



STUDIO DEI RISCHI DERIVANTI DALLA ROTTURA DI ELEMENTI ROTANTI NEGLI IMPIANTI EOLICI LOCALI IN TUSCIA E MAREMMA

Maggio 2025





STUDIO DEI RISCHI DERIVANTI DALLA ROTTURA DI ELEMENTI ROTANTI NEGLI IMPIANTI EOLICI LOCALI IN TUSCIA E MAREMMA

Maggio 2025

Questo documento è stato realizzato da Georg Wolfgang Wallner
e curato da Francesco Gigliani, Maurizio Conticelli, Monica Tommasi e Giuseppe Fappiano

Indice

Riassunto	1
1. Premessa	2
2. Come viene trattato il rischio nei progetti della Tuscia e della Maremma toscana	3
a) La pratica attuale e l'evoluzione normativa.....	3
b) Primo esempio – calcolo della Gittata max nel progetto Phobos.....	5
c) I progetti della Tuscia e della Maremma toscana	7
3. Il trattamento del rischio a livello internazionale.....	9
4. Conclusioni	12
Bibliografia.....	13
ALLEGATO A.....	14
ALLEGATO B.....	16
ALLEGATO C.....	20
ALLEGATO D.....	23
Annotazioni	25

Riassunto

Al fine di determinare il rischio per la pubblica incolumità in caso di rottura degli organi rotanti, va calcolata innanzitutto la gittata dei rotori e di frammenti dei rotori. Nella relazione che segue, si presentano i risultati ottenuti secondo lo schema di calcolo balistico classico, per la distanza di gittata massima di un rotore intero, e di frammenti di 5 metri e di 10 metri di lunghezza staccatisi dalle estremità dei rotori. Sono calcoli prescritte più volte dalla CTVIA (Commissione Tecnica di Verifica dell'Impatto Ambientale Via-Vas) e ritenuti indispensabili in una recente sentenza del Consiglio di Stato. In questo schema, che è quello utilizzato in tutti i progetti eolici che vengono trattati, la gittata massima dipende dal diametro D dell'area spazzata, dall'altezza A del mozzo e dalla velocità angolare dei rotori. Dai risultati emersi, nella media dei vari progetti, la gittata massima di un rotore intero è di 260 metri, di un frammento di 10 metri è di 985 metri e di un frammento di 5 metri è di 1043 metri.

Nella presente relazione verrà presentata l'analisi di tale rischio, codificata dalla scienza internazionale a partire dai lavori di Larwood e Van Dam (2015) e di Sarlak e Sørensen (2015), e oggetto del N° 31 della "Technical Specification" IEC 61400 del 2023. La Distanza di Sicurezza (DS) determinata secondo la formula approssimativa di Larwood e Van Dam, $DS = 2 \cdot (A + D)$, risulta nella media dei progetti di 585 metri.

Da una analisi dei progetti eolici proposti nella Tuscia e nella Maremma toscana emerge che tali progetti contengono relazioni di gittata e la gittata massima degli elementi rotanti in caso di rottura accidentale segue le indicazioni del D.M. 10-9-2010. Tutti i progetti presentano calcoli che usano lo schema classico della gittata massima di un rotore intero che, nella media dei progetti, risulta essere di 220 metri e viene identificata, erroneamente, con la distanza di sicurezza da osservare.

Nessun progetto presenta un corretto calcolo per la gittata di frammenti di un rotore e nessun progetto procede a una corretta analisi di rischio.

In questo modo, le distanze di sicurezza presentate nei progetti sono molto ridotte, più piccole di fattori da 2 a 5 delle distanze da osservare per garantire la pubblica incolumità. Inoltre, sono più piccole delle distanze di sicurezza prescritte nei vari paesi europei che, mediamente, sono fissate a circa 1000 metri.

Concludiamo che, per rendere effettivamente trascurabile il rischio di esiti gravi o mortali per le persone, nessuno dei progetti proposti può essere realizzato.

1. Premessa

Negli ultimi anni alcune Associazioni ambientaliste e culturali come anche molti Comitati e cittadini hanno presentato osservazioni contrarie ai numerosi progetti eolici della Tuscia e della Maremma toscana e in generale in Italia centrale. Il motivo non è la contrarietà all'introduzione delle energie rinnovabili¹ ma, molto concretamente, tutti i progetti, senza eccezione, contengono gravi carenze nel trattamento delle varie problematiche e criticità normative, tecniche, ambientali e paesaggistiche.

Per quanto riguarda l'eolico, la discussione del rischio che presentano gli impianti per uccelli e chiropteri è insufficiente in quasi tutti i progetti, in quanto trascurano il fatto che, per le turbine attuali, in una grande parte dell'area spazzata, la velocità tangenziale della pala è così elevata che gli uccelli non possono né percepirla né evitarla. Sono insufficienti le valutazioni d'incidenza dei progetti riguardo alle aree protette nell'area vasta, sono insufficienti o addirittura assenti i monitoraggi e i rilevamenti di flora e fauna nell'area degli impianti. Infine, le relazioni paesaggistiche sono di solito superficiali e contengono numerosi errori e omissioni.

Una criticità importante degli impianti eolici consiste nel fatto che possono rappresentare un rischio per la pubblica incolumità e dare origine a vari tipi di incidenti che nel consenso scientifico internazionale si differenziano nelle seguenti categorie principali:

- incendio dell'impianto,
- inquinamento da sostanze e materiali pericolose e/o tossiche necessari al funzionamento dell'aerogeneratore,
- gittata e caduta di parti dell'aerogeneratore,
- gittata e caduta di ghiaccio.

Gli errori più evidenti e gravi dei progetti riguardano gli aspetti concreti della sicurezza delle persone che frequentano i luoghi nelle vicinanze degli aerogeneratori, con particolare riferimento alle ultime due categorie, il cui trattamento teorico è identico.

Mentre il rischio dovuto a gittata e caduta di ghiaccio in Italia può essere agevolmente eliminato tramite l'arresto dell'impianto quando si verificano le rare occasioni di formazione di ghiaccio sulle pale (arresto che comunque deve essere assolutamente assicurato), gittata e caduta di parti della turbina richiedono un'attenta analisi teorica che deve tenere conto dell'influenza di una varietà di parametri ambientali e impiantistici.

Tali rischi sono codificati a livello internazionale come parte N° 31 della "Technical Specification" IEC 61400 del 2023 della Commissione Elettrotecnica Internazionale, propedeutica alla fissazione normativa attesa per il 2026, e comprende una completa analisi del rischio da:

- rottura e distacco di elementi rotanti (di frammenti della pala o della pala intera),
- ribaltamento della torre eolica,
- caduta della navicella.

Tale analisi permette di stabilire nei dintorni della fonte di rischio (la pala, la torre, la navicella, ecc.) la distribuzione probabilistica del rischio per un dato tipo di incidente al fine di determinare le "distanze di sicurezza".

2. Come viene trattato il rischio nei progetti della Toscana e della Maremma toscana

Tutti i progetti proposti e realizzati della Toscana e della Maremma toscana, prendono spunto dal brevissimo trattamento di incidenti relativi a impianti eolici riportato nel D.M. 10-9-2010 del MISE (Ministero dello sviluppo economico D.M. 10-9-2010 Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. Pubblicato nella Gazz. Uff. 18 settembre 2010, n. 219), che riportiamo interamente qui sotto:

Allegato 4:

7. Incidenti

7.1. Analisi dei possibili incidenti

È opportuno prendere in esame l'idoneità delle caratteristiche delle macchine, in relazione alle condizioni meteorologiche estreme del sito. In tal senso:

- andrebbe fornita opportuna documentazione attestante la certificazione degli aerogeneratori secondo le norme IEC 61400;*
- andrebbe valutata la gittata massima degli elementi rotanti in caso di rottura accidentale.*

Deve essere assicurata la protezione dell'aerogeneratore in caso di incendio sia in fase di cantiere che di esercizio anche con l'utilizzo di dispositivi portatili (estintori).

Andrà assicurato un adeguato trattamento e smaltimento degli olii derivanti dal funzionamento a regime del parco eolico (D.Lgs. n. 95 del 27 gennaio 1992, Attuazione delle Direttive 75/439/CEE e 87/101/CEE relative alla eliminazione degli olii usati).

7.2. Misure di mitigazione

Si segnalano di seguito alcune possibili misure di mitigazione:

a) la distanza di ogni turbina eolica da una strada provinciale o nazionale deve essere superiore all'altezza massima comprensiva del rotore e comunque non inferiore a 150 m dalla base della torre.

Il DM del 2010 non può, evidentemente, riflettere lo stato di conoscenze al 2025, anche perché una prima codificazione scientifica del problema risale al 2015. Il Legislatore ha infatti previsto, già oltre tre anni fa, con l'art. 18 del D. Lgs. 199/2021, un suo aggiornamento che avrebbe dovuto integrare nuove conoscenze scientifiche e tenere conto, inoltre, delle nuove problematiche poste dalle recenti generazioni di aerogeneratori. Tale aggiornamento si presenta oggi quanto mai urgente.

a) La pratica attuale e l'evoluzione normativa

Nelle procedure di Valutazione di Impatto Ambientale è obbligatorio discutere l'impatto di un progetto sulla salute pubblica. Per progetti che prevedono l'installazione di turbine eoliche, in Italia è pratica corrente, ispirandosi al testo del D.M. 10-9-2010, presentare un calcolo della gittata massima (Gmax in seguito) di un elemento rotante, la quale rappresenterebbe la distanza di sicurezza da osservare tra aerogeneratore e luoghi frequentati dal pubblico.

Fino a qualche anno fa, i progetti quasi esclusivamente interpretavano la definizione “organi rotanti” in maniera restrittiva, definendo tali soltanto i rotor interi e non considerando anche il possibile distacco e la gittata di frammenti della pala.

Da circa cinque anni si riconosce che è necessario considerare anche la possibilità di una rottura del rotore con la conseguente gittata di un frammento di pala. Ad esempio, nel 2021 la Commissione Tecnica PNRR-PNIEC aveva richiesto un tale calcolo in una procedura di VIA sul Progetto del Parco Eolico “Procina” in Comune di Apricena (FG). In risposta, il proponente ha presentato una “Relazione sul Calcolo della gittata massima per rottura degli elementi rotanti – Verifica ai sensi del D.M. 10-09-2010”, che tratta anche il caso di gittata di un frammento di pala con rottura a 5 m dalla punta della pala stessa.

Identica la richiesta nel 2022 della Commissione Tecnica PNRR-PNIEC di integrazione per il progetto eolico Phobos della RWE Renewables s.r.l, nei Comuni di Orvieto e Castel Giorgio ²: *“La relazione va inoltre completata calcolando la gittata massima di frammenti di lunghezza pari a 5 e 10 m.”*. In questo caso il proponente non ha fornito l’integrazione richiesta adducendo motivazioni discutibili di cui la Commissione Tecnica PNRR-PNIEC si è limitata a prendere atto.

Queste richieste della Commissione tecnica sottolineano che la riduzione del problema alla gittata (nel senso del D.M. 10-9-2010) di una pala intera non è giustificata e che occorre procedere al calcolo della gittata massima anche nel caso di frammenti di pala con particolare riferimento ai frammenti distaccatisi dalle estremità delle pale, dove la sollecitazione meccanica è massima, e dov’è massima anche la gittata, poiché la velocità tangenziale dei rotor alle estremità (“tip speed”) in impianti moderni raggiunge valori attorno a 400 km/h.³

Introducendo alcune (importanti) approssimazioni, il problema trova una soluzione matematica analitica conosciuta da molto tempo (vedi Allegato A). Tale calcolo viene facilitato da un foglio di calcolo rilasciato dalla Regione Campania (**dove tale calcolo è lo standard richiesto**) con Decreto Dirigenziale n. 44 del 12/02/2021,⁴ di cui è stata certificata la correttezza dei calcoli dal Direttore del Dipartimento di Ingegneria Industriale dell’Università di Salerno (Sentenza T.A.R. Campania - Napoli, Sez. VII 1° agosto 2024, n. 4512). Aggiungiamo anche che il Decreto Dirigenziale sottolinea che ***“lo studio sulla gittata massima degli elementi rotanti nel caso di rottura accidentale deve essere effettuato in vantaggio di sicurezza e quindi considerando il caso peggiore.”***

Finalmente, anche la recente sentenza del Consiglio di Stato (Consiglio di Stato Sez. IV n. 7400 del 4 settembre 2024) ritiene necessario considerare (sentenza, comma 4.5) ***“...gli aspetti legati alla gittata massima in caso di rottura accidentale del frammento di pala”***. Inoltre, sottolinea (sentenza, comma 15.2) che ***“... le regole precauzionali di per sé non difficili da rispettare, come la previsione di una distanza di sicurezza, vanno applicate anche in previsione di eventi molto improbabili che però, come nel caso di specie è evidente, possono avere esiti gravi o mortali per le persone coinvolte.”***

Nei progetti della Tuscia e della Maremma toscana è assente un’approfondita discussione dei rischi legati all’incendio e alla dispersione di sostanze pericolose e nocive nell’ambiente.

Tutti i progetti della Tuscia e della Maremma toscana contengono delle “relazioni di gittata” oppure “analisi della rottura di organi rotanti” che partono dal testo del D.M. 10-9-2010 procedendo al calcolo della gittata massima degli organi rotanti. Ma tutte le relazioni trattano la gittata massima

limitandosi al solo caso di una pala intera con il punto di rottura all'attacco della pala al mozzo, che infatti è un punto critico sollecitato fortemente dalle forze meccaniche in gioco.

Nessun progetto tratta correttamente la gittata massima di un frammento di pala. Molti progetti ne menzionano la possibilità del distacco di frammenti di pala ma non procedono al relativo calcolo, senza giustificazione oppure:

- definendo il trattamento della gittata di frammenti “privo di basi computazionali”, “impossibile”, “troppo difficile” ecc.,
- argomentando che la probabilità di un distacco di frammenti sarebbe talmente bassa da essere senza importanza.⁵

Entrambi gli argomenti non sono validi:

- il primo perché nella scienza da circa 20 anni esistono soluzioni soddisfacenti al problema /Larwood 2006/,
- il secondo perché la pratica internazionale dell'analisi di rischio di questa categoria di incidenti dimostra il contrario (vedi successivo punto 3).

b) Primo esempio – calcolo della Gittata max nel progetto Phobos

Prendiamo per esempio il progetto Phobos di impianto eolico presentato dalla RWE RENEWABLES ITALIA S.R.L. nei comuni di Castel Giorgio e Orvieto, con sette turbine tipo SIEMENS-GAMESA SG 6.0-170.

Nella Tabella 1 sono riportati: l'altezza al mozzo A della turbina (colonna 3), il diametro D dell'area spazzata (4), la velocità angolare massima ammissibile (5), la gittata massima (Gmax) (qui e di seguito riportiamo sempre la gittata massima effettiva – vedi Allegato A) come calcolata dalla relazione di gittata del progetto (6), la stessa Gmax calcolata con il Foglio di Calcolo della Regione Campania (FCC) per la pala intera (7), Gmax calcolata con lo schema di calcolo del FCC di un frammento di 5 metri all'estremità della pala (8), e di un frammento di 10 metri all'estremità della pala (9), e la distanza di sicurezza $DS = f \cdot (A+D)$ approssimativa come risulta dalle analisi di rischio internazionali (vedi punto 3).

Nella seconda riga si trovano i calcoli con i parametri da progetto, nella terza riga i valori corretti inserendo la velocità angolare massima delle turbine secondo le specifiche del produttore, nella quarta riga tali valori con l'ulteriore correzione della distanza del centro di massa della pala dal centro dell'area spazzata.

Tutti i calcoli della tabella sono eseguiti tralasciando (come nella relazione del proponente e per facilitare il confronto) fattori importanti, come i dislivelli tra aerogeneratore e ricettori,⁶ la velocità del vento ecc. (sono fattori che in questo caso aumenterebbero la gittata massima e che possono essere integrati nel calcolo).

Il calcolo si basa sul modello fisico più semplice (vedi Allegato A), il moto balistico nel vuoto – lo schema di calcolo “classico”. Fenomeni fluidodinamici come l'attrito nell'aria, la portanza ecc. non sono integrati in questo quadro semplice e richiedono trattamenti matematicamente più elaborati

/Eggers 2001/. Più complesso ancora il corretto trattamento di rotazione e traslazione del frammento durante il volo /Slegers 2009/.

Tabella 1

Aerogeneratore SIEMENS GAMESA SG 6.0-170, A = 115 m, D = 170 m, diametro d del hub = 3 m, rpm nominali 8.83, rpm max = 10.6

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Progetto anno	Comune	A [m]	D [m]	rpm max	Gmax [m] progetto pala intera	Gmax [m] FCC pala intera	Gmax [m] 5 [m] FCC	Gmax [m] 10 [m] FCC	DS [m] (f = 2)
2	"Phobos" 2021	Castel Giorgio Orvieto	115	170	8.5	166	203	631	573	570
3	rpm max corretta		115	170	10.6		238	969	920	570
4	distanza baricentro corretta da 27.83 m a 29.33 m		115	170	10.6		249	969	920	570

Prima di tutto, si evidenzia che già il valore di Gmax dell'intera pala, con i parametri da progetto, è inferiore al valore calcolato con il Foglio di Calcolo della Regione Campania (probabilmente a causa della "riduzione della velocità periferica dell'ordine del 20% rispetto a quella ideale"⁷ menzionata nell'analisi degli effetti della rottura degli organi rotanti del progetto), sottovalutando comunque la gittata (**166 metri**⁸ invece del valore corretto di **203 metri**).

Inoltre, ci sono due errori e/o omissioni evidenti nel calcolo del proponente:

- il valore della velocità angolare massima ammissibile rpm(max) dell'aerogeneratore SG 6.0-170 indicato nelle specifiche del produttore è di 10.6 U/min invece di 8.5 giri/min (un valore che corrisponde all'incirca alla velocità angolare "nominale"). Comunque, in varie fonti si trovano valori per rpm(max) tra 10.5 e 11 giri/min;
- il valore della distanza del baricentro della pala dal centro di rotazione è calcolato senza tenere conto del diametro d della torre all'altezza del mozzo.

Correggendo questi errori, Gmax sarebbe da rettificare in **249 metri**.

Il valore corretto per la gittata massima di un frammento lungo 5 metri staccatosi dall'estremità della pala è di **969 metri**, quello per un frammento di 10 metri, di **920 metri**. Ma anche con i parametri da progetto, la gittata massima dei frammenti risulta di circa **600 metri**.

L'analisi completa di rischio secondo lo standard internazionale dovrebbe consigliare, in prima approssimazione, una distanza di sicurezza di circa **570 metri** dalla base della torre, applicando la formula $DS = f \cdot (A+D)$ descritta nel punto 3.

Si sottolinea ancora che sarebbe essenziale, per garantire la sicurezza delle persone, includere nel calcolo l'effetto del vento e del dislivello tra aerogeneratore e ricettori sensibili.

Riassumendo, gli errori e le omissioni nel calcolo della gittata massima hanno indotto il proponente a posizionare gli aerogeneratori a distanze troppo ravvicinate rispetto ai ricettori sensibili, fatto preoccupante che evidentemente, come sottolineato dal Consiglio di Stato con la sentenza n. 7400/2024 sopra richiamata, potrebbe **“avere esiti gravi o mortali per le persone coinvolte”**. La conclusione è che il progetto nella forma attuale non presenterebbe i requisiti idonei per essere autorizzato.

c) I progetti della Toscana e della Maremma toscana

La Tabella 2 dell'Allegato B, seguendo lo schema della Tabella 1, riporta un elenco dei valori della gittata contenuti nei progetti relativi al territorio della Toscana viterbese e della Maremma toscana.

Una grande parte dei progetti tratta il problema della gittata massima secondo lo schema classico balistico (vedi Allegato A). Alcuni progetti usano formule fai da te non sempre adatte. Circa metà dei progetti usano gli strumenti predisposti dalla Regione Campania (FCC), tra cui anche due dei primi in ordine di tempo, Capodimonte-Marta e Vallerosa del 2022.

Molti progetti citano in maniera estesa le analisi del DEWI (Deutsches Wind Institut) /DEWI 2007/, una società privata abilitata alla certificazione di turbine eoliche, che riassume correttamente la problematica e il trattamento classico, accennando allo stesso tempo alla necessità di ricorrere all'analisi di rischio. Scrivendo a cavallo tra il metodo tradizionale e il trattamento attuale, il DEWI non tiene conto però dei lavori di /Sørensen 1984/ e /Larwood 2006/ e presenta quindi un'analisi incompleta già all'epoca e comunque oggi largamente superata, che viene spesso e volentieri citata nei progetti con frasi come: *“Pertanto, la possibilità di rottura delle pale e/o delle parti delle pale è da ritenersi altamente improbabile.”* Le valutazioni del DEWI sono di parte, né aggiornate, né scientifiche (non essendo state peer-reviewed).⁹

Tutti i progetti trattano il caso della gittata della pala intera. Il risultato medio è una gittata massima di circa 220 metri, mentre il risultato medio secondo il FCC è di 260 metri – già qui sono state adottate distanze di sicurezza troppo ridotte.

Spiccano due progetti con valori di Gmax eccezionalmente bassi di 127 metri – “Sugarella” e “Tuscania-Viterbo” – risultato di riduzioni arbitrarie adottate per soddisfare le esigenze del proponente¹⁰. Altri tre progetti propongono gittate massime particolarmente basse – Montalto di Castro con 156 metri, “Phobos” e “Poggio del Mulino” con 166 metri, tutti e tre soprattutto perché assumono erroneamente un numero di giri massimo molto più basso di quello specificato dal produttore della turbina.

Nessuno dei progetti tratta correttamente la gittata di frammenti. Due progetti (della stessa società di consulenza) fanno ricorso a un calcolo indipendente della gittata di pezzi di 1, 5 e 10 metri i cui risultati sono palesemente sbagliati.¹¹ Molti progetti accennano alla gittata di frammenti ma scartano la necessità del calcolo con argomenti vari e infondati.

Uno degli errori più gravi dei progetti è l'identificazione della gittata massima di una pala con la distanza di sicurezza: **una distanza di sicurezza di 220 metri per la gittata di una pala intera e/o per frammenti di una pala è inaccettabile per un aerogeneratore attuale e mette in grave pericolo la incolumità delle persone.**

Oggi, le distanze di sicurezza adottate nei vari paesi europei si muovono nell'intervallo tra 500 e 2000 metri (vedi Allegato D), come suggeriscono le distanze di sicurezza calcolate con il FCC che presentano valori medi di 1043 e 985 metri per frammenti di 5 e 10 metri, o anche con la formula approssimativa $DS = 2 \cdot (A + D)$ con un valore medio di 585 metri.

3. Il trattamento del rischio a livello internazionale

Il trattamento codificato a livello internazionale come parte N° 31 della “Technical Specification” IEC 61400 del 2023 /IEC 2023/ invece richiede una valutazione vera e propria del rischio per la pubblica incolumità riconducibile al distacco di una pala o di un suo frammento. In tal caso, è obbligatorio seguire una procedura sviluppata a partire dagli anni '80 del secolo scorso (vedi /Montgomerie 1982/, /Macqueen 1983/ /Sørensen 1984/, /Eggers 2001/ /Larwood 2006/), riformulata e unanimemente accettata a livello scientifico in vari lavori a partire dal 2015 (/Sarlak 2015/, /Larwood 2015/).

Punto di partenza della procedura sono le “condizioni di operazione” della turbina: le caratteristiche tecniche dell'impianto e le caratteristiche ambientali del sito come direzioni e forza del vento, temperature, topologia del terreno ecc., tenendo conto anche di eventuali condizioni ambientali insolite - probabilità di turbolenze dipendenti da una topologia particolare, probabilità di raffiche di vento /De Tavernier 2022/; si tratta di fattori che dovrebbero essere considerati anche in applicazione del D.M. 10-09-2010.

Allo stesso tempo, si individuano i possibili fattori di rischio infrastrutturali provenienti dalla vicinanza dell'impianto ad abitazioni, luoghi frequentati dal pubblico, strade, e/o impianti e infrastrutture che presentano rischi particolari.

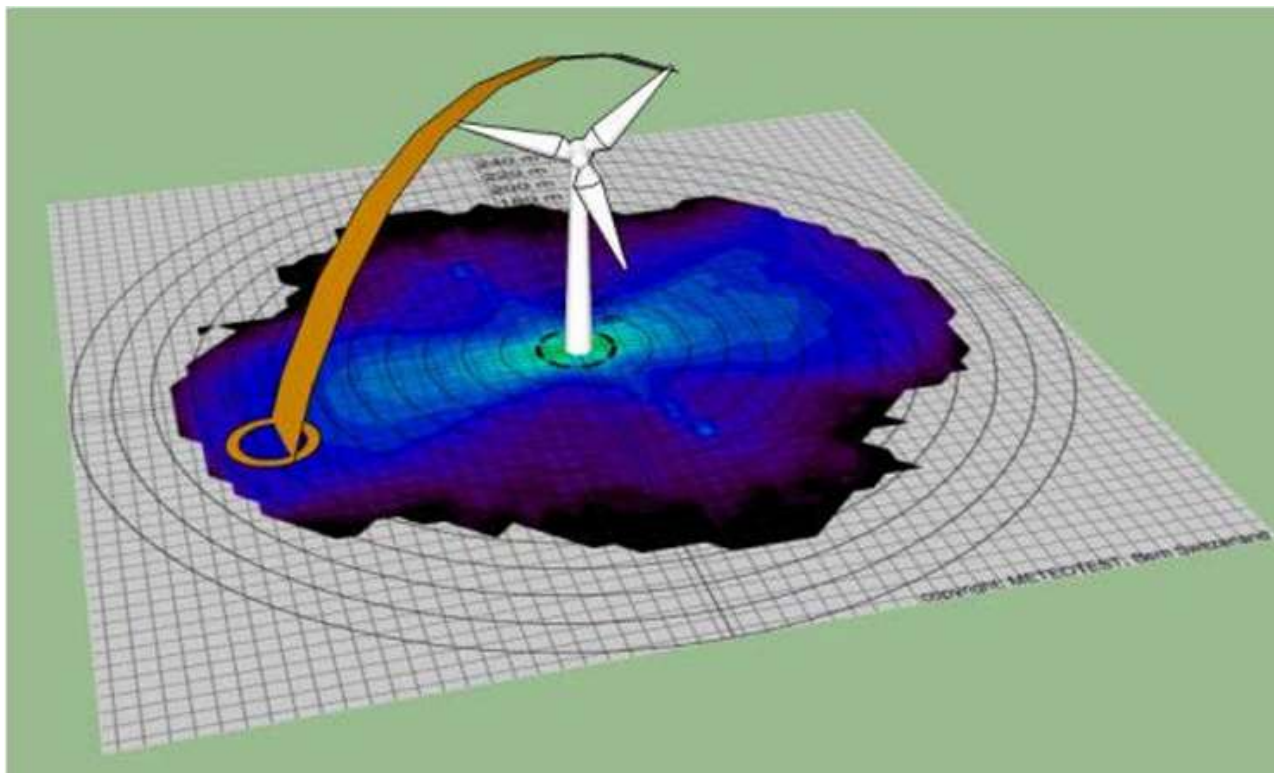
Per valutare l'impatto di un impianto eolico sulla incolumità umana, si individuano i vari tipi di incidenti che la minacciano – la formazione di ghiaccio con distaccamento di vari pezzi in vari punti, la rottura delle pale in vari punti con relative probabilità, il ribaltamento della torre, la caduta della navicella e l'incendio dell'aerogeneratore. Dalle statistiche disponibili, si deducono le probabilità con le quali i vari tipi di incidenti avvengono.

A partire dall'insieme di questi dati, per ogni tipo di incidente, si calcola, assumendo un modello teorico del meccanismo che descrive l'incidente, tramite simulazione numerica di un grande numero di eventi (da 10^5 a 10^6) la distribuzione probabilistica del relativo rischio nei dintorni della fonte di rischio (vedi **Grafico 1**).

Per esempio, per la gittata di pezzi di ghiaccio e di frammenti dei rotori, a partire da un modello teorico delle traiettorie, si calcola la probabilità con cui nei punti della superficie ai piedi della torre eolica impattino frammenti staccatisi in tutti i possibili punti di rottura, tenendo conto dei vari parametri che influiscono sulle loro traiettorie - forma, rotazione e proprietà aerodinamiche dei frammenti, moto aerodinamico con attrito, portanza ecc., distribuzione probabilistica della velocità dei venti (anche verticali), delle raffiche di vento e delle turbolenze, dislivello tra punto di rottura e punto di impatto, rimbalzo e slittamento del frammento ecc.

Grafico 1

Simulazione numerica della distribuzione di punti di impatto di frammenti distaccatisi dai rotori. Colori più chiari indicano probabilità più alte (Hamid Sarlak, Franck Bertagnolio: windThrow: - An open source toolbox for ice [and blade] throw simulations. Dept. Wind Energy, Technical University of Denmark (DTU), 2800 Kgs. Lyngby, Denmark (2020).



Dopodiché si possono, nell'intento di determinare distanze di sicurezza, tracciare sul piano di campagna le linee di costante rischio attorno alla base della torre e, tenendo conto della probabilità con la quale accade un dato incidente, si procede a un'analisi del rischio (individuale, collettivo ecc.) secondo le norme vigenti, per esempio la norma EN ISO 12100.

È chiaro che in tale contesto il solo calcolo della gittata massima ha un'importanza limitata, in quanto indica la distanza di "rischio zero", di sicurezza assoluta (cioè, è impossibile nei limiti delle premesse del calcolo, che il frammento giunga oltre questa distanza), e non per esempio la distanza di "rischio accettabile" la quale è il risultato principale dell'analisi di rischio.

La gittata massima corrisponderebbe nel Grafico 1 al punto di impatto più lontano dalla base della torre in cui la simulazione ha individuato un impatto, mentre la distanza di sicurezza ("safety setback") alla linea di costante rischio che corrisponde al valore del rischio accettabile (per esempio con una probabilità di impattare in un punto di 10^{-6} /anno).

Grafico 2

Distribuzione dei punti di impatto nell'area attorno alla turbina da una simulazione numerica Monte-Carlo (10^4 punti), da /Larwood 2015/ (distanze in metri), per una turbina di 1.5 MW, $A = 80$ m, $D = 70$ m.

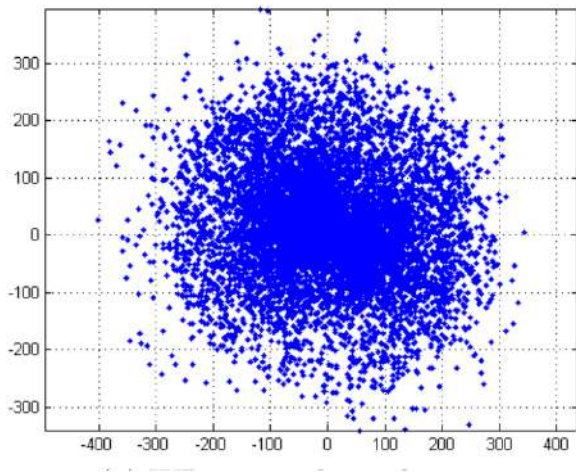
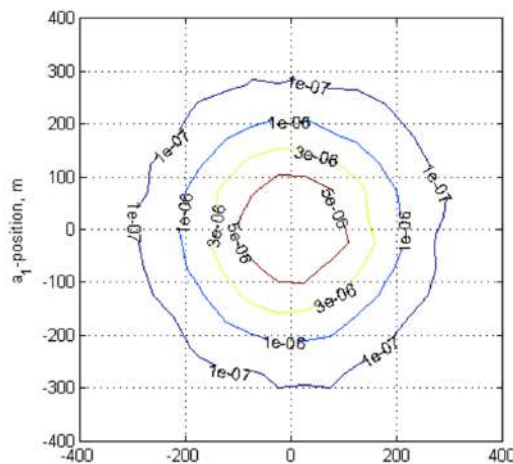


Grafico 3

Linee di costante rischio tratte dalla distribuzione del grafico 2, da /Larwood 2015/



Per l'Italia i dati statistici necessari circa la probabilità con la quale accadono i diversi tipi di incidenti non risultano disponibili (a nostra conoscenza). In simili casi è pratica corrente utilizzare i dati rispettivi medi di altri paesi. Evidentemente, l'assenza di questi dati (oppure una qualche impossibilità di procedere a un'analisi di rischio ipotizzata da vari proponenti) non significa che sia lecito assumere che la gittata massima di una pala intera rappresenti l'evento peggiore possibile – al contrario, per cautela bisognerebbe adottare il valore di gittata massima di un frammento - “in vantaggio di sicurezza”.

Per informazioni sullo standard internazionale attuale di trattamento ingegneristico, vedi /Faasen 2014/, /Sarlak 2015/, /Larwood 2015/, /Bredesen 2017/, /IEA 2018 e 2022/ ed altri.

Inoltre, esistono due proposte di calcolo approssimativo della distanza di sicurezza DS (a partire dalla quale il rischio per la salute delle persone è accettabile) per i due tipi di incidente “gittata di frammenti delle pale” e “gittata di ghiaccio”. Queste proposte permettono di farsi rapidamente un'idea sull'ordine di grandezza di DS, e sono considerate valide in assenza di condizioni particolari: $DS = f \cdot (A + D)$ (A = altezza del mozzo, D = diametro dell'area spazzata).

Il TÜV tedesco /Polster 2018/ propone un fattore $f = 1.5$, e quindi per $DS = 1.5 \cdot (A + D)$.¹² Per i dati del progetto Phobos, DS risulta di **428 metri**.

Il “Report on safety setbacks for the California Energy Commission” /Larwood 2015/ propone una formulazione più articolata adottando valori per f tra 2 e 3, quindi distanze di sicurezza DS tra $2 \cdot (A + D)$ e $3 \cdot (A + D)$, con l'indicazione di scegliere valori di f più alti per aerogeneratori con tip-speed (velocità delle punte di pala) più alte – in questo modo tenendo conto del fatto che tip-speed più alte significano un aumento sia del rischio di distaccamento che un aumento della gittata. Per i dati del progetto Phobos, applicando tale formulazione DS risulterebbe a **570 - 855 metri**.

4. Conclusioni

I progetti eolici della Tuscia e della Maremma toscana contengono sistematicamente gravi lacune nel trattamento dell'impatto paesaggistico e ambientale, e del rischio per la pubblica incolumità.

In questa breve relazione abbiamo esposto in dettaglio l'insufficienza del trattamento del rischio per l'incolumità delle persone.

Le carenze riscontrate possono essere così riassunte:

- tutti i progetti discutono tale rischio seguendo le linee del D.M. 10-9-2010 e considerando la gittata massima degli organi rotanti;
- tutti i progetti riducono, senza giustificazioni sufficienti, il problema alla gittata massima di una pala intera la quale viene identificata con la distanza di sicurezza;
- nessun progetto presenta calcoli corretti per la gittata di frammenti di pala;
- nessun progetto presenta una corretta analisi di rischio per i vari tipi di incidenti secondo lo standard ingegneristico internazionale codificato ormai da dieci anni;
- come risultato, la media delle distanze di sicurezza proposte dai progetti è di circa 200 metri dalla base della torre;
- la media delle distanze di sicurezza calcolate secondo lo standard internazionale, risulta tra 500 e 1000 metri;
- la riduzione ingiustificata della distanza di sicurezza nei progetti della Tuscia e della Maremma toscana di un fattore tra 3 a 5 rispetto alle distanze corrette può comportare, in caso di rottura degli organi rotanti, esiti gravi o mortali per le persone coinvolte.

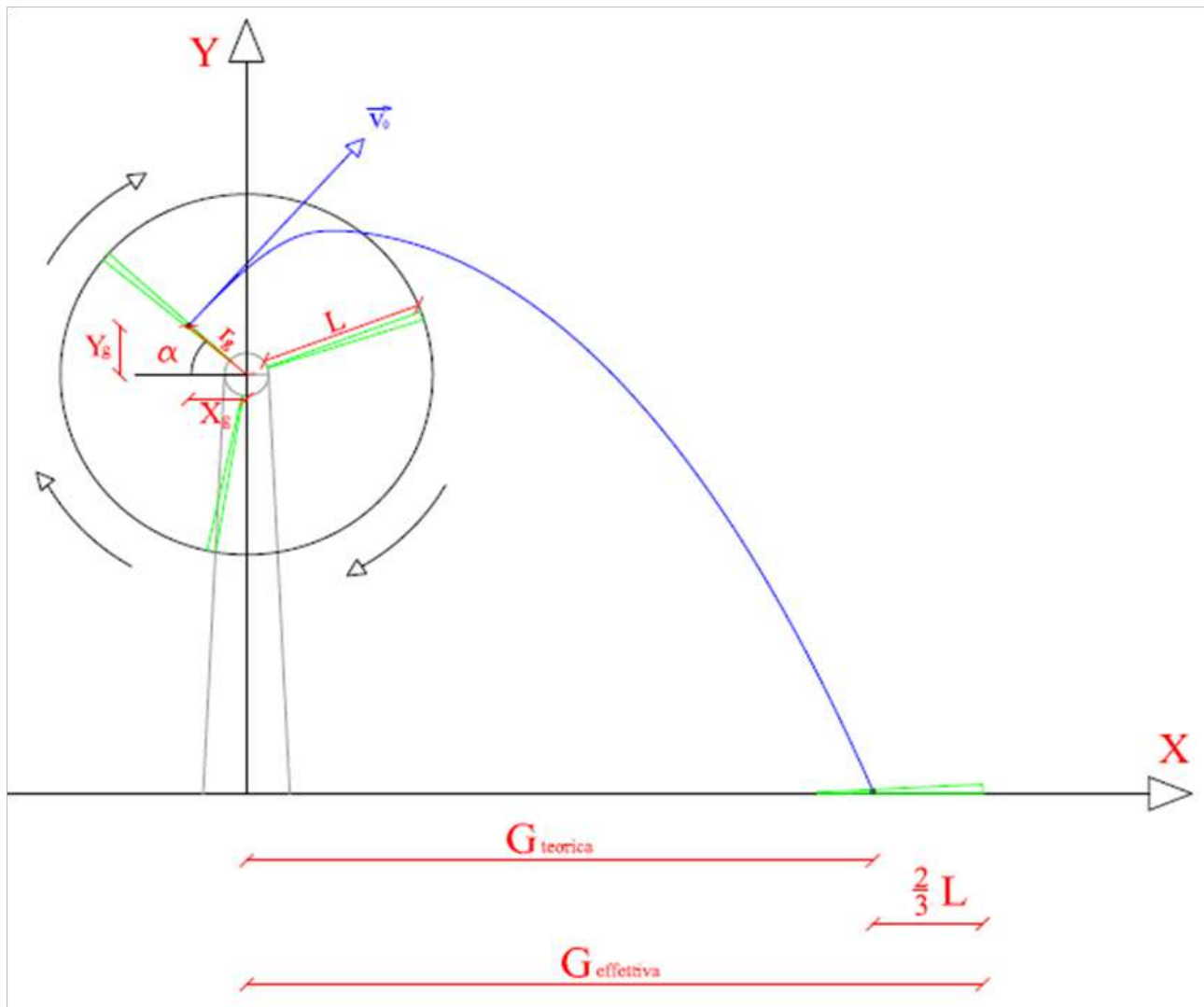
Bibliografia

- /Bredesen 2017/: R. Bredesen, Icethrow from wind turbines: Winterwind International Wind Energy Conference (2017).
- / DEWI 2007/: Deutsches Wind Institut: Independent expertise on expected failure rates of ENERCON wind turbines (2007).
- /De Tavernier 2022/: D. De Tavernier and D. von Terzi: The emergence of supersonic flow on wind turbines. *J. Phys.: Conf. Ser.* 2265, 042068.
- /Eggers 2001/: A. J. Eggers, W. Holley, R. Digumathi, and K. Chaney. Exploratory Study of HAWT Blade Throw Risk to Nearby People and Property. In *2001 ASME Wind Energy Symposium*, number AIAA-2001-0061, Reno, Nevada, U.S.A.
- /Faasen 2014/: C. Faasen, P. Franck, A. Taris: Handboek Risicozonering Windturbines, Eindversie, 3e geactualiseerde versie mei 2013, en Herzene versie 3.1 september 2014.
- /IEA 2018/: International Energy Agency (IEA): International Recommendations for Ice Fall and Ice Throw Risk Assessments, IEA Wind TCP Task 19, (2018).
- /IEA 2022/: International Recommendations for Ice Fall and Ice Throw Risk Assessments, IEA Wind TCP Task 19 (2022).
- /IEC 2023/: International Electrotechnical Commission (IEC) TS 61400-31:2023 - Wind energy generation systems - Part 31: Siting risk assessment.
- /Larwood 2006/: S. Larwood and C. van Dam. Permitting Setback Requirements for Wind Turbines in California. CEC-500-2005-184, California Energy Commission, Sacramento, California, U.S.A., 2006.
- /Larwood 2015/: S. Larwood, C. P. Van Dam: Wind turbine rotor fragments: impact probability and setback evaluation. *Clean Techn Environ Policy* (2015) 17: 475. doi:10.1007/s10098-014-0805-9. Report on safety setbacks for the California Energy Commission.
- /LEA Hessen 2018/: Landesenergieagentur Hessen, Faktenpapier: Sicherheit von Windenergieanlagen - Bürgerforum Energieland Hessen (2018).
- /Macqueen 1983/: J. F. Macqueen, J. F. Ainslie, D. M. Milborrow, D. M. Turner, and P. D. Swift-Hook. Risks associated with wind-turbine blade failures. *IEE Proceedings*, 130(9):574{586, 1983.
- /Montgomerie 1982/: B. Montgomerie. Horizontal Axis Wind Turbine Blade Failure, Blade Fragment Six Degrees of Freedom Trajectory, Site Risk Level Prediction. In *Fourth International Symposium on Wind Energy Systems*, volume 2, pages 389{401, Stockholm, Sweden, 1982. BHRA Fluid Engineering.
- /Polster 2018/: M. Polster: Standsicherheit, Rotorblattbruch und Turmversagen. TÜV Nord (2018).
- /Sarlak 2015/: H. Sarlak, J. Sørensen: Wind Energ. (2015) Wiley Online Library (wileyonlinelibrary.com). DOI: 10.1002/we.1828.
- /Slegers 2009/: N. Slegers, J. Rogers, M. Costello, M. Puga, and P. Arons. Modeling the Risk of a Failed Wind Turbine Blade Impacting a Power Transmission Line. *Wind Engineering*, 33(6): 587{606, 2009.
- /Sørensen 1984/: J. N. Sørensen. On the calculation of trajectories for blades detached from horizontal axis wind turbines. *Wind Engineering*, 8(3):160{175, 1984.

ALLEGATO A

Foglio di calcolo della Regione Campania - FCC

Grafico 4: Schema della gittata per il caso di distacco della pala intera



Con:

n [rpm]: numero di giri al minuto del rotore;

$\omega = 2\pi n$: velocità angolare del rotore;

L [m]: lunghezza del rotore ("pala");

D [m]: diametro dell'area spazzata;

d [m]: diametro della torre tubolare all'altezza del mozzo;

r_g [m]: posizione del baricentro della pala dal centro di rotazione;

Nel caso considerato qui, di gittata del rotore intero, con distacco nel punto di attacco al mozzo:

$$r_g = \frac{D}{2} - L + \frac{L}{3} = \frac{L}{3} + \frac{d}{2} ;$$

α : angolo di distacco;

$v_0 = \omega r_g$: velocità tangenziale iniziale del baricentro della pala nel momento del distacco;

$X_g = r_g \cos \alpha$; posizione in direzione x del baricentro della pala nel momento del distacco;

$Y_g = r_g \sin \alpha$; posizione in direzione y del baricentro della pala nel momento del distacco;

$v_{0x} = v_0 \sin \alpha$; componente della velocità iniziale in direzione x del baricentro della pala nel momento del distacco

$v_{0y} = v_0 \cos \alpha$; componente della velocità iniziale in direzione y del baricentro della pala nel momento del distacco

La gittata della pala in funzione di α risulta di:

$$G(\alpha) = \frac{v_{0x}(v_{0y} + \sqrt{v_{0y}^2 + 2gH_G})}{g} - X_g;$$

Nel caso di distacco di un frammento di lunghezza non trascurabile, si assume che una certa parte del frammento impatti in un punto che oltrepassa la gittata. Questo punto definisce la gittata effettiva G_{eff} .

In particolare, nel caso di distacco dell'intero rotore, il cui baricentro si assume sia posizionato a 1/3 della sua lunghezza dal suo attacco al mozzo, si aggiunge una lunghezza di 2L/3 alla gittata – come nello schema grafico di qui sopra:

$$G_{eff} = G(\alpha) + \frac{2L}{3} ;$$

Infine, si determina la gittata massima calcolando G_{eff} per tutti gli angoli α .

In modo analogo si può calcolare la gittata massima di un frammento che si stacca dall'estremità della pala, p. es. di un frammento di una lunghezza di 10 metri, ipotizzando che il baricentro si trova al centro del frammento e quindi a 5 metri dall'estremità e calcolando la gittata con le coordinate del baricentro, e aggiungendo infine metà della lunghezza del frammento per determinare la gittata effettiva.

ALLEGATO B

Le “Analisi degli effetti della rottura degli organi rotanti” nei progetti della Tuscia e della Maremma toscana

Tabella 2

Riepilogo dei risultati delle relazioni di gittata dei progetti della Tuscia e della Maremma toscana di nostra conoscenza.

Per ogni progetto, la prima riga presenta il calcolo così come è stato svolto dal progetto, la seconda il calcolo eseguito con il Foglio di Calcolo della Regione Campania (FCC).

A: altezza della torre, D: diametro dell'area spazzata, L: lunghezza della pala (se specificata dal proponente, l'annotiamo in parentesi nella colonna del diametro), rpm: numero di giri per minuto dell'organo rotante usato per il calcolo, r_g : distanza del baricentro della pala intera dal centro di rotazione; Gmax: gittata massima della pala intera, Gmax 5m: gittata massima calcolata per un frammento lungo 5 metri staccatosi dall'estremità della pala, Gmax 10m: gittata massima calcolata per un frammento lungo 10 metri staccatosi dall'estremità della pala, DS: distanza di sicurezza $DS = 2 \cdot (A+D)$.

Per il calcolo della gittata massima dei frammenti, usiamo lo schema di calcolo dell'Allegato A (FCC) assumendo un distacco senza perdita di energia seguito da un moto roto-translatorio con rotazione attorno a un asse passante per il baricentro (che assumiamo sia il centro geometrico) del frammento.

progetto / anno	comune	tipo AG	A [m]	D [m] (L[m])	rpm [g/min]	r_g [m]	Gmax [m]	Gmax 5m	Gmax 10m	DS [m]
Acquaforte 2023	Celleno	SG 6.0-170	115	170	10.6	27.8	232			
FCC			115	170	10.6	29.3	249	969	920	570
Bomarzo 2024	Bomarzo Vitorchiano	Vestas V162 7.2	119	162	12.1	?	255			
FCC			119	162	12.1	26.15	254	1229	1164	562
Capodimonte Marta 2022	Capodimonte Marta	Nordex N163 6.0	118	163	11.6	27.2	252 ¹³			
FCC			118	163	11.6	28.7	266	999	891	562
Capodimonte Marta 2024	Capodimonte Marta	SG 6.0-170 6 MW	115	170	10.6	29.3	182 ¹⁴			
FCC			115	170	10.6	29.3	249	969	920	570
Castel Giorgio Orvieto (Phobos) 2021		SG 6.0-170	115	170	8.5	28.33	166 ¹⁵			
FCC			115	170	10.6	29.3	249	969	920	570

Energia Sorano 2024	Sorano	Vestas V162-6.2 MW	125	162	10 ¹⁶	?	242 ¹⁷	? ¹⁸		
FCC			125	162	10	28.1	228	829	769	574
Eolico Arlena 2021	Arlena d. C.	SG 6.0-170	115	170	10.6	?	182			
FCC			115	170	10.6	29.3	249	969	920	570
Fiora Manciano 2024	Manciano	SG-170 6 MW	115	170	11	28	251 ¹⁹			
FCC			115	170	10.6	29.3	249	969	920	570
Ischia di Castro SKI 2022	Ischia d. C. Cellere	SG 6.6-170	143	170 (83)	12	28.67	310			
FCC			143	170	12	29.17	299	1235	1169	626
Ischia d. C. IRIS 2022	Ischia d. C.	Nordex N163 5.0 MW	118	163 (81.5)	11.6	27	253			
FCC			118	163	11.6	28.7	266	1115	999	562
Manciano Montauto 2022²⁰	Manciano	SG 6.0-170	115	170	8.8	27.6	200			
FCC			115	170	10.6	29.3	249	969	920	570
Montalto di Castro (9587) 2023	Montalto di Castro Manciano	SG 6.6-170	135	170	8.5	28.33	156 ²¹			
FCC			135	170	10.3	29.3	245	938	892	610
Montarzo 2022	Onano Acquapendente	Vestas V162-6.2 MW	119	162 (79.35)	9.1	28.1	206			
FCC			119	162	10	28.1	225	805	764	562
P. E. Cellere 2022 (8184) Iperdrola	Cellere Valentano	Vestas V162 – 6.0	125	162	12.1	28.1	291 / 174 ²²			
FCC			125	162	12.1	28.1	281	1132	1071	574
P. E. Cellere 2022 (8322) Cogein	Cellere	Vestas V162 – 6 MW	119	162	12.1	28.1	262			
FCC			119	162	12.1	28.1	273	1126	1065	562
P.E. Energia Viterbo 2022 2024	Viterbo, Montefiascone Celleno	SG-170 6.6 MW	165	170	11.66 ²³	28.33	268			
FCC			165	170	11.66	28.33	306	1193	1133	670
P. E: Orbetello 2023	Orbetello	SG-170 6.6 MW	115	170	10.6	28.33	232			
FCC			115	170	10.6	29.3	249	969	920	570
P. E. Pitigliano Manciano 2024	Pitigliano Manciano	120 GE-158 5.2 MW	120	160	11.2	27.8	392 ²⁴			

FCC			125	162	11.2	27.8	248	1009	935	560
P. E. Sibilla 2023	Montalto d. C. Canino	Vestas V162-7.2 MW	119	162	12.1	27	217 ²⁵	309 ²⁶	295	
FCC			119	162	12.1	28.1	273	1126	1065	562
P. E. Torcello 2022	Bagnoregio Lubriano	SG 6.0-170	115	170	10	28.8	220			
Torcello rev1 2024 FCC Vestas		SG 6.0-170	115	170	8.83	28.7	225			
FCC			115	170	10.6	29.3	249	969	920	570
P. E. Tuscania 2020	Tuscania	SG-170 5.6 MW	165	170	10.6	28.33	196 ²⁷			
FCC			165	170	10.6	29.83	279	1010	961	670
Pellestrina Wind 2024	Campiglia M. Piombino Suvereto	SG 6.6-170	115	170 (83.5)	8.83 (12.1)	29.8	210 ²⁸			
FCC			115	170	12.1	29.3	286	1229	1164	570
Poggio del Mulino 2023	Latera Valentano	SG 6.6 MW	115	170	8.5	28.33	166			
FCC			115	170	10.6	29.3	249	969	920	570
Poggio della Guardiola 2023	Monte Romano Tuscania	GE164 – 6,0 MW	112	164	9.7	28.4	218 ²⁹			
FCC			112	164	9.7	28.4	218	775	736	552
Poggio d'Oro 2023	Tuscania Tarquinia Sorgenia	SG 6.2-170	125	170	10.6	28.33	180			
FCC			125	170	10.6	29.3	255	977	929	590
Rempillo 2024	Pitigliano	SG-170 6,2 MW	125	170	10.6	28.33	180			
FCC			125	170	10.6	29.3	255	978	929	590
Scansano 2024	Scansano	Vestas V172 7.2 MW	120	180	10	30	392 ³⁰			
FCC			120	172 (84.35)	12.1	29.6	294	1260	1196	584
Sugarella 2023	Canino Manciano Montalto d.C.	V172-7.2 7.2 MW	150	172 (84.35)	12.1	28.67	127 ³¹	(190) ³²		
FCC			150	172	12.1	29.6	310	1288	1222	644
Tarquinia 2022	Tarquinia	SG 6.6-170	135	170 (83)	8.83 ³³	27.67	262	? ³⁴		
FCC			135	170	10	29.3	245	886	848	610
Tuscania Viterbo 2023	Tuscania Viterbo	Vestas VS172 7.2 MW	150	172 (84.35)	12.1	28.67	127 ³⁵			
FCC			150	172	12.1	29.6	310	1288	1222	644

Vaccareccia 2023	Montalto d.C.	Vestas V172 7.2 MW	150	172 (83.5)	8.82	29.3	194 ³⁶	302	298	
FCC			150	172 (84.35)	12.1	29.6	310	1288	1222	644
Vallerosa 2022	Farnese Valentano	Nordex N 149/4.0 - 4,5 4.2 MW	125	149 72.4	12.25	26.23	204 ³⁷			
FCC			125	149	12.25	25.63	250	992	935	548
Viterbo Montefiascone 2024	Viterbo Montefiascone	SG 6.0- 170 6 MW	115	170	10.6	29.3	182 ³⁸			
FCC			115	170	10.6	29.3	249	969	920	570

ALLEGATO C

Un esempio concreto: Confronto di “Analisi degli effetti della rottura degli organi rotanti” nel progetto Phobos con “Kurzbericht zur Risikobeurteilung Eisabwurf/Eisabfall, Rotorblattbruch und Turmversagen” per il Parco Eolico Bedburg

Poco dopo la presentazione del progetto “Phobos”, la RWE tramite la RWE Wind Onshore & PV Deutschland GmbH redige una “breve relazione per la valutazione del rischio relativo alla gittata/caduta di ghiaccio, alla rottura di elementi rotanti e al ribaltamento della torre” per il parco eolico Bedburg, nel land Renania Settentrionale-Vestfalia in Germania. L’area del progetto è una zona agricola attraversata ai margini da alcune autostrade.

Tale breve relazione è stata redatta dal TÜV NORD EnSys GmbH & Co. KG³⁹ e segue le linee dell’analisi di rischio descritte nel paragrafo 3) “Il Trattamento Internazionale” della nostra esposizione.

Il Grafico 5 (Abbildung 5 nella breve relazione, che corrisponde al nostro Grafico 2) rappresenta i risultati della simulazione numerica della distribuzione dei punti (10^5 punti) di impatto (puntini neri) in caso di rottura di un rotore, sovrapposti alla carta geografica della zona. I cerchi tratteggiati descrivono il diametro D dell’area spazzata:

Grafico 5

Distribuzione dei punti di impatto nell’area attorno alle turbine del progetto Parco Eolico Bedburg, da una simulazione numerica Monte-Carlo (10^5 punti), per turbine Nordex N163/5.7 di 5.7 MW, $A = 164$ m, $D = 163$ m.

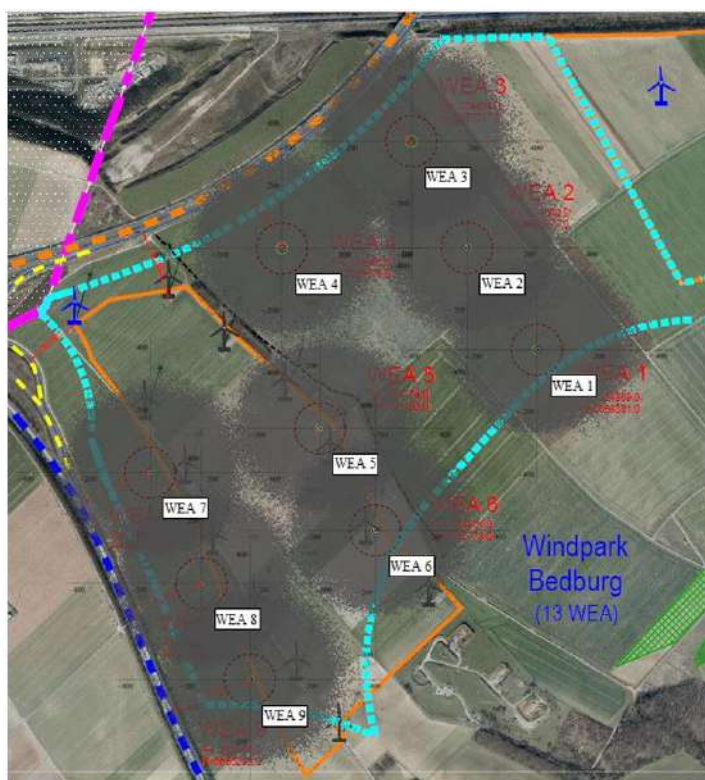
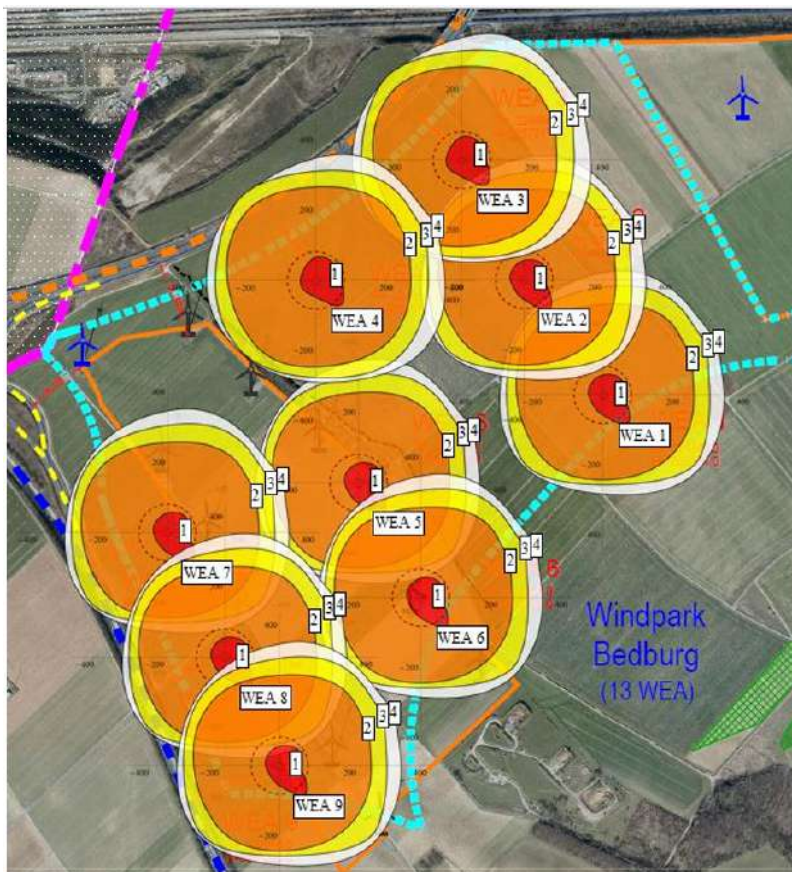


Grafico 6

“Aree di pericolo” per vari intervalli di rischio [$1/m^2$], tratte dalla distribuzione del grafico 5 tenendo conto della probabilità di rottura di un rotore. Grafico tratto dalla “breve relazione” (Abbildung 6).



Chiave dei colori per il Grafico 6:

AREA	probabilità di impatto [$1/m^2$]	probabilità media di impatto [$1/a \cdot m^2$]
1	$> 10^{-5}$	$> 10^{-8}$
2	$10^{-6} - 10^{-5}$	$10^{-9} - 10^{-8}$
3	$10^{-7} - 10^{-6}$	$10^{-10} - 10^{-9}$
4	$10^{-8} - 10^{-7}$	$10^{-11} - 10^{-10}$
5 (al di fuori)	$< 10^{-9}$	$< 10^{-11}$

La breve relazione evidenzia che esiste un certo rischio riguardo a due autostrade che in brevi tratti attraversano le aree di pericolo a distanze minori della distanza di sicurezza (assunta come $DS = 1.5 \cdot (A + H) = 491$ metri) il che richiede addizionali misure di sicurezza.

Il confronto dei due progetti (vedi Tabella 3 qui sotto) mostra che sono comparabili in termini delle caratteristiche delle turbine. Le gittate attese per il progetto tedesco sono più alte perché il proponente introduce di propria volontà alcune maggiorazioni di sicurezza.

Tabella 3

A: altezza della torre, D: diametro dell'area spazzata, L: lunghezza della pala (se specificata dal proponente, l'annotiamo in parentesi nella colonna del diametro), rpm: numero di giri per minuto dell'organo rotante usato per il calcolo, r_g : posizione del baricentro della pala intera dal centro di rotazione; Gmax: gittata massima della pala intera, Gmax 5m: gittata massima calcolata per un frammento lungo 5 metri staccatosi dall'estremità della pala, Gmax 10m: gittata massima calcolata per un frammento lungo 10 metri staccatosi dall'estremità della pala, DS: distanza di sicurezza $DS = 2(A+D)$.*

progetto / anno	comune	tipo AG	A [m]	D [m]	rpm [g/min]	r_g [m]	Gmax [m]	Gmax 5m	Gmax 10m	DS [m]
"Phobos" 2021, da progetto	Castel Giorgio Orvieto	SG 6.0-170	115	170	8.5	27.83	166			570
"Phobos" corretto			115	170	10.6	29.3	249	969	920	570
Bedburg 2022	Germania	Nordex N163/5.7	164	163	10.5	28.17	259	924	878	654
Bedburg con maggiorazioni di sicurezza			164	163	14.16 ^a	28.17	355	1559	1473	654

^a: Nordex specifica come velocità angolare massima 10.5 giri al minuto. Il proponente aumento questo valore senza spiegazione a un numero di giri massimo di 11.8 g/min, al quale aggiunge il 20% per tenere conto di superamenti che fanno parte del funzionamento normale.

Colpisce però il fatto che la RWE presenta in Germania una valutazione di rischio sostanzialmente corretta e osserva distanze di sicurezza attorno ai 500 metri (anche se a nostro parere sarebbe stato più prudente un fattore $f = 2$ considerando le alte tip-speed), mentre in Italia propone distanze di sicurezza dimezzate (corrispondenti approssimativamente ai cerchi tratteggiati nei grafici 5 e 6) che sono il risultato di un calcolo affetto da vari errori e omissioni, il quale inoltre, considerando solo la gittata della pala intera, non soddisfa le richieste della normativa.

ALLEGATO D

Riassunto delle distanze di sicurezza applicate nei paesi europei

Il rapporto ENSPRESO 2 (Update of the Energy Systems Potential Renewable Energy SOurces data set)⁴⁰ del JRC di Ispra della Commissione UE presenta a pagina 14 (Table 2) una panoramica delle distanze di sicurezza applicate attualmente in Europa, dalla quale abbiamo sintetizzato la Tabella 4 qui sotto.

Tabella 4

Riassunto delle distanze di sicurezza (setback distances) applicate attualmente nei paesi europei

Nazione	Distanze di sicurezza (m) applicate attualmente	Commento
Albania	2000	
Austria	1 000 - 1500	distanze attuali da insediamenti, case abitate isolate e terreni edificabili, variabili nei Länder
Belgio / Fiandre	600	basato sulla normativa sul rumore
Belgio / Vallonia	700	4x altezza massima
Belgio / Bruxelles	10 000	progetti eolici vietati
Bosnia e Erzegovina	2 000	
Bulgaria	500	
Croazia	500	variabile da regione a regione, minimo 500 m
Cipro	850	considerando anche la normativa sul rumore
Cechia	500	basato sulla normativa sul rumore (non molto chiaro)
Danimarca	700	4x tip altezza massima, considerando anche la normativa sul rumore
Estonia	600	basato sulla normativa sul rumore
Finlandia	550	basato sulla normativa sul rumore
Francia	500	
Germania	500 - 1800	distanze attuali da insediamenti, case abitate isolate e terreni edificabili, variabili da Land a Land
Grecia	1 000	
Ungheria	700	
Irlanda	500	considerando anche la normativa sul rumore
Italia	200 - 1 000	la normativa nazionale prevede distanze di 200 metri da singole abitazioni oppure 6 volte l'altezza della punta dell'aerogeneratore dai

		centri abitati (calcolo effettuato su aerogeneratori da 170 m) ⁴¹
Italia / Sardegna	700	700 m da nuclei insediativi o abitazioni sparse
Kosovo	2 000	
Lettonia	800	
Lituania	700	
Lussemburgo	500	900 m distanza da edifici, considerando anche la normativa sul rumore
Malta	1 000	nessuna normativa
Paesi Bassi	600	basato sulla normativa sul rumore
Polonia	700	
Portogallo	500	distanza da insediamenti rurali e urbani
Romania	500	diverse norme e linee guida in vigore, La documentazione della maggioranza dei parchi eolici menziona 500 metri (3x altezza del mozzo)
Slovacchia	550	basato sulla normativa sul rumore
Slovenia	1 000	nessuna normativa
Spagna	1 000	normativa nazionale applicata dove non ci sono normative regionali
Spagna	400 - 1 000	variabile secondo disposizioni regionali
Svezia	600	basato sulla normativa sul rumore
Turchia	1 000	nessuna normativa
Regno Unito / Inghilterra	800	adottato da ENSPRESO 1
Regno Unito / Galles	500	adottato da ENSPRESO 1
Regno Unito / Irlanda del Nord	500	adottato da ENSPRESO 1
Regno Unito / Scozia	2 000	adottato da ENSPRESO 1

Nel seguito, il rapporto esamina l'effetto delle distanze di sicurezza sul potenziale dello sviluppo dell'energia eolica nell'Unione Europea sulla base di 4 scenari diversi:

- (a) Lo *scenario alto* ("potenziale alto") con una distanza di sicurezza di 500 m (la minima distanza presa in considerazione, sulla base dell'esposizione della popolazione al rumore prodotto dalle turbine eoliche⁴²);
- (b) Lo *scenario medio* con una distanza di sicurezza di 1000 m, che corrisponde alla media delle distanze nella tabella e quindi si avvicina alle distanze già in uso;
- (c) Lo *scenario basso* usando una distanza di sicurezza di 2000 m;
- (d) Le distanze attualmente applicate.

Annotazioni

¹ In molte occasioni associazioni a livello nazionale come Amici della Terra, Italia Nostra, Altura, Amici della Terra, Associazione Ranuccio Bianchi Bandinelli, CNP, Comitato per la Bellezza, ENPA, Mountain Wilderness, Movimento Azzurro, Movimento nazionale Stop al Consumo di Territorio, Pro Natura, Rete della Resistenza sui Crinali, Wilderness Italia e associazioni locali come l'associazione Lago di Bolsena, Assotuscania e numerosi Comitati locali hanno ribadito, anche nelle osservazioni ai progetti, che ci sono alternative ai mega-impianti fotovoltaici a terra ed eolici su terraferma, alternative che sfruttano le energie rinnovabili ma con minore impatto su ambiente e paesaggio e quindi preferibili.

² Commissione Tecnica PNRR-PNIEC, MITE registro ufficiale ingresso 0097748.04-08-22. Richiesta di integrazione.

³ Annotiamo anche che i frammenti hanno un peso notevole: per la turbina Vestas 162 7.2 MW un frammento lungo 1 metro pesa 70 kg, uno lungo 5 metri pesa 600 kg, uno lungo 10 metri pesa 1400 kg. Una pala intera pesa 27.7 tonnellate (specificato nel progetto “Sibilla” – vedi Tabella 2 nell’Allegato B).

⁴ [Nuovo foglio di calcolo utilizzato nelle istruttorie per l'eolico - Energia da fonti rinnovabili - Regione Campania \(2021\).](#)

⁵ Non discutiamo in questa relazione le probabilità con le quali possono verificarsi i vari tipi di incidente (si possono ricavare dalla letteratura citata) né le cause che provocano gli incidenti. Annotiamo soltanto, che la rottura di un rotore con successivo distacco di frammenti può essere provocata da fulminazione, da un incendio sviluppatosi nella navicella (e che può provocare anche esplosione e caduta della navicella), da un difetto meccanico che porta a un contatto della pala con la torre, da una forte raffica di vento, da un guasto del dispositivo che frena e blocca la pala in presenza di venti troppo forti – quest’ultimo caso è documentato più volte negli ultimi anni, p. es. l’8 marzo 2018 a Borchten in Germania, dove sono stati trovati pezzi dei rotor fino a una distanza di 800 metri dall’aerogeneratore ENERCON E-115 – e da difetti nella costruzione delle pale.

⁶ In prima approssimazione, un dislivello tra aerogeneratore e ricettore (con l’aerogeneratore ad una quota più alta) aumenta la gittata di una lunghezza comparabile alla differenza di quota che per alcuni progetti non è trascurabile – p. es. per il progetto “Energia Sorano” con dislivelli fino a 200 metri.

⁷ ciò potrebbe corrispondere alla proposta del documento /DEWI 2007/ di ridurre la gittata del 20% per tenere conto dell’attrito.

⁸ Il proponente aumenta il valore calcolato di **166 metri** a **175 metri**, “utilizzando un fattore di sicurezza del 5%”.

⁹ Un esempio ...: *“Da quanto esposto appare evidente che il fenomeno di rottura più complesso da stimare analiticamente resta il distacco di un frammento della pala, pertanto si rimanda all’esperienza dei costruttori più esperti i quali indicano detto fenomeno **come molto raro** e comunque i ritrovamenti dei frammenti a seguito dell’evento non sono mai avvenuti a distanze superiori a 50 metri dall’asse dell’aerogeneratore danneggiato.”* (da “Analisi degli effetti della rottura degli organi rotanti” del progetto Phobos, pag. 2).

¹⁰ Inoltre, sono i progetti più a rischio a causa della potenza e delle dimensioni più elevate delle turbine - Vestas V172 7.2 MW.

¹¹ Non è possibile individuare la fonte degli errori perché la relazione non riporta premesse e modalità del calcolo.

¹² Il TÜV utilizza $f = 1.5$ per i più svariati tipi di turbine, il che diventa problematico per numeri di giri elevati e turbine con pale molto lunghe. Come rilevano i dati nella tabella 2, in questi casi le gittate massime aumentano in maniera non lineare con il numero di giri del centro di massa di un frammento, più rapidamente che DS. Per esempio, Siemens Gamesa SG 6.0-170, SG 6.6-170 e SG7-170 avrebbero identiche distanze di sicurezza. Occorrerebbe piuttosto seguire le indicazioni di /Larwood.2015/.

¹³ calcolo con FCC.

¹⁴ “riduzione del 30% della velocità della pala nel momento della rottura, al fine di tener conto dell’attrito dell’aria e delle forze di resistenza che si generano al momento della rottura”.

¹⁵ valore più basso di quello calcolato con FCC. Nella relazione di gittata si legge che è stata applicata una “riduzione della velocità periferica dell’ordine del 20% rispetto a quella ideale”, probabilmente per rendere conto dell’attrito – il che spiegherebbe solo metà della differenza (infatti rpm max è data come 8.5 invece di 10.6). Infine il proponente aumenta il valore di 166 metri a 175 metri, “utilizzando un fattore di sicurezza del 5%”.

La Commissione Tecnica PNRR - PNIEC Parere n. 98 del 7 Dicembre 2022 (MITE registro ufficiale ingresso 0010171.22-12-2022), a pagina 31, sostiene che la massima gittata sia pari a 198 m (valore che corrisponde quasi al valore FCC calcolato con rpm max = 8.5). Sembra che non si sia accorta del valore sottostimato dei giri.

¹⁶ Valore indicativo che sarà determinato concretamente in fase di “procurement”.

¹⁷ Il calcolo procede secondo la formulazione di /Sarлак 2015/ e tiene conto della forza del vento e dei dettagli aerodinamici del volo della pala. Però, pur conoscendo il procedimento corretto, non l’applica. Inoltre e particolarmente per questo progetto, è grave non aver tenuto conto dei dislivelli che assumano valore alti per questo progetto.

¹⁸ Sebbene il progetto utilizzi la procedura corretta che sta alla base dell’analisi di rischio attuale, e che menziona inoltre il distacco di frammenti, non presenta calcoli a proposito.

¹⁹ Calcolo con FCC. Valore ottenuto con vari valori di input inesatte grazie a una compensazione degli errori.

²⁰ calcolo con FCC, ma “Nel caso specifico, verrà presa in considerazione la peggiore condizione, ovvero il distacco completo della pala alla radice.” (che in termini di gittata massima non è la condizione peggiore – frammenti distaccati dalle estremità hanno sempre una gittata maggiore).

²¹ con una riduzione della velocità periferica del 30% causa attrito.

²² valore con riduzione del tempo di volo del 20% per attrito.

²³ 10.6 + 10% per sicurezza. In più, per considerare il vento, il tempo di volo viene maggiorato del 20% (?!).

²⁴ Con applicazione di varie maggiorazioni cautelative.

²⁵ il calcolo tiene conto della velocità del vento e dell’attrito.

²⁶ A nostra conoscenza, solo due progetti nell’Alta Tuscia presentano un calcolo (identico per i due) di gittata per i frammenti. Purtroppo, i risultati per le gittate di frammenti non hanno senso; la relazione di gittata non ne espone le premesse per cui è impossibile valutarli.

²⁷ con riduzione della velocità periferica del 30% per tenere conto dell’attrito.

²⁸ “verrà presa in considerazione la peggiore condizione, ovvero il distacco completo della pala alla radice”. Assunzioni: “campo piano”, niente attrito. Calcolo con FCC. Senza spiegazione, viene inserito come rpm 8.83 invece di 12.1 giri/min come rpm max specificato nella stessa relazione.

²⁹ calcolo con FCC.

³⁰ Calcolo Gmax = 302 m, si aggiunge il 30% per sicurezza. Conclude: “Infine, non si eseguono valutazioni e considerazioni in merito alla possibilità di proiezioni di porzioni della pala all’impatto a terra.”

³¹ Il risultato del calcolo della gittata è di 259 metri. Però, “Qualora dovessimo considerare anche le forze di attrito viscoso, il valore della gittata massimo ottenuto dal calcolo suddetto risulta essere pari a 126,7 m.”

³² “Volendo stabilire quale sia la gittata massima del frammento di pala, facendo riferimento al rischio accettato di 10^{-6} , si raggiunge tale valore a meno di 190 m.” – senza analisi di rischio.

³³ mentre a pagina 6 della relazione di gittata la velocità angolare massima è data come 10 giri/min.

³⁴ “Il caso di distacco di porzioni di pala si potrebbe al più 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 è verificata nella realtà.”

³⁵ Il valore calcolato è di 259 metri che il proponente riduce arbitrariamente a 127 metri. Sostiene, sulla base di un argomento non valido che la probabilità di rischio da frammentazione della pala “diventa praticamente nulla”.

³⁶ Però a pagina 11 della relazione: “Come dimostrato nel capitolo precedente, la gittata massima dell’aerogeneratore di progetto è pari a circa 305 metri”.

³⁷ Usa il FCC. Specifica “valore di gittata ridotto di circa il 20% del valore teorico” (di 255 m).

³⁸ “una riduzione del 30% della velocità della pala nel momento della rottura, al fine di tener conto dell’attrito dell’aria e delle forze di resistenza che si generano al momento della rottura.”

³⁹ accessibile sul web ([Gutachtliche Stellungnahme](#)): Kurzbericht zur Risikobeurteilung Eisabwurf/Eisabfall, Rotorblattbruch und Turmversagen zur geplanten 58. Änderung des Flächennutzungsplanes (Zweite Erweiterung des Windparks Königshoven) auf dem Stadtgebiet Bedburg (Rhein-Erft-Kreis).

Referenz-Nr.: 2021-WND-RB-449-R0;

Auftraggeber: RWE Wind Onshore & PV Deutschland GmbH Lister Strasse 10 30163 Hannover;

Anlagenhersteller: Nordex SE Langenhorner Chaussee 600 22419 Hamburg;

WEA-Typ: Nordex N163/5.X, 5.7 MW, D = 163 m, NH = 164 m.

⁴⁰ European Commission: Joint Research Centre, Elsner, P., Collaer, J. and Uihlein, A., *The Onshore Wind Potential of the EU and Neighbouring Countries*, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2025, <https://data.europa.eu/doi/10.2760/0396389>, JRC139999.

⁴¹ si riferisce alle due distanze minime richieste dal D.M. 10-9-2020, Allegato 4, 5.3:

“5.3. Misure di mitigazione

Si segnalano di seguito alcune possibili misure di mitigazione:

a) minima distanza di ciascun aerogeneratore da unità abitative munite di abitabilità, regolarmente censite e stabilmente abitate, non inferiore ai 200 m;

b) minima distanza di ciascun aerogeneratore dai centri abitati individuati dagli strumenti urbanistici vigenti non inferiore a 6 volte l'altezza massima dell'aerogeneratore.”

(mail di P. Elsner (EC-JRC) del 6 maggio 2025).

⁴² Merino-Martínez, R., Pieren, R., Schäffer, B., 2021. Holistic approach to wind turbine noise: From blade trailing-edge modifications to annoyance estimation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 148, 111285. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111285>.



SCOPRI COME ISCRIVERTI O SOSTENERE UNA DELLE CAMPAGNE DEGLI AMICI DELLA TERRA SUL NOSTRO SITO

amicidellaterra.it

Amici della Terra Onlus, è un' associazione ambientalista riconosciuta dal Ministero dell'Ambiente, attiva in Italia dal 1978 con sedi e recapiti su tutto il territorio nazionale.

Gli Amici della Terra promuovono politiche e comportamenti orientati alla protezione dell'ambiente e allo sviluppo sostenibile, attraverso campagne di opinione, progetti, informazione ed educazione ambientali, iniziative sul territorio.

Una corposa attività di studio e ricerca fornisce solide basi scientifiche alle loro attività e posizioni.

L'associazione si distingue per un approccio razionale ai problemi che affronta, non dogmatico, libero da pregiudizi ideologici e da interessi particolari.

L'associazione si riconosce in una cultura democratica, riformista, antiautoritaria. Sceglie le istituzioni come proprio interlocutore principale, cerca il dialogo con ogni parte politica, non discrimina i propri soci sulla base della loro appartenenza a partiti politici.

Insieme al degrado ambientale, combatte la povertà, l'ignoranza e le discriminazioni sociali, razziali, religiose e sessuali.

amicidellaterra.it

