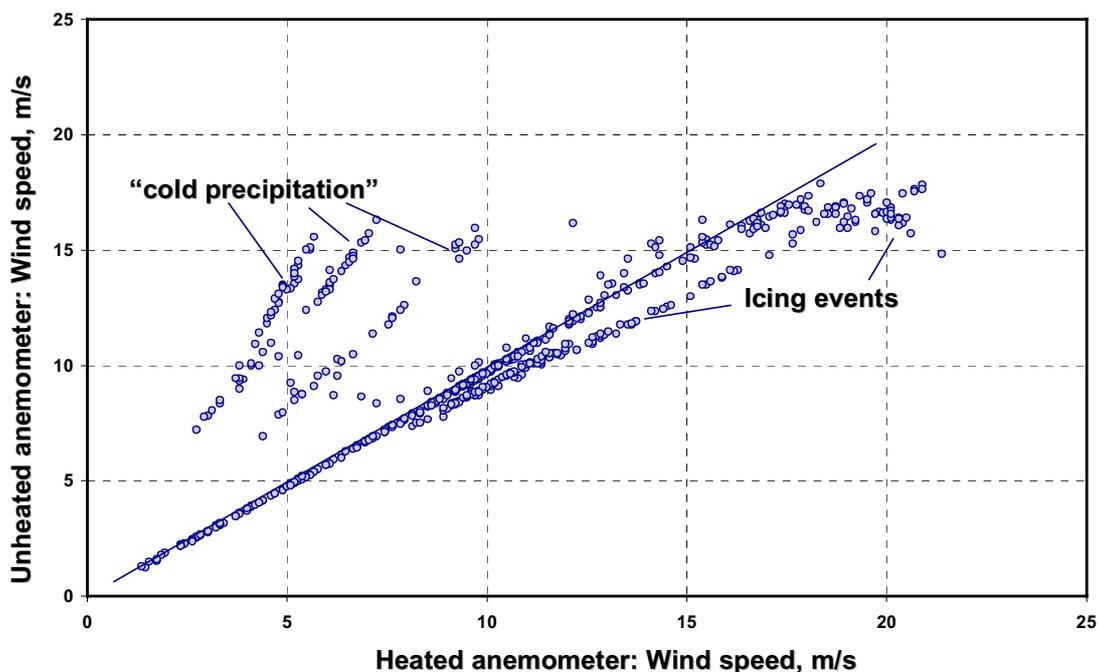


Figure 6 Measurement during icing conditions at a meteorological mast. Unheated versus heated anemometer.

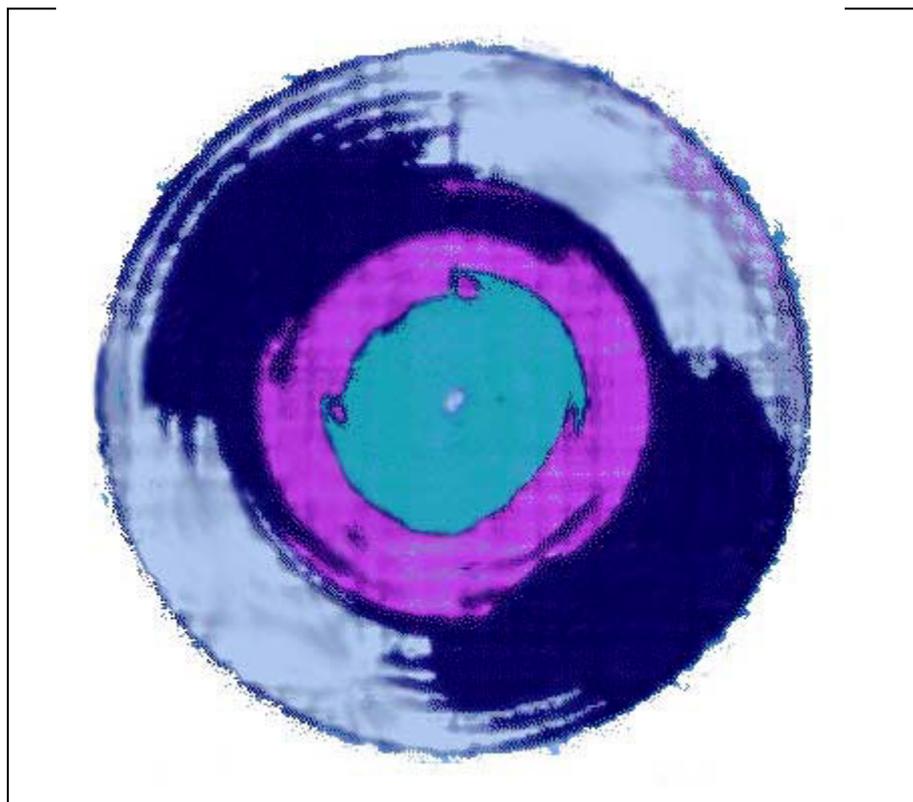


Figure 7 Principle sketch of the probability of hits per m^2 and year. The colours indicate the numbers of hits. The influence of the wind direction evident.

Additionally, some principal assumptions related to the site have to be taken into account before summarising the overall risk which is shown in Figure 7 which shows the principle sketch of the probability of hits per m^2 and year. The colours indicate the numbers of hits. The influence of the wind direction evident. This type of result can be interpreted for example for a road as follows: If 15,000 persons pass the road close to the wind turbine per year there might be one accident in 300 years. This result is normally compared against the general risk for life in a country. The requirement is that the introduction of a new technology such as a wind turbine at ice endangered sites must not increase this general risk in a given range.

5. Conclusion

The experience and the results of many calculations show that during operation small fragments are hitting the ground in a larger distance than those with a big area whereas from stopped turbines the larger pieces can be transported wider than small ones. However, provided that the turbine is operating the area of risk is larger than at standstill. In both cases the wind direction is an important parameter for the assessment of possible risk and an important parameter for the control systems concerning its behaviour during icing events. Ice sensors and also ice detection by using power curve plausibilisation or two anemometers - one heated, one unheated - is not reliable enough at the moment and needs to be improved.

There is still a lot of information required from operators after icing events in their wind farms. Observation of the turbines and especially the blades by web cameras proved to be a suited, but time consuming method in the Tauernwind project. The calculation methods as well as the assumptions made for the ice fragments have to be improved and validated against

observation, if available. Bench mark tests or round robin actions, respectively, have to be carried out for various computer codes, calculating the ice throw trajectories. Furthermore, after the validation of the models, parameter studies have to be performed in order to improve simplified assumptions for international Standards and recommendations.

In Germany and Austria ice throw/fall prediction reports are required by the building authorities of some districts, especially in the inland and mountainous regions. Together with the increasing number of wind turbines at these sites the number of ice throw reports for building permission increases. It is to be expected that in connection with this, the number of experts and competing companies will increase as well and will improve the knowledge.

As a general recommendation it can be stated that wind farm developers should be very careful at ice endangered sites in the planning phase and take ice throw into account as a safety issue. Each incident or accident caused by ice throw is an unnecessary event and will decrease the public acceptance of wind energy.

6. References

- [1] Bengt Tammelin, Massimo Cavaliere, Hannele Holtinnen, Colin Morgan, Henry Seifert, Kristiina Säntti; Wind Energy in Cold Climate, Final Report WECO (JOR3-CT95-0014), ISBN 951-679-518-6, Finnish Meteorological Institute, Helsinki, Finland, February 2000.
- [2] Standard of the International Electrotechnical Commission; IEC 61400 - 1 ed 2 wind turbine generator systems: Safety requirements.
- [3] Seifert, H.; Technical Requirements for Rotor Blades Operating in Cold Climate; BOREAS VI, 9 to 11 April 2003, Pyhä, Finland
- [4] Seifert, H., Richert, F.; Aerodynamics of Iced Airfoils and Their Influence on Loads and Power Production; Presentation at the EWEC '97 held in Dublin, Ireland, 6-9 Oct. 1997.
- [5] DIBt Richtlinie für Windkraftanlagen, Deutsches Institut für Bautechnik, Fassung 1993, Kap. 6.7