

Orune Wind srl

# Parco Eolico ORUNE sito nel Comune di Orune

Relazione sulla gittata

Maggio 2023



**REGIONE AUTÒNOMA DE SARDIGNA  
REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA**



**Comune di Orune**

*Committente:*

**ORUNE Wind srl**

**ORUNE Wind srl**

Via Sardegna, 40

00187 Roma

P.IVA/C.F. 15802491009

*Titolo del Progetto:*

**Parco Eolico ORUNE sito nel Comune di Orune**

*Documento:*

**Relazione sulle ombre**

*N° Documento:*

**IT-VesOru-CLP-SPE-TR-12**

*Progettista:*

**Dott.ssa Ing. Alessandra Scaldas**

**Dott.ssa Ing. Silvia Exana**

**Dott. Giovanni Lovigu**

**Dott. Giulio Casu**

Rev	Data Revisione	Descrizione	Redatto	Controllato	Approvato
0	04/05/2023	Prima emissione			

Sommario

- 1. Introduzione.....4**
- 2. Metodi .....5**
  - 2.1. Specifiche aerogeneratori .....5
  - 2.2. Approssimazioni .....5
  - 2.3. Gittata.....7
- 3. Risultati.....9**
- 4. Conclusioni.....11**
- 5. Bibliografia.....12**

## 1. Introduzione

La presente relazione indaga la possibilità che si verifichi il distacco di una pala o di una parte di essa, da uno degli aerogeneratori del parco eolico in progetto, denominato “Orune” e situato nel territorio comunale di Orune.

Il distacco di una pala da un aerogeneratore è un evento che, seppur improbabile, potrebbe comportare un rischio per le persone e le proprietà nelle vicinanze del parco eolico in progetto. Alla luce di ciò, come richiesto nelle linee guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili (DM10/09/2010), la presente relazione analizza la distanza massima (gittata) che una pala o una parte di essa può compiere qualora si verificasse un distacco dall’aerogeneratore per il parco in proposta, che conta 15 aerogeneratori Vestas V162.

Gli eventi più frequenti che determinano il distacco di una pala sono di carattere naturale e tra questi, in particolare, il vento forte e il colpo di un fulmine, come riportato da (S. Asian, 2017) dopo aver analizzato 240 incidenti selezionati in una ricerca di 5000 articoli di tutto il mondo.

Il manuale *Dutch Handbook for Risk Assessment of Wind Turbines* discute i risultati di 200 incidenti gravi, avvenuti in un totale di 43'000 turbine\*anno, avvenuti in parchi eolici della Danimarca Germania e Olanda come riportato in (Braam, 2004). Di questi solo 62 si sono rivelati pericolosi per la sicurezza di oggetti nelle vicinanze. Inoltre l’analisi mostra che per turbine con 3 pale nel range dei 500-2'000 kW la gittata massima riportata risulta compresa nel range 300-400 m.

(Braam, 2004) e (HSE, 2013) riportano la frequenza di incidenti con rottura di parti delle turbine o di caduta di piccole parti di esse da diverse fonti. I valori sono compresi tra  $10^{-4}$  e  $10^{-3}$  per turbina\*anno (<sup>1</sup>).

Inoltre potrebbe formarsi ghiaccio sulla pala di una turbina che, nel suo moto rotatorio, potrebbe lanciarlo ad alta velocità secondo il principio dell’effetto fionda. Ai fini della presente relazione il lancio del ghiaccio o il distacco della punta della pala sono affrontati nello stesso modo.

(LeBlanc, 2007) riporta un rapporto sulla formazione e lancio di ghiaccio di una turbina Tacke TW600 (altezza totale 71.5 m). Il rapporto copre un periodo di monitoraggio di 5 anni avvenuto in Ontario, Canada e mostra che la distanza massima a cui sono stati rilevati dei pezzi di ghiaccio lanciati dalla turbina non ha mai superato i 100 m, pari a 1.4 volte l’altezza totale della turbina.

---

<sup>1</sup> Ovvero in un anno, in media da 1 a 10 turbine ogni 10'000 turbine sperimenta una rottura accidentale.

Il tipo di incidenti sopra considerati non avviene in condizioni di funzionamento normale, bensì in condizioni meteorologiche particolari, quali tempeste di vento, di fulmini o malfunzionamenti di carattere eccezionale. Le turbine di nuova generazione sono dotate di sistemi di controllo che bloccano il movimento in presenza di forte vento e di sistemi di riscaldamento delle pale in modo da scongiurare la formazione di ghiaccio sulla loro superficie.

## 2. Metodi

### 2.1. Specifiche aerogeneratori

Il modello degli aerogeneratori in progetto è Vestas V162. Questi hanno altezza al mozzo di  $h_m = 125$  m e altezza totale all'apice di 206 m. Le pale sono lunghe 79.35 m e possiedono larghezza massima di 4.3 m. Il diametro del cerchio spazzato dalla turbina è  $D = 162$  m, mentre il raggio (che comprende anche la parte del mozzo) è  $R = 81$  m. La frequenza massima di rotazione del rotore è pari a  $f = 12.1$  rpm.

### 2.2. Approssimazioni

In questa analisi si considera il moto di una pala nel caso in cui essa si staccasse in blocco (Figura 1) dal resto della turbina in periodo di attività a velocità di rotazione massima. Per determinare la traiettoria è sufficiente studiare il moto del centro di massa della pala che (approssimando la turbina ad una forma triangolare) si trova circa ad  $1/3$  della lunghezza totale della pala ovvero ad una distanza  $r_c = 81/3 = 27$  m dal mozzo.

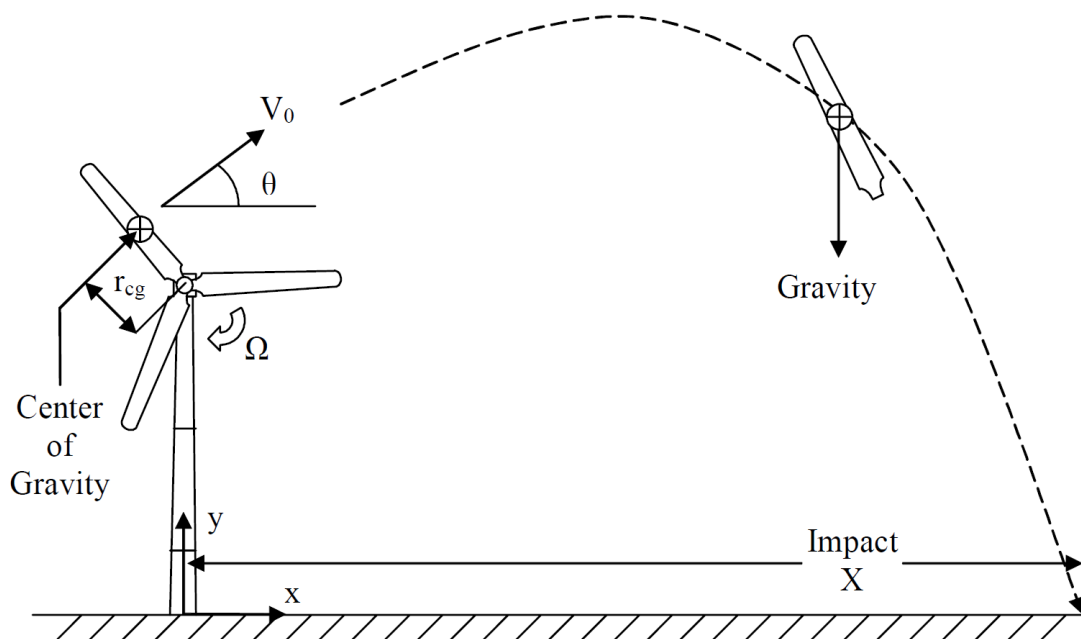


Figura 1: traiettoria della pala. Fonte:wind-watch.org.

Il moto della pala viene rallentato dall'attrito fornito dall'aria, questo effetto verrà preso in considerazione nella misura di una riduzione della gittata massima del 10%. La giustificazione di questo valore segue dalle considerazioni presenti in (Vestas, 2014); inoltre tenendo conto di questo fattore i risultati ottenuti sono conformi con i valori riportati in (Larwood, 2005); si veda a tal proposito il paragrafo 3. La gittata percorsa dalla pala è influenzata dalle condizioni iniziali, ovvero dall'angolo  $\theta$  che il vettore velocità iniziale  $\vec{v}_0$  forma con l'asse orizzontale nel momento di rottura, dal suo modulo, dalla posizione del centro di massa  $r_c$  e dall'altezza del mozzo  $h_m$ .

Un'analisi più accurata dovrebbe tenere conto dell'orografia del terreno circostante poiché l'angolo di gittata massima dipende dal dislivello totale della traiettoria. In seguito è stato ricavato l'angolo di gittata massima nel caso di un territorio piano, considerando che un piccolo discostamento da questo angolo genera piccole variazioni sulla gittata massima (relativamente alla distanza totale). Nella presente analisi non è stato tenuto conto dell'orografia del terreno circostante né dell'effetto del vento sulla traiettoria che potrebbero determinare un incremento o una diminuzione della gittata.

### 2.3. Gittata

Le equazioni del moto del centro di massa della pala sono ricavate a partire dalla II legge di Newton considerando unicamente la forza peso.

$$\vec{F} = -mg\vec{e}_y = m\ddot{\vec{r}} \quad (2.1)$$

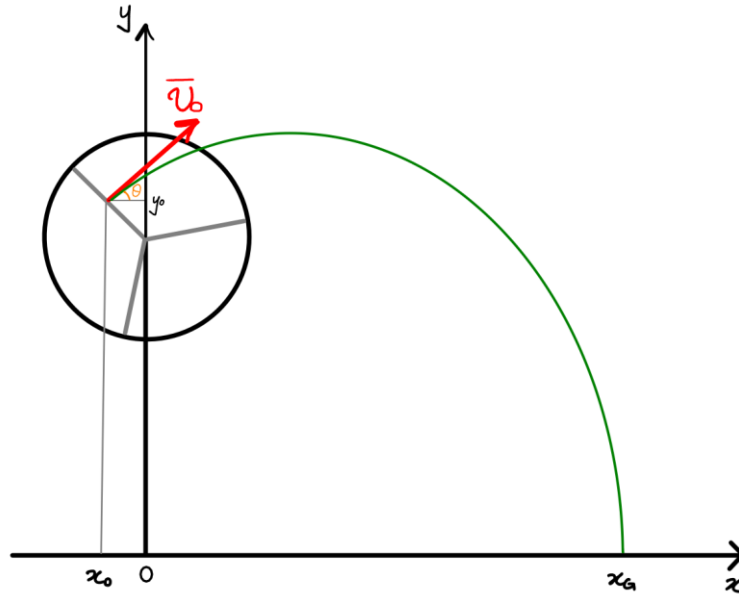


Figura 1 Traiettoria della pala nel problema piano. L'origine delle coordinate coincide con il plinto.

A causa della simmetria cilindrica ( $r$ ) attorno alla turbina si considera unicamente il moto unidimensionale lungo il piano  $(x, y)$ , dove  $x$  rappresenta la distanza dalla turbina e  $y$  la quota come mostrato in Figura 1 tenendo presente che i risultati si estendono per simmetria a qualsiasi direzione di distacco rispetto alla turbina.

Integrando le equazioni del moto (2.1) lungo l'asse  $x$  con condizioni iniziali di posizione e velocità  $(x_0, v_{0x})$  si ottiene:

$$x(t) = v_{0x}t + x_0 \quad \rightarrow \quad t = (x - x_0)/v_{0x} \quad (2.2)$$

Mentre integrando lungo l'asse  $y$  con le condizioni iniziali  $(y_0, v_{0y})$ , tenendo conto di (2.2) si ottiene la formula per la traiettoria del centro di massa della pala:

$$y(x) = -\frac{g}{2v_{0x}^2}(x - x_0)^2 + \frac{v_{0y}}{v_{0x}}(x - x_0) + y_0$$

Effettuando le sostituzioni:

$$\begin{aligned}v_{0x} &= v_0 \cos\theta \\v_{0y} &= v_0 \sin\theta \\y_0 &= h_m + r_c \cos\theta \\x_0 &= -r_c \sin\theta\end{aligned}$$

si ricava la formula per la gittata nel caso piano (Figura 1). Risolvendo  $y(x) = 0$  per  $x$ :

$$x_G(\theta) = \frac{v_0 \cos\theta}{g} \sqrt{v_0^2 \sin^2\theta + 2gr_c \cos\theta + 2gh_m} + \frac{v_0^2}{g} \cos\theta \sin\theta - r_c \sin\theta \quad (2.3)$$

L'angolo  $\theta_M$  che massimizza la gittata dipende dai parametri  $v_0, r_c, h_m$ .



### 3. Risultati

Nel caso considerato, la velocità angolare massima di esercizio vale  $\omega = 2\pi f = 1.267$  rad/s. La velocità iniziale al centro di massa vale  $v_0 = \omega r_c = 34.2$  m/s. Con questi parametri, tramite un'analisi numerica, si ricava l'angolo di gittata massima  $\theta_M = 23^\circ$  per il problema piano (Figura 1). Infine la formula (2.3) fornisce la gittata massima senza attrito  $x_G = 212$  m. Alla gittata massima percorsa dal centro di massa vanno aggiunti (nel caso peggiore) i restanti 2/3 della lunghezza della pala, ovvero 54 m; questo porta ad una gittata totale della pala pari a  $x_G = 266$  m. Questo valore può essere ridotto del 10% seguendo<sup>2</sup> (Vestas, 2014) per arrivare al risultato di gittata massima della pala:

$$x_G = 239 \text{ m}$$

(Larwood & Dam, 2014) mostra che riguardo la rottura di frammenti<sup>3</sup>, per probabilità pari a  $10^{-6}$  anno<sup>-1</sup> e per turbine di altezza totale (218 m) comparabile a quella in proposta (206 m) la gittata massima è compresa tra 1.5 e 1.7 volte l'altezza della turbina. In questa analisi si considera 1.9 volte l'altezza totale della turbina come gittata massima di un frammento di una pala. Si ottiene, dunque, la gittata massima per un frammento:

$$x_F = 391 \text{ m}$$

La Figura 2 mostra in verde l'area interessata dalla rottura di una pala in blocco, mentre in viola l'area interessata dalla rottura di una punta (o dal lancio del ghiaccio).

Sono stati considerati i recettori entro un buffer di 1 km dalle turbine. Tutti i recettori sono di tipologia non residenziale.

Tra questi solamente il recettore R024 ricade dentro l'area di caduta della pala (239 m), mentre ulteriori 24 ricadono dentro l'area di caduta di un frammento (391 m). Il recettore non residenziale

<sup>2</sup> Il report (Vestas, 2014) fa riferimento al valore 20%; nella presente analisi in via cautelativa è stato considerato 10% invece che 20%. Il risultato ottenuto, pari a 239 m, è circa 1.2 volte l'altezza totale della pala (206m). Questo risultato è ancora cautelativo se confrontato con i valori riportati in (Larwood, 2005), sezione 6.2.3 e 6.3, che riporta la gittata in funzione dell'altezza della turbina. Per turbine di altezza maggiore di 120m la gittata massima risulta inferiore all'altezza della turbina (sez. 6.3).

<sup>3</sup> Nell'articolo gli autori fanno una media uniforme tra tutte le possibili dimensioni del frammento, ovvero tra tutti i possibili punti di rottura. Frammenti di massa maggiore presentano una gittata maggiore a parità di velocità di stacco. Frammenti della stessa massa presentano una gittata maggiore all'aumentare della velocità di stacco.

R024 è mostrato in Figura 3; esso si trova ad una distanza di 197 m dall'aerogeneratore AG12. Il locale risulta attualmente inutilizzato.

Le strade SP41 (provinciale) e SS389 (statale) ricadono parzialmente e per un breve tratto (60m circa) entro il buffer di rottura della pala AG06 e AG15 rispettivamente, come riportato nei riquadri di Figura 2.

Si riporta che secondo le probabilità esposte nell'introduzione ( $10^{-3}$  1/(turbina·anno) al caso peggiore), per il parco in proposta, che conta 15 turbine, il valore atteso di rottura è di una turbina del parco ogni 70 anni di attività circa.

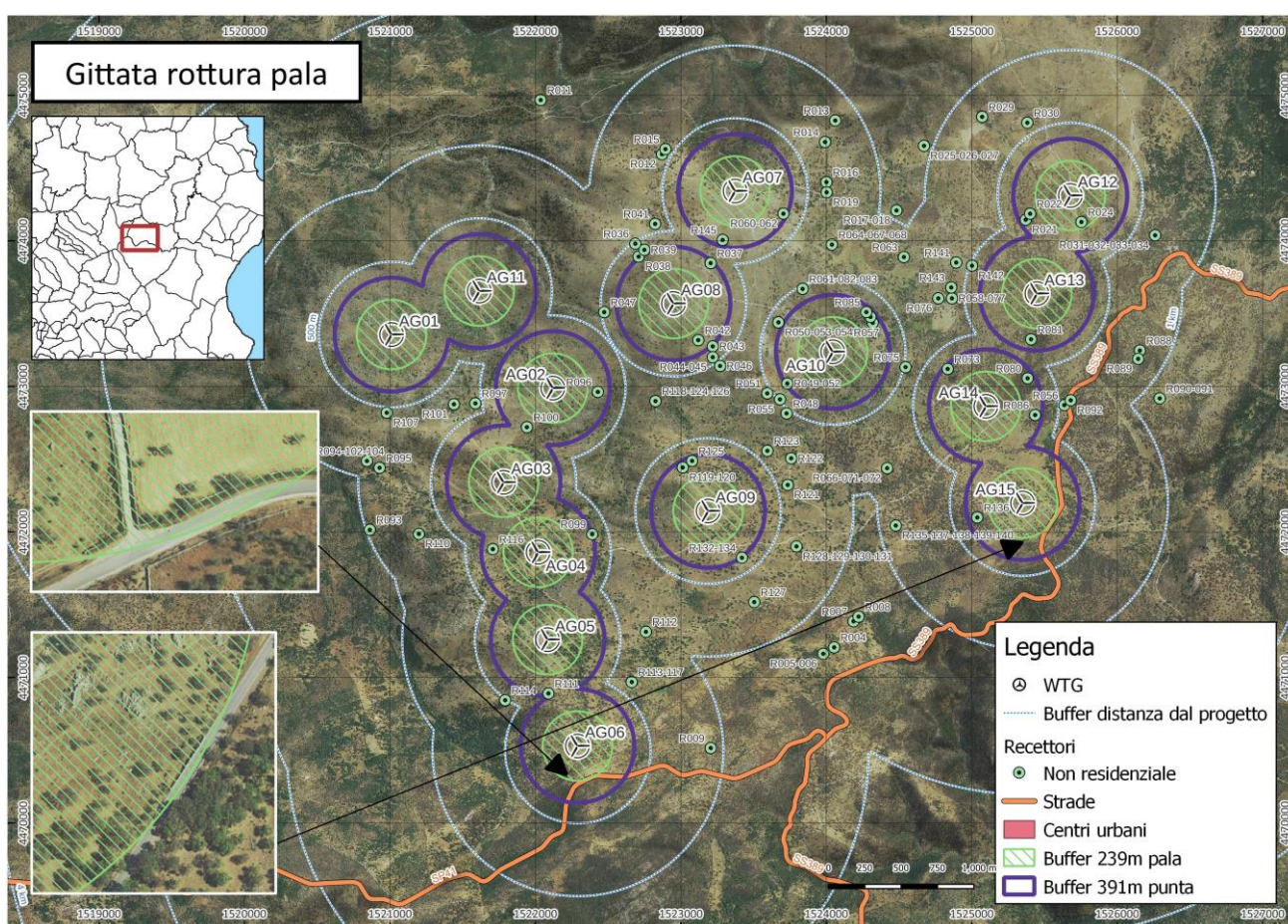


Figura 2 Gittata massima. In verde l'area interessata dalla caduta di una pala spezzata in blocco, mentre in viola l'area interessata dalla caduta di una punta.



Figura 3: Recettore non residenziale R024.

#### 4. Conclusioni

La gittata massima per la rottura di una pala in blocco è pari a 239 m, mentre la gittata massima per la rottura della punta di una pala è pari a 391 m.

**Solamente il recettore (non residenziale) R024 ricade dentro l'area interessata dalla rottura di una pala come blocco (239 m), mentre altri 24 recettori (non residenziali) ricadono entro l'area interessata dalla rottura della punta (391 m).**

Le strade SP41 e SS389 attraversano per dei brevi tratti (60 m circa) i buffer di rottura della pala (239 m) in prossimità degli aerogeneratori AG06 e AG15.

La probabilità di rottura di una pala è molto bassa, in quanto deve essere conseguente ad incidenti di carattere eccezionale. I report indicano in media la rottura di una turbina con frequenza  $10^{-3}$  1/(turbina·anno) (al caso peggiore), che per il parco in proposta risulterebbe un valore medio di 1 turbina ogni 70 anni di attività.

## 5. Bibliografia

Braam, H. &. (2004). *Guidelines on the environmental risk of wind turbines in the Netherlands*.

HSE. (2013). *Study and development of a methodology for the estimation of the risk and harm to persons from wind turbines*. Health and Safety Executive, RR968.

Larwood, S. (2005). *Permitting Setbacks for Wind Turbines in California and the Blade Throw Hazard*. California Wind Energy Collaborative.

Larwood, S., & Dam, C. P. (2014). Wind turbine rotor fragments: impact probability and setback evaluation. *Clean Techn Environ Policy (2015) 17*, 475–484.

LeBlanc, M. (2007). *Recommendations for risk assessments of ice throw and blade failure in ontario*. Garrad Hassan Canada Inc.

S. Asian, G. E. (2017). Wind Turbine Accidents: A Data Mining Study. *IEEE Systems Journal*.

Vestas, I. S. (2014). *Calcolo della traiettoria di una pala eolica in condizioni nominali di funzionamento*. Vestas Mediterranean.