

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UNA CENTRALE EOLICA OFFSHORE  
DENOMINATA “SCICLI”  
E OPERE DI CONNESSIONE  
POTENZA NOMINALE: 750 MW**

Procedura di Valutazione di Impatto Ambientale ex D.lgs.152/2006  
Domanda di Autorizzazione Unica ex D.lgs. 387/ 2003  
Domanda di Concessione Demaniale Marittima ex R.D. 327/1942

PROPONENTE

**NINFEA RINNOVABILI S.r.l.**

Largo agosto n. 3 20122

MILANO

P.IVA: 11920550966

PROGETTAZIONE

**TECNOCONSULT**  
ENGINEERING CONSTRUCTION SRLVia Einaudi, 20C  
60032 FANO (PU) IT –

ELABORATO

N. TITOLO  
ELABORATO

**STUDIO SULLA GITTATA MASSIMA  
DEGLI ORGANI ROTANTI DEGLI  
AEROGENERATORI**

DATA	REVISIONE	EMISSIONE	VERIFICATO	APPROVATO
LUGLIO 2024	00	TECNOCONSULT	NINFEA RINNOVABILI	NINFEA RINNOVABILI

CODICE COMMESSA	SCICLI	CODICE ELABORATO	REL_22
-----------------	--------	------------------	--------



## INDICE DELLA RELAZIONE

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE</b> .....	<b>3</b>
1.1	BREVE DESCRIZIONE DEL PROGETTO .....	3
<b>2</b>	<b>SCOPO DEL DOCUMENTO</b> .....	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>DISTANZA DEL CAMPO EOLICO DAI RICETTORI</b> .....	<b>6</b>
<b>4</b>	<b>DATI TECNICI DEGLI AEROGENERATORI</b> .....	<b>7</b>
4.1	TURBINA ALTERNATIVA DI PROGETTO .....	9
<b>5</b>	<b>RISCHIO DI ROTTURA ACCIDENTALE</b> .....	<b>12</b>
<b>6</b>	<b>GITTATA-ANALISI TEORICA</b> .....	<b>15</b>
6.1	TRAIETTORIA DELLA PALA .....	15
6.2	TEMPO DI VOLO .....	15
6.3	DISTANZA PERCORSA.....	15
6.4	MOTO ROTAZIONALE COMPLESSO.....	16
<b>7</b>	<b>METODO DI CALCOLO</b> .....	<b>18</b>
7.1	CALCOLO DELLA VELOCITÀ PERIFERICA (V0) DEL CENTRO DI MASSA DELLA PALA .....	19
7.2	MODELLO DI CALCOLO SENZA ATTRITO DELL'ARIA.....	19
7.3	MODELLO DI CALCOLO CON ATTRITO DELL'ARIA .....	20
<b>8</b>	<b>GITTATA MASSIMA DELLA PALA</b> .....	<b>22</b>
8.1	GITTATA MASSIMA DELLA PALA SENZA ATTRITO DELL'ARIA .....	23
8.1.1	<i>Valutazione con turbina alternativa di progetto senza attrito dell'aria</i> .....	25
8.2	GITTATA MASSIMA DELLA PALA CON ATTRITO DELL'ARIA .....	26
8.2.1	<i>Valutazione con turbina alternativa di progetto con attrito dell'aria</i> .....	29
<b>9</b>	<b>CONCLUSIONI</b> .....	<b>30</b>
<b>10</b>	<b>RIFERIMENTI</b> .....	<b>32</b>



## 1 INTRODUZIONE

L'energia eolica è una delle fonti energetiche rinnovabili fondamentali per la transizione ecologica.

Nel 2023 in Europa, l'installazione di impianti eolici ha registrato un aumento significativo di +17 GW, un record storico, ma, nonostante questa evoluzione, la capacità eolica installata sembra essere ancora insufficiente per soddisfare gli obiettivi della Unione Europea al 2030.

Infatti, la Direttiva 2023/2413 di promozione dell'energia da fonti rinnovabili (c. d. RED III), pubblicata nella Gazzetta Ufficiale Europea del 31 ottobre 2023, ha aumentato dal 32 % al 42,5 % l'obiettivo dell'Unione relativo alla quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo lordo di energia entro il 2030, con l'ambizione di raggiungere il 45 %.

In Italia, la potenza eolica installata annuale non segue l'andamento richiesto per raggiungere gli obiettivi 2030 e nel 2023 i nuovi impianti, secondo dati Terna-Gaudì, ammontano a circa 488 MW, in leggera diminuzione sul 2022 (-7%).

Con la sempre minore disponibilità di siti da destinare all'installazione di parchi eolici onshore, l'eolico offshore rappresenta una possibilità per incrementare le energie rinnovabili in Italia e raggiungere sia gli obiettivi energetici posti dalle istituzioni europee per il 2030 sia gli obiettivi intermedio al 2025 e quello del 2030 indicati dal nuovo PNIEC in via di approvazione.

L'Italia è contraddistinta da mari profondi e l'eolico galleggiante presenta le caratteristiche idonee per lo sviluppo di questa specifica tecnologia. Infatti, le strutture flottanti possono essere posizionate anche dove i fondali hanno notevoli profondità, rimanendo anche molto distanti dalla costa. Questo consente la riduzione dell'impatto visivo percepito dalla terraferma e consente lo sfruttamento di aree con disponibilità più elevata della risorsa vento.

### 1.1 Breve descrizione del progetto

In linea con gli indirizzi di politica energetica nazionale ed internazionale relativi alla promozione dell'utilizzo delle fonti rinnovabili volti alla riduzione delle emissioni di gas climalteranti, NINFEA RINNOVABILI S.r.l. si propone di avviare un progetto per la realizzazione di un nuovo impianto eolico offshore denominato "Scicli", di potenza pari a 750 MW, in uno specchio d'acqua nello Stretto di Sicilia a circa 27km dalla costa Siciliana tra Marina di Modica e Marina di Ragusa.

Il progetto prevede l'installazione offshore di:

- 50 aerogeneratori di potenza nominale di 15 MW cadauno, per una potenza nominale complessiva pari a 750 MW, localizzati ad una distanza minima di 27 km e massima di 40 km dalla costa Siciliana;
- 2 sottostazioni elettriche offshore su fondazione fissa (jacket) per l'innalzamento della tensione da 66 kV a 220 kV, ubicate ad una distanza minima di 33 km da costa;



- Cavi di campo (inter-array) per il collegamento delle turbine alle sottostazioni elettriche offshore;
- 4 cavidotti di export a 220 kV per il trasporto dell'energia dalle stazioni elettriche offshore al punto di giunzione a terra.

Il progetto prevede l'installazione onshore di:

- Buca giunti e gruppo di compensazione a terra;
- Cavidotto terrestre per il trasporto di energia dalla stazione di compensazione a terra alla stazione di trasformazione da 220kV a 380kV (stazione utente) ubicata nei pressi della futura Stazione Terna;
- Stazione di trasformazione da 220kV a 380kV (stazione utente);
- Cavidotto di collegamento a 380kV dalla stazione utente alla futura stazione Terna.

Per la connessione del Parco Eolico off-shore di Scicli sono previste delle opere di connessione che consistono in nuove opere della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), in particolare una nuova Stazione Elettrica (SE) a 380 kV da inserire in entra – esci alla esistente linea 380 kV della RTN “Chiaromonte Gulfi – Priolo. Per la nuova SE RTN è in fase di approvazione, da parte di Terna, la localizzazione.

Lo schema di connessione alla RTN è individuato nella Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG), con codice pratica 202203856, rilasciata da Terna S.p.A. allegata al preventivo di connessione.



Figura 1-1 – Layout di impianto



## 2 SCOPO DEL DOCUMENTO

La presente relazione è stata redatta al fine di valutare e definire le ipotesi, il metodo, e i risultati del calcolo della massima distanza raggiungibile dalla pala rotante di un aerogeneratore eolico che si stacchi a causa della rottura accidentale, e che quindi si proietti lontano dall'aerogeneratore.

L'ipotesi è che la rottura della pala si verifichi in corrispondenza della base del mozzo.

Trattandosi di un punto di discontinuità della struttura questa risulta essere potenzialmente soggetta a possibili, anche se remoti, casi di rottura.

Gli obiettivi progettuali e le caratteristiche strutturali e costruttive della pala rendono la stessa una struttura monolitica, ancorata al mozzo tramite una flangia imbullonata, e pertanto in condizioni normali di funzionamento non è ipotizzabile l'eventualità di una rottura parziale.

Il presente elaborato è stato redatto conformemente ai contenuti del Paragrafo 7.1. "Analisi dei possibili incidenti", Capitolo 7. "INCIDENTI" dell'ALLEGATO 4 (punti 14.9, 16.3 e 16.5) "Impianti eolici: elementi per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio" al D.M. 10 settembre 2010 "Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili 10A11230", il quale stabilisce che: «È opportuno prendere in esame l'idoneità delle caratteristiche delle macchine, in relazione alle condizioni meteorologiche estreme del sito. In tal senso andrebbe valutata la gittata massima degli elementi rotanti in caso di rottura accidentale».

### 3 DISTANZA DEL CAMPO EOLICO DAI RICETTORI

L'area dove si intende effettuare la costruzione del parco eolico si trova nel Canale di Sicilia, a 27km dalle coste Siciliane.

La zona prescelta ha un profilo batimetrico piuttosto regolare con profondità comprese tra 140 e 200 metri.

Nella Figura 3-1 vengono riportate le distanze degli aerogeneratori e i ricettori più prossimi, ovvero le piattaforme a mare e le FSO (floating storage and offloading).



Figura 3-1 – Distanza degli aerogeneratori dai ricettori

Il ricettore più vicino al campo eolico (circa 7 km) è la piattaforma marina “VEGA A”, mentre a 9.3 km è presente la FSO “LEONIS”.

## 4 DATI TECNICI DEGLI AEROGENERATORI

Il progetto prevede l'installazione offshore di 50 aerogeneratori di potenza nominale di 15 MW cadauno per una potenza nominale complessiva pari a 750.0 MW ad una distanza minima di circa 27km dalla costa Siciliana.

L'aerogeneratore considerato nel presente studio è il modello "IEA Wind 15-Megawatt" progettato dalla collaborazione tra NREL e DTU. Ciascun aerogeneratore sarà tripala ad asse orizzontale. Per questo progetto il mozzo delle turbine sarà collocato ad un'altezza di 150 m sul livello del mare. In cima alla torre troverà alloggio la navicella a cui è collegato il rotore di diametro pari a 240 m, per un'altezza massima complessiva del sistema torre-pala di 270m (TIP).



Figura 4-1 – Caratteristiche della IEA Wind 15-Megawatt utilizzata nell'analisi

Di seguito vengono riportate le principali caratteristiche geometriche e tecniche:

Description	Value	Units
Blade length	117	m
Root diameter	5.20	m
Root cylinder length	2.34	m
Max chord	5.77	m
Max chord spanwise position	27.2	m
Tip prebend	4.00	m
Precone	4.00	deg
Blade mass	65,250	kg
Blade center of mass	26.8	m
Design tip-speed ratio	9.00	-
First flapwise natural frequency	0.555	Hz
First edgewise natural frequency	0.642	Hz
Design $C_p$	0.489	-
Design $C_T$	0.799	-

Figura 4-2 – Proprietà della pala della turbina





Parameter	Units	Value	Parameter	Units	Value
Power rating	MW	15	Rotor diameter	m	240
Turbine class	-	IEC Class 1B	Airfoil series	-	FFA-W3
Specific rating	W/m <sup>2</sup>	332	Hub height	m	150
Rotor orientation	-	Upwind	Hub diameter	m	7.94
Number of blades	-	3	Hub overhang	m	11.35
Control	-	Variable speed	Rotor precone angle	deg	-4.0
		Collective pitch	Blade prebend	m	4
Cut-in wind speed	m/s	3	Blade mass	t	65
Rated wind speed	m/s	10.59	Drivetrain	-	Direct drive
Cut-out wind speed	m/s	25	Shaft tilt angle	deg	6
Design tip-speed ratio	-	9.0	Rotor nacelle assembly mass	t	1,017
Minimum rotor speed	rpm	5.0	Transition piece height	m	15
Maximum rotor speed	rpm	7.56	Monopile embedment depth	m	45
Maximum tip speed	m/s	95	Monopile base diameter	m	10
			Tower mass	t	860
			Monopile mass	t	1,318
	deg	degrees		rpm	revolutions per minute
	m	meters		t	metric tons
	m/s	meters per second		W/m <sup>2</sup>	watts per square meter

Figura 4-3 – Principali caratteristiche tecniche dell’aerogeneratore

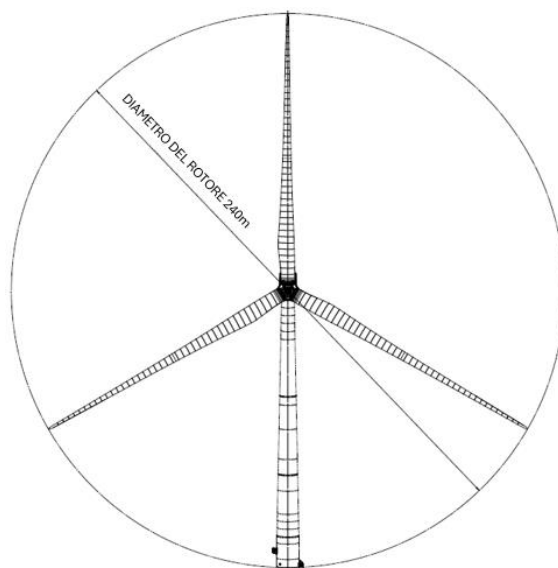


Figura 4-4 – Rotore della turbina

La tabella seguente riassume i principali parametri utilizzati per il calcolo della gittata massima dell’intero elemento di pala:

Altezza della turbina [m]	<b>150</b>
Max Giri al minuto [rpm]	<b>7.56</b>
Diametro del rotore [m]	<b>240</b>
Lunghezza delle pale [m]	<b>117</b>
Baricentro delle pale [m]	<b>26.8</b>
Massa della pala [kg]	<b>65,250</b>
Area di resistenza frontale [m <sup>2</sup> ]	<b>490</b>
Coefficiente di resistenza [N·s <sup>2</sup> /m/kg]	<b>1.00</b>

Tabella 4.1 – Caratteristiche tecniche della turbina necessarie per il calcolo della gittata massima



## 4.1 Turbina alternativa di progetto

Considerando che il mercato dell'eolico offshore è in rapido sviluppo, per avere la possibilità di poter impiegare, al momento dell'esecuzione del progetto, turbine di futura generazione, si è ritenuto opportuno considerare la turbina "IEA Wind 22-Megawatt" nella valutazione dalla gittata massima. Infatti, le maggiori dimensioni geometriche di tale aerogeneratore (diametro 280m e altezza del mozzo 170m slm) permettono di essere più conservativi nel valutare gli impatti ambientali.

L'altezza del mozzo della turbina è collocata conservativamente ad un'altezza di 170m sul livello del mare mentre il diametro del rotore è pari a 280m, per un'altezza massima complessiva del sistema torre-pale di 310m (TIP).

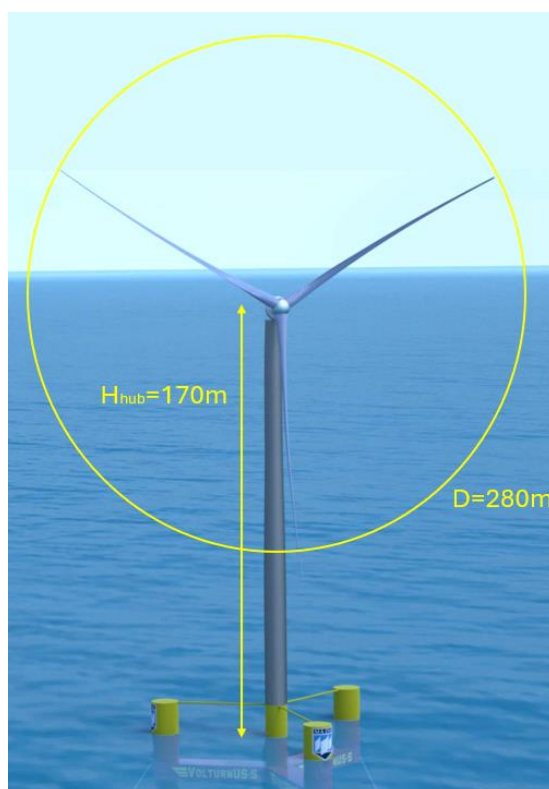


Figura 4-5 – Caratteristiche della IEA Wind 22-Megawatt utilizzata come alternativa nell'analisi

Di seguito vengono riportate le principali caratteristiche geometriche e tecniche (rif. /a10/) di una turbina con caratteristiche simili a quella selezionata, ma ben rappresentativa per l'analisi.



Quantity	Value
Blade mass [t]	82.3
Blade length [m]	137.8
Blade prebend [m]	7.0
Blade precone [deg]	4.0
Blade root diameter [m]	5.8
Blade max. chord [m]	7.2
Max. tip speed [ $m s^{-1}$ ]	105.0
Tip-speed ratio [-]	9.15
Rated rotor speed [rpm]	7.06
Rated torque [kN m]	31,465.0
Rated thrust [kN]	2,793.0
Rated blade root flapwise moment [kN m]	79,528.0
Airfoil family	FFA-W3
Minimum airfoil relative thickness	21%
Blade 1st moment mass* [ $Kgm$ ]	3.033E+06
Blade 2nd moment mass* [ $Kgm^2$ ]	2.052E+08
Blade 1st flapwise mode* [Hz]	0.384
Blade 1st edgewise mode* [Hz]	0.520
Blade 1st torsional mode* [Hz]	3.961

Figura 4-6 – Proprietà del rotore della turbina

Quantity	Value
Wind class	1B
Rotor orientation	Upwind
Number of blades	3
Control	Variable speed, collective pitch
Design tip-speed ratio	9.153
Min. rotor speed [rpm]	1.807
Max. rotor speed [rpm]	7.061
Max. blade tip speed [ $m s^{-1}$ ]	105.0
Rotor diameter [m]	280.0
Blade length [m]	137.8
Blade prebend [m]	7.0
Blade mass [t]	82.301
Airfoil series	FFA-W3
Blade root diameter [m]	5.8
Rotor precone angle [deg.]	4.0
Shaft tilt angle [deg.]	6.0
Hub height [m]	170
Drivetrain	Direct drive
Generator efficiency at rated load [%]	95.4
Hub system mass [t]	120
Nacelle assembly mass (excludes hub system) [t]	821.2
Tower mass [t]	1574
Monopile mass [t]	2097

Figura 4-7 – Principali caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore

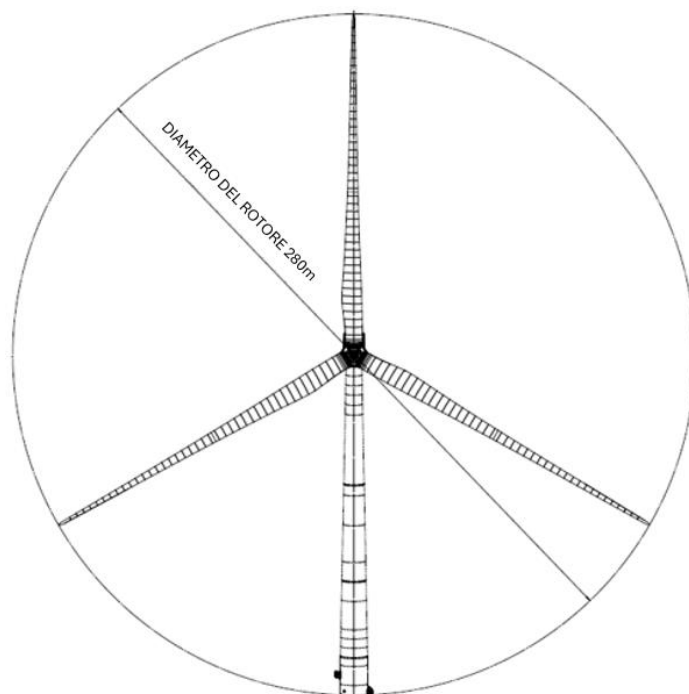


Figura 4-8 – Rotore della turbina

La tabella seguente riassume i principali parametri utilizzati per il calcolo della gittata massima dell'intero elemento di pala:

Altezza della turbina [m]	<b>170</b>
Max Giri al minuto [rpm]	<b>7.06</b>
Diametro del rotore [m]	<b>280</b>
Lunghezza delle pale [m]	<b>137.8</b>
Baricentro delle pale [m]	<b>31.6</b>
Massa della pala [kg]	<b>82,300</b>
Area di resistenza frontale [m <sup>2</sup> ]	<b>577</b>
Coefficiente di resistenza [N·s <sup>2</sup> /m/kg]	<b>1.00</b>

Tabella 4.2 – Caratteristiche tecniche della turbina necessarie per il calcolo della gittata massima



## 5 RISCHIO DI ROTTURA ACCIDENTALE

La rottura accidentale di un elemento rotante (la pala o un frammento della stessa) di un aerogeneratore ad asse orizzontale può essere considerato un evento raro, in considerazione della tecnologia costruttiva ed ai materiali impiegati per la realizzazione delle pale stesse.

Tuttavia, al fine della sicurezza, la stima della gittata massima di un elemento rotante assume un'importanza rilevante per la progettazione e l'esercizio di un impianto eolico.

Il rischio è considerato in questo contesto come combinazione di due fattori:

- la probabilità che possa accadere un determinato evento;
- La conseguenza (danno) in caso di avvenimento di tale evento.

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

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

Per ciò che concerne la prima tipologia di evento, vista la latitudine dell'area di progetto e le caratteristiche climatiche, la sua probabilità si può considerare trascurabile. 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 con materiali che limitano 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 di supervisione e controllo pale. Il sistema di controllo è basato su un sistema multiprocessore, che 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, in considerazione anche del loro elevato valore commerciale, sono oggetto di programmi di manutenzione molto accurati che per quanto riguarda le pale è 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. Proprio per questo motivo il sistema navicella-rotore-torre tubolare sarà protetto con parafulmini.

In conformità a quanto previsto dalla norma CEI 81-1 la classe di protezione sarà quella più alta (Classe I). In termini probabilistici ciò significa un livello di protezione del 98% (il 2% di probabilità che a fulminazione avvenuta si abbiano danni al sistema). Pertanto, può affermarsi che la probabilità che si produca un danno al sistema con successivi incidenti è molto limitata se non addirittura nulla.

Inoltre, è doveroso precisare che le turbine eoliche sono dotate di un sistema di sicurezza in grado di mandare in pausa la macchina a seguito di sbilanciamenti del rotore, eccessivo carico aerodinamico sulla pala o scostamenti sensibili tra velocità del vento e power curve.

Il danneggiamento di una pala che per quanto già spiegato evidentemente precede qualunque ipotesi di proiezione di un frammento della stessa farebbe funzionare il rotore in condizioni non bilanciate, e porterebbe necessariamente il sistema di sicurezza a rilevare almeno una delle tipologie di errori codificate come di seguito:

- “Tower Acceleration”: dovuto a un forte sbilanciamento del rotore.
- “Power Curve Error”: dovuto a un forte scostamento rispetto alla Power Curve attesa (che potrebbe essere generato da una variazione del profilo pala);
- “Tilt yaw Control”: dovuto ad un eccessivo carico sulla pala misurato da un sensore.

Ciascuna di queste anomalie mette la macchina in pausa, e ferma quindi il rotore in attesa di un intervento tecnico. Non è pertanto possibile che il rotore giri alla sua massima velocità se una delle pale è danneggiata, e quindi che scagli un frammento di pala alla massima velocità ipotizzabile.

Si richiama inoltre il fatto che il modello turbina eolica è dotato di un sistema di protezione contro le fulminazioni per la torre, per l’hub e per le pale. Pertanto, in caso di fulminazione di una delle pale del rotore, la corrente di fulminazione sarebbe scaricata a terra e non comporterebbe alcun danneggiamento della pala. Valgono, ovviamente, in caso di ipotetico danneggiamento da parte di un fulmine, le considerazioni fatte precedentemente.

Per quanto spiegato è del tutto evidente che, anche in caso di rottura del frammento di una pala, lo stesso rimarrebbe vincolato (sostanzialmente “appeso”) alla restante parte della pala e non sarebbe proiettato.



Figura 5-1 – Rottura parziale della pala senza distacco (Parco eolico DTE energy in Sigel Township, MICHIGAN)

Peraltro, anche nella assolutamente remota ipotesi di distacco del frammento, la maggior parte dell'energia cinetica sarebbe spesa per rompere il vincolo del frammento alla pala.

Si ritiene pertanto di confermare che l'unica condizione di proiezione di frammento ipotizzabile (non perché plausibile, ma esclusivamente perché si è in presenza di una giunzione bullonata e, quindi, di una discontinuità strutturale) è il distacco della pala dal rotore, per la quale valgono le considerazioni espone nella presente Relazione Tecnica specialistica.



Figura 5-2 – Rottura della pala completa con distacco dal rotore (Parco eolico PGE in Sherman County)



## 6 GITTATA-ANALISI TEORICA

Da un punto di vista teorico, non prendendo in considerazione le caratteristiche aerodinamiche proprie della pala, la gittata seguirà il moto a “giavellotto” del frammento.

Nella realtà la pala ha una complessità aerodinamica tale per cui il verificarsi di un moto a giavellotto è praticamente impossibile: 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.

### 6.1 Traiettoria della pala

La traiettoria iniziale della pala distaccata è determinata principalmente dall’angolo in corrispondenza del quale avviene il distacco e dall’azione esercitata dalle forze ed ai 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.

### 6.2 Tempo 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.

### 6.3 Distanza percorsa

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;
- dal tempo di volo.



## 6.4 Moto Rotazionale Complesso

Il moto reale della parte distaccata risulta molto complesso, poiché dipendente, come detto, dalle caratteristiche aerodinamiche di questa e dalle condizioni iniziali (rollio, imbardata e beccheggio della pala).

I casi puramente teorici di rottura e di volo con moto “a giavellotto” sono da escludersi data la complessità aerodinamica della pala, il suo peso (circa 65 t) e la presenza dell’azione del vento.

Il modello teorico che meglio caratterizza il moto delle parti (siano esse sezioni di pala e la pala intera) che hanno subito il distacco, e che più si avvicina al caso reale, è il modello “Complex Rotational Motion”, che permette di studiare il moto nel suo complesso, considerando i moti di rotazione intorno agli assi  $xx$ ,  $yy$ ,  $zz$ .

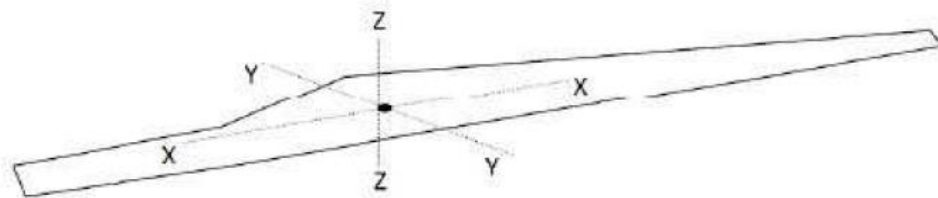


Figura 6.1 – Rappresentazione degli assi di rotazione

La rotazione della pala intorno all'asse  $zz$  è causata dalla conservazione del momento della quantità di moto: in caso di rottura, per il principio di conservazione, il generico spezzone tende a ruotare intorno all’asse ortogonale al proprio piano.

La rotazione intorno agli altri assi è dovuta alle azioni indotte dal vento incidente out of plane sulla pala/sezione di pala. In particolare, si genera:

- un momento intorno all'asse  $yy$ : centro di massa e centro aerodinamico della pala/sezione di pala non coincidono;
- un momento intorno all'asse  $xx$ : centro di massa della sezione di pala lungo la corda e il centro aerodinamico non coincidono.

La traiettoria iniziale è determinata principalmente dall'angolo di distacco/lancio e dalle forze inerziali agenti sulla pala/ frammento di pala: al momento del distacco, oltre all'impulso, agiscono anche i momenti di flapwise, edgewise e pitchwise.

Pertanto, il moto della parte distaccata sarà un moto rotazionale, su cui agisce anche la forza di gravità. La resistenza offerta dalla pala al moto sia in plane che out plane è generata dalla rotazione intorno agli assi  $xx$  e  $yy$ . La massima gittata della pala/frammento di pala è strettamente dipendente:

- dal numero di giri del rotore e quindi dalla velocità periferica della parte al momento del distacco;
- dalla posizione della pala nel momento del distacco;
- dalla dimensione del frammento;
- dal peso del frammento (più leggero è, più il suo moto è limitato dalle forze di attrito viscoso);
- dal profilo aerodinamico della pala/frammento di pala.



Di questi parametri si tiene sostanzialmente conto nello studio eseguito dalla PB Power Ltd per conto della società Vestas Wind System “VESTAS V80 – Blade throw calculation under normal operating conditions” (2001). Tale studio ha preso in considerazione due aerogeneratori aventi caratteristiche diverse da cui si può concludere:

- se effettuiamo un calcolo che tenga conto dei valori cinematici e geometrici del moto senza considerare gli effetti viscosi e soprattutto la complessità del moto rotazionale otteniamo valori di gittata più alti di quelli reali (valore teorico > valore reale);
- più che dalle dimensioni dell’aerogeneratore e dell’altezza della torre, i valori della gittata dipendono soprattutto dalla velocità di rotazione.

## 7 METODO DI CALCOLO

Nel seguente capitolo viene riportato il metodo di calcolo utilizzato per calcolare la massima gittata della pala della turbina.

L'ipotesi di partenza è che la pala si distacchi accidentalmente mentre il rotore è in movimento e venga poi proiettato in aria.

Il moto risultante sarà quello di un corpo libero, soggetto solo all'accelerazione di gravità e alla forza di attrito viscoso con l'aria. La sua dinamica risulta essere piuttosto complessa in quanto è governata da numerose variabili, come la forma dell'oggetto e la sua massa. Inoltre, la rottura della pala, combinata al movimento del rotore, imprimerà all'oggetto distaccato un moto roto-traslatorio di cui non è possibile prevedere la componente rotatoria.

Al fine del calcolo si assumerà, infatti, che il moto bidimensionale parabolico sia assimilato a quello di un corpo puntiforme avente massa e centro di gravità corrispondenti a quella dell'oggetto distaccato. È inoltre assunto che l'oggetto trasli senza ruotare, disponendosi in una posizione tale da offrire il minor attrito possibile con l'aria rispetto alle componenti orizzontali della sua velocità e, al contrario, massimo attrito rispetto a quelle verticali (massima portanza).

**Tutte queste assunzioni risultano conservative ai fini della gittata massima; in questo modo la gittata reale non sarà mai superiore a quella di seguito calcolata.**

Nel calcolo è stato considerato anche il contributo del vento in direzione perpendicolare al moto dell'oggetto (asse z).

I calcoli tengono conto della possibile rottura al variare dell'angolo di lancio.

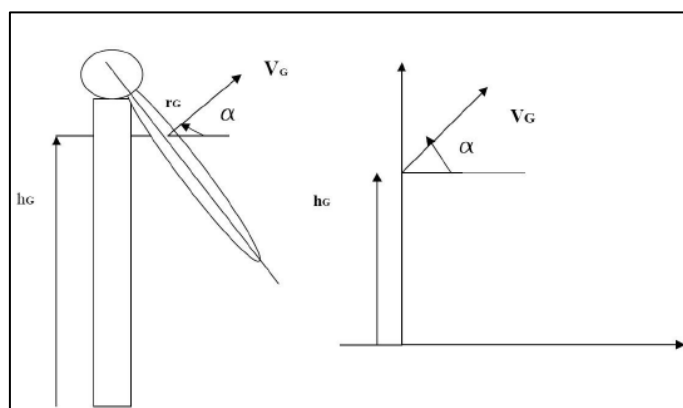


Figura 7-1 – Schematico del calcolo dell'angolo di rotazione

Inoltre, si tiene conto della direzione di rotazione delle pale rispetto al lato in cui si ritiene venga lanciato il detrito.

## 7.1 Calcolo della velocità periferica ( $v_0$ ) del centro di massa della pala

Si consideri il baricentro C di un corpo rotante, corrispondente al centro di massa di una pala della turbina eolica, che si muove di moto circolare uniforme. Il moto circolare uniforme è il moto di un corpo che si muove con velocità di modulo costante su una superficie piana e lungo una traiettoria circolare. La velocità angolare media  $\omega$  esprime la rapidità con cui il raggio, che collega il centro della circonferenza al corpo, descrive l'angolo al centro corrispondente all'arco di circonferenza, percorso dal corpo. Il modulo della velocità angolare media è il rapporto tra lo spostamento angolare del corpo e l'intervallo impiegato a compiere tale spostamento è:

$$\omega = \frac{2\pi n}{60} [\text{rad/sec}]$$

Si indichi con n il numero di giri al minuto primo compiuti dal corpo in movimento circolare. Tenuto conto che a ogni giro l'angolo descritto dal corpo in movimento è pari a  $2\pi$  radianti, per n giri si avrà  $2\pi n$  radianti/minuto, che è appunto la velocità angolare  $\omega$  al minuto del corpo in movimento.

La relazione fra le due velocità, angolare e periferica, è:

$$V_0 = \omega * r_C$$

Ovvero:

$$V_0 = \frac{2\pi r_C n}{60} [\text{m/s}]$$

## 7.2 Modello di calcolo senza attrito dell'aria

Considerando la tipica traiettoria parabolica di un grave in caduta

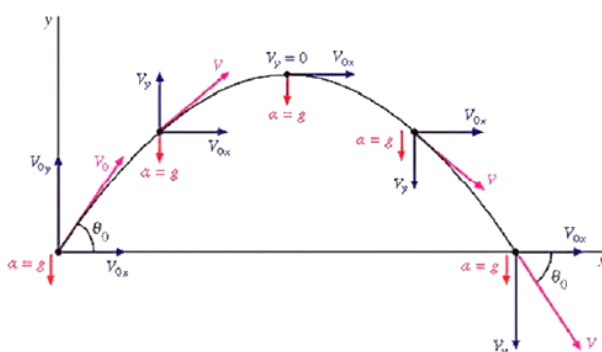


Figura 7-2 – Rappresentazione del moto parabolico



e le equazioni del moto corrispondente, considerando che il moto lungo l'asse x è rettilineo uniforme e lungo l'asse y è uniformemente accelerato:

$$\begin{aligned}v_x &= v_{0x} & x &= x_0 + v_{0x}t \\v_y &= gt + v_{0y} & y &= -1/2gt^2 + v_{0y}t + y_0\end{aligned}$$

dove g è l'accelerazione di gravità e t il tempo del moto.

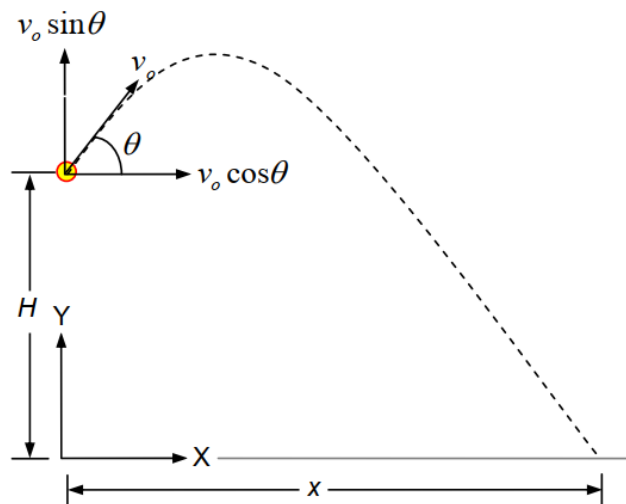
Applicando queste formule e risolvendo l'equazione del moto, trascurando la resistenza dell'aria, con una serie di passaggi si perviene alla formula di calcolo della gittata massima:

$$\text{Gittata}_{\max} = v_{x0} \frac{v_{y0} + \sqrt{v_{y0}^2 + 4\left(\frac{1}{2}g \cdot H_G\right)}}{g}$$

### 7.3 Modello di calcolo con attrito dell'aria

Un corpo in movimento attraverso l'aria è soggetto alla forza di attrito che ha verso opposto alla direzione della sua velocità ed è funzione di quest'ultima, della sua geometria e della densità dell'aria. Quindi una trattazione più sofisticata del problema è necessaria per ottenere dei risultati più pertinenti alla realtà-

Si riporta di seguito la trattazione matematica:



Equazioni del moto

$$\begin{aligned}x &= x_0 + v_{x0}t + \frac{1}{2}a_x t^2 \\y &= y_0 + v_{y0}t + \frac{1}{2}a_y t^2\end{aligned}$$

Dove viene contabilizzato il contributo sia della forza di gravità che della forza di drag Fd (o resistenza aerodinamica)



$$\{\vec{F}_G\} = \begin{Bmatrix} 0 \\ 0 \\ -mg \end{Bmatrix}$$

$$\vec{F}_D = -\frac{1}{2} \rho C_D A |\vec{v}_R|^2 \hat{v}_R$$

$$\vec{F}_D + \vec{F}_G = \vec{F}_I = m \{\vec{a}\}$$

$$\{\vec{v}\}_{i+1} = \{\vec{v}_R\}_i + \{\vec{a}\}_i \Delta t$$

La risoluzione del moto prevede metodi iterativi poiché la risoluzione analitica considerando la resistenza dell'aria come funzione quadratica della velocità è di risoluzione non banale.

In accordo con /a9/ il coefficiente di drag medio per casi simili tenendo in conto di traiettorie di pale eoliche è stato considerato pari a 1.00.

## 8 GITTATA MASSIMA DELLA PALA

Per il calcolo della gittata massima è evidente che  $v_{x0}$ ,  $v_{y0}$  ed  $H_g$  dipendono dall'angolo  $\theta$ , a cui avviene il distacco della pala e pertanto tale valore sarà calcolato per valori di  $\theta$  che variano:

- da  $0^\circ$  (pala in verticale) a  $90^\circ$  (pala in orizzontale);
- da  $180^\circ$  (pala in orizzontale) a  $270^\circ$  (pala in verticale).

Al valore della gittata calcolato con questa formula andrà sommata/sottratta la distanza  $X_g$  del baricentro della pala rispetto all'asse della torre al momento del distacco e sommata la distanza del vertice della pala dal baricentro  $L_g = 90.2$  m.

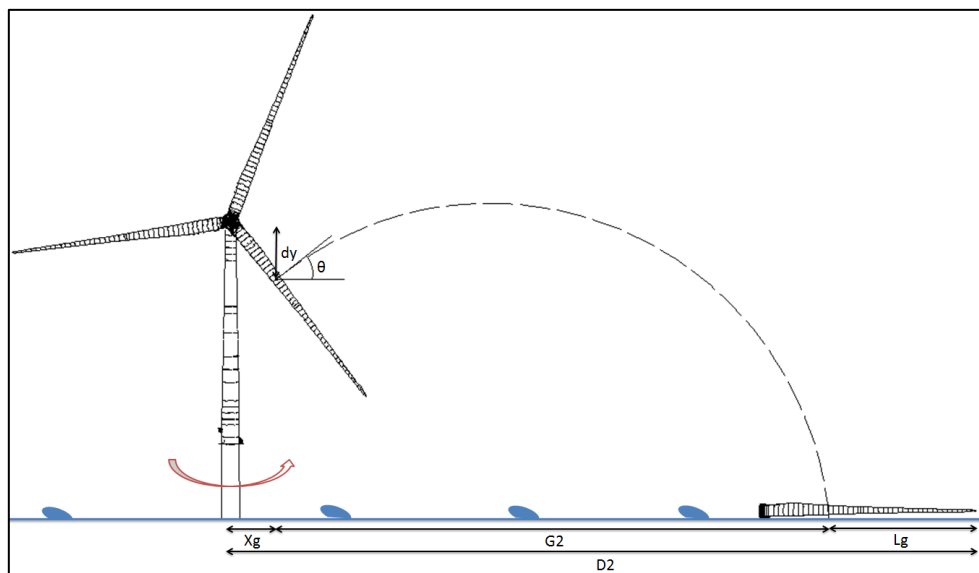


Figura 8-1 –Parametri principali per il calcolo del distacco della pala per angoli compresi tra  $0^\circ$  e  $90^\circ$

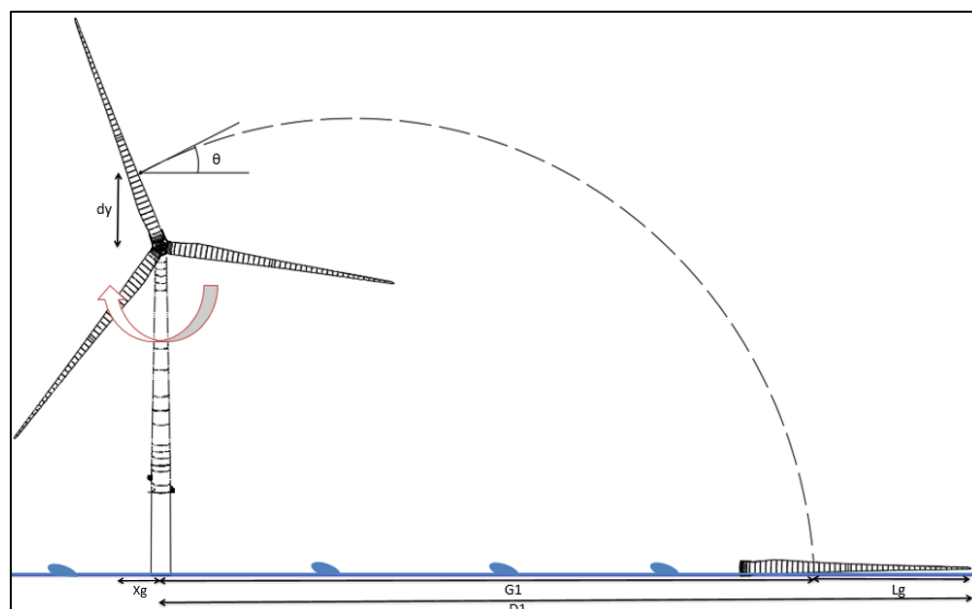


Figura 8-2 –Parametri principali per il calcolo del distacco della pala per angoli compresi tra  $180^\circ$  e  $270^\circ$





## 8.1 Gittata massima della pala senza attrito dell'aria

Un moto parabolico (detto anche moto del proiettile) è il moto di un corpo che, partendo con una certa velocità iniziale e un certo angolo, percorre una traiettoria parabolica sotto l'azione della sola accelerazione di gravità.

**In questo capitolo, infatti, ci si porrà nella condizione più conservativa possibile, ovvero trascurando la forza di attrito viscoso dell'aria e la complessità del moto rotazionale, ovvero la rotazione della pala durante il moto di caduta, condizioni reali che attenuano i valori di gittata massima.**

Nella Tabella 8.1 vengono riportati i valori di gittata max al variare degli angoli di distacco descritti nel capitolo 8.

Angolo	Gittata max	Angolo	Gittata max
°	m	°	m
0	208	180	60
5	215	185	78
10	221	190	96
15	228	195	113
20	231	200	131
25	235	205	147
30	236	210	162
<b>35</b>	<b>237</b>	215	177
40	234	220	189
45	231	225	201
50	225	230	210
55	217	235	220
60	208	240	226
65	197	245	232
70	184	250	235
75	169	255	235
80	154	260	236
85	137	265	236
90	120	270	234

Tabella 8.1 – Valori di gittata al variare dell'angolo di rotazione per distacco della pala

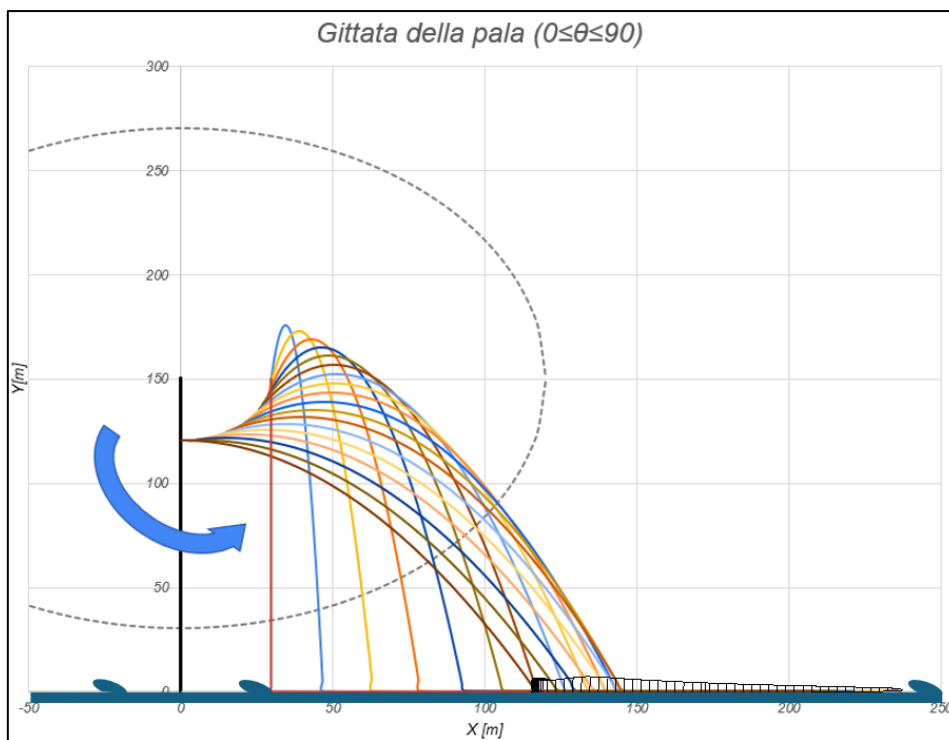


Figura 8-3 – Rappresentazione dei valori di gittata al variare dell'angolo di rotazione per distacco della pala senza attrito dell'aria

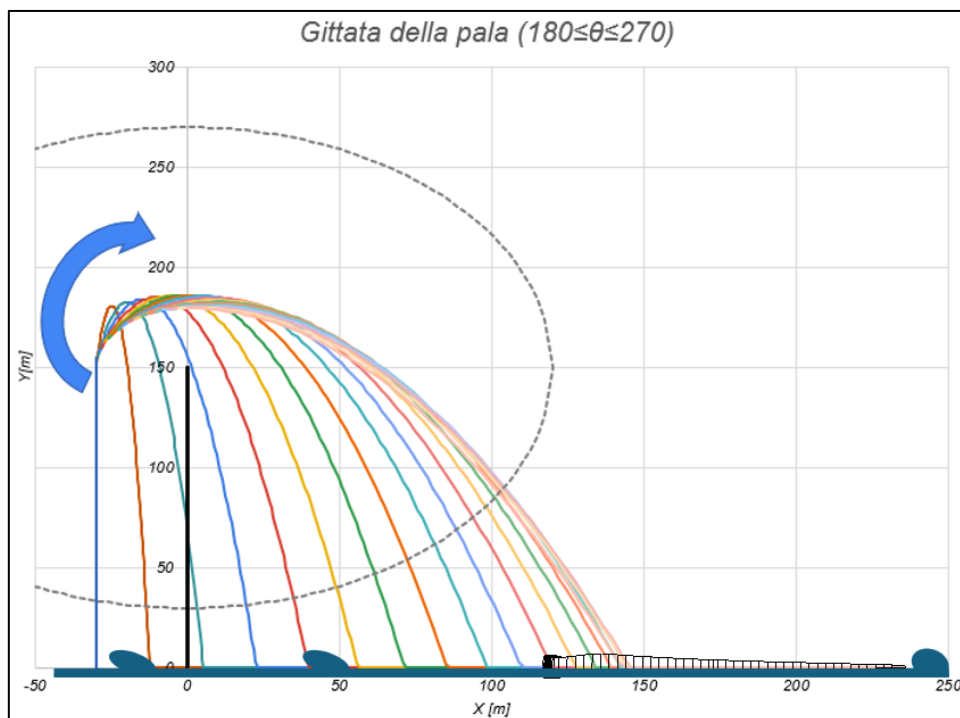


Figura 8-4 – Rappresentazione dei valori di gittata al variare dell'angolo di rotazione per distacco della pala senza attrito dell'aria

Dalla tabella si evince che il valore della gittata massimo ottenuto dal calcolo si ha con l'angolo  $\alpha = 35^\circ$  per il quale il punto estremo della pala potrà (teoricamente) raggiungere la distanza di circa **237 m** dal centro della torre tubolare.



### 8.1.1 Valutazione con turbina alternativa di progetto senza attrito dell'aria

Nella Tabella 8.2 vengono riportati i valori di gittata max al variare degli angoli di distacco descritti nel capitolo 8 per la turbina di dimensioni maggiori (Diametro 280m e altezza del mozzo pari a 170m).

Angolo	Gittata max	Angolo	Gittata max
°	m	°	m
0	239	180	72
5	248	185	92
10	255	190	112
15	260	195	132
20	266	200	151
25	270	205	170
30	270	210	187
<b>35</b>	<b>271</b>	215	203
40	268	220	218
45	264	225	231
50	257	230	241
55	250	235	250
60	239	240	258
65	225	245	264
70	211	250	268
75	195	255	271
80	178	260	270
85	159	265	270
90	140	270	269

Tabella 8.2 – Valori di gittata al variare dell'angolo di rotazione per distacco della pala

Dalla tabella si evince che il valore della gittata massimo ottenuto dal calcolo si ha con l'angolo  $\alpha = 35^\circ$  per il quale il punto estremo della pala potrà (teoricamente) raggiungere la distanza di circa **271 m** dal centro della torre tubolare.



## 8.2 Gittata massima della pala con attrito dell'aria

In questo capitolo ci si porrà nella condizione più realistica, ovvero considerando la forza di attrito dell'aria che tenga in conto del moto rotazionale della pala come descritto nella metodologia in sezione 7.3.

Nella Tabella 8.3 vengono riportati i valori di gittata max al variare degli angoli di distacco descritti nel capitolo 8.

Angolo	Gittata max	Angolo	Gittata max
°	m	°	m
0	186	180	60
5	192	185	74
10	196	190	88
15	201	195	101
20	204	200	114
25	205	205	127
<b>30</b>	<b>207</b>	210	138
35	206	215	148
40	205	220	158
45	203	225	167
50	199	230	175
55	193	235	181
60	187	240	187
65	178	245	191
70	169	250	195
75	158	255	198
80	146	260	200
85	134	265	201
90	120	270	201

Tabella 8.3 – Valori di gittata al variare dell'angolo di rotazione per distacco della pala

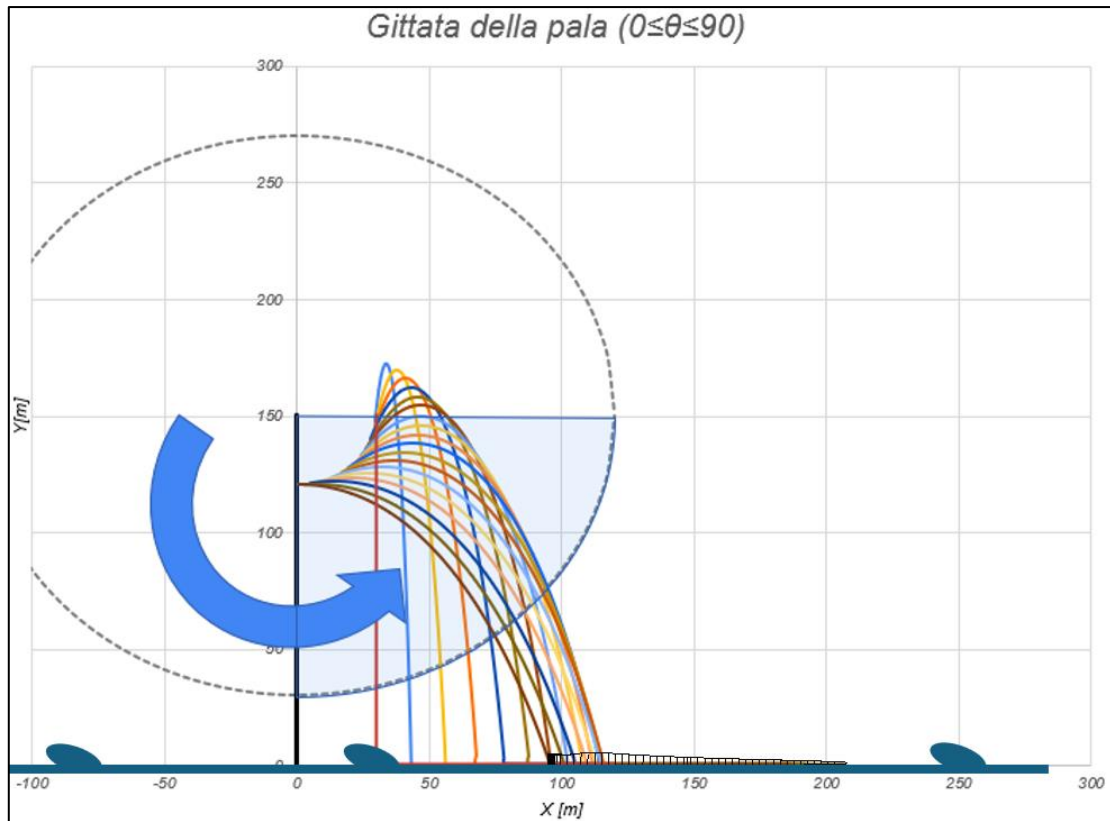


Figura 8-5 – Rappresentazione dei valori di gittata al variare dell'angolo di rotazione per distacco della pala

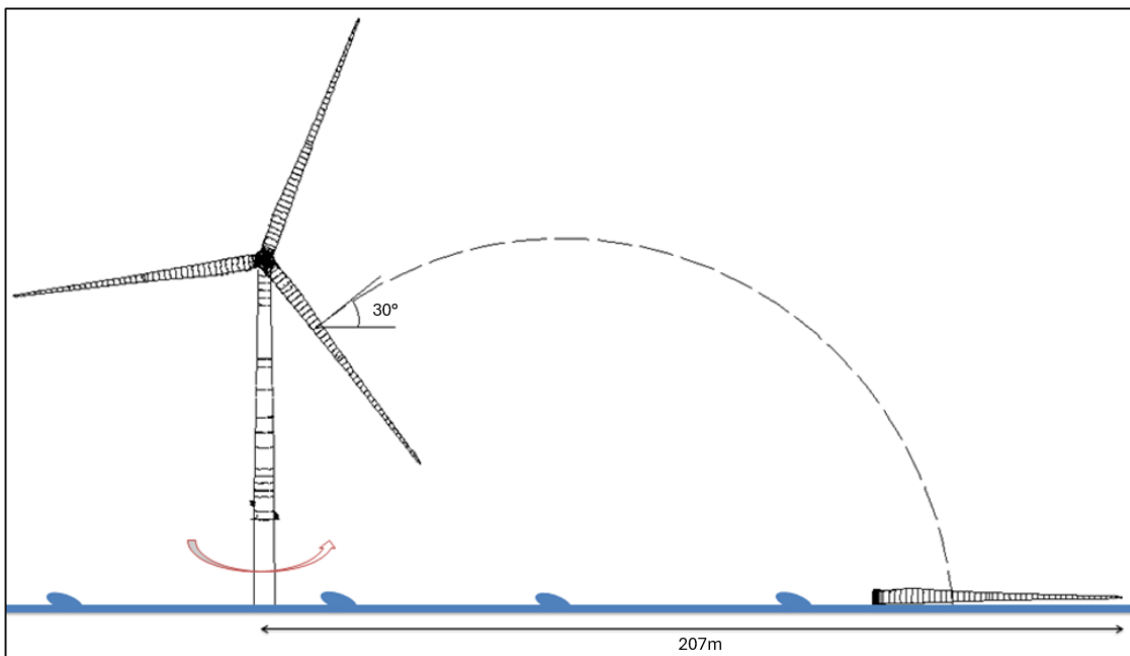


Figura 8-6 – Rappresentazione della gittata massima della pala intera per angolo di 30°

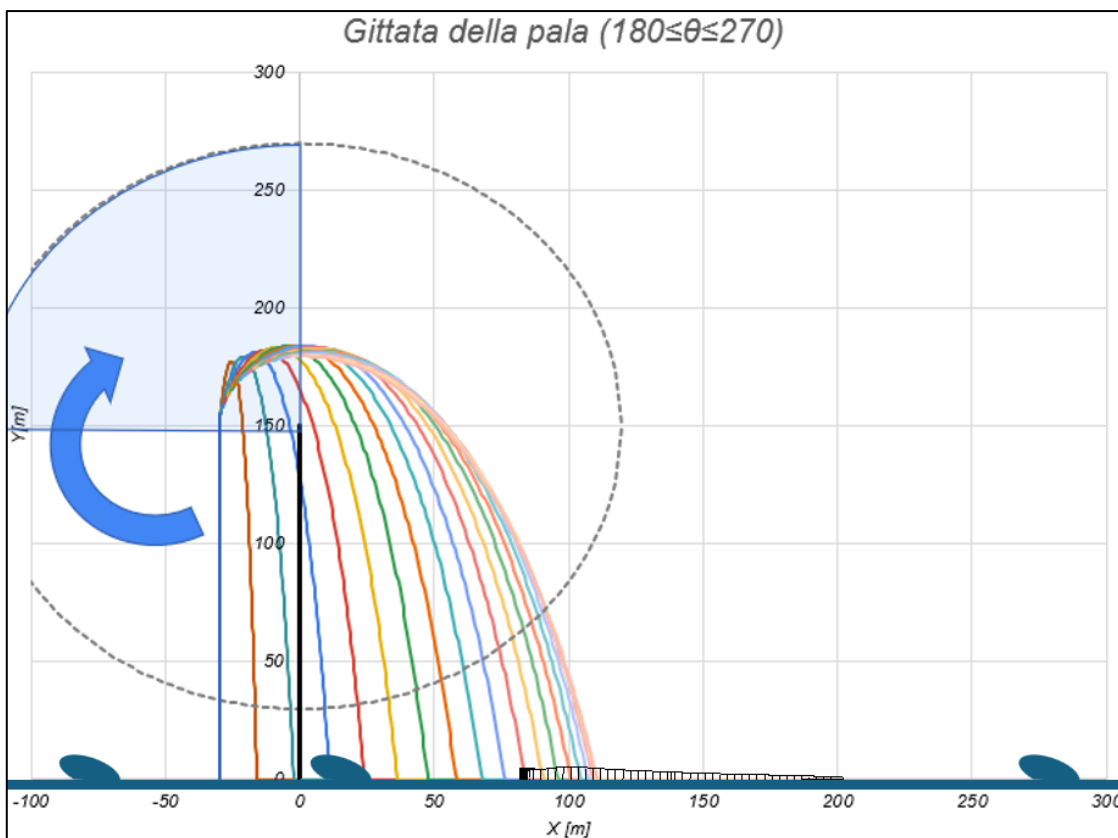


Figura 8-7 – Rappresentazione dei valori di gittata al variare dell’angolo di rotazione per distacco della pala

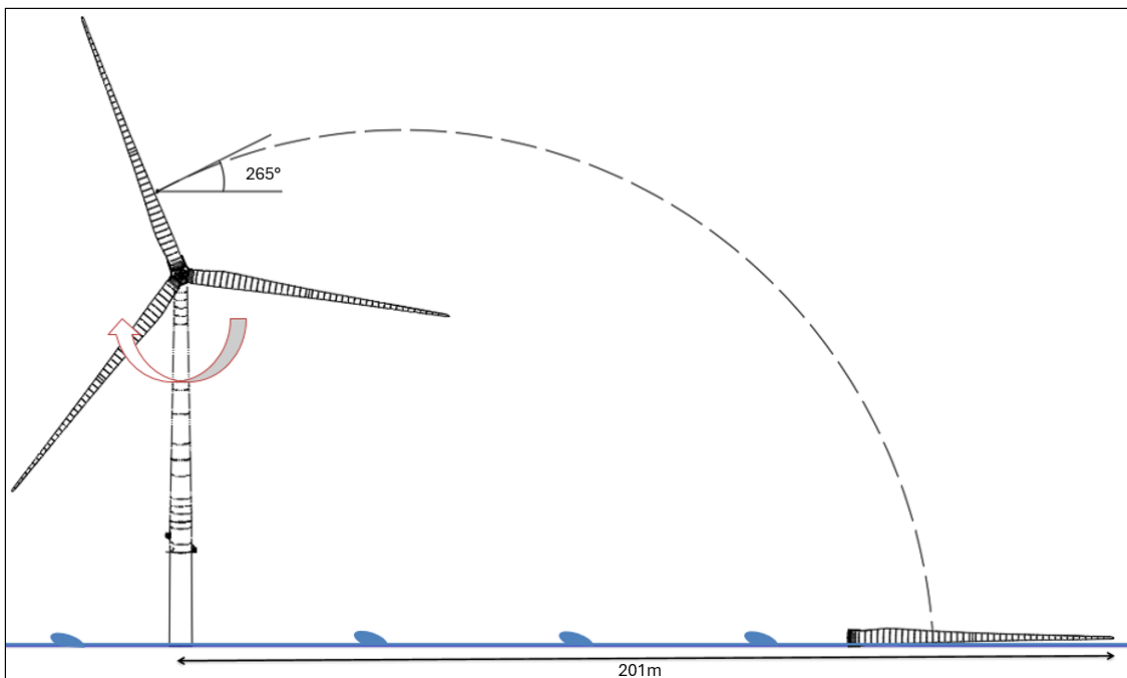


Figura 8-8 – Rappresentazione della gittata massima della pala intera per angolo di 265°

Dalla tabella si evince che il valore della gittata massimo ottenuto dal calcolo si ha con l’angolo  $\alpha = 30^\circ$  per il quale il punto estremo della pala potrà (teoricamente) raggiungere la distanza di circa **207 m** dal centro della torre tubolare.



### 8.2.1 Valutazione con turbina alternativa di progetto con attrito dell'aria

Nella Tabella 8.4 vengono riportati i valori di gittata max al variare degli angoli di distacco descritti nel capitolo 8.

Angolo	Gittata max	Angolo	Gittata max
°	m	°	m
0	214	180	72
5	219	185	88
10	224	190	103
15	229	195	118
20	232	200	132
25	235	205	146
<b>30</b>	<b>236</b>	210	159
35	236	215	170
40	234	220	181
45	232	225	191
50	227	230	199
55	221	235	207
60	214	240	213
65	205	245	218
70	194	250	223
75	182	255	226
80	169	260	228
85	155	265	229
90	140	270	229

Tabella 8.4 – Valori di gittata al variare dell'angolo di rotazione per distacco della pala

Dalla tabella si evince che il valore della gittata massimo ottenuto dal calcolo si ha con l'angolo  $\alpha = 30^\circ$  per il quale il punto estremo della pala potrà (teoricamente) raggiungere la distanza di circa **236 m** dal centro della torre tubolare.





## 9 CONCLUSIONI

Conformemente ai contenuti del Paragrafo 7.1. “Analisi dei possibili incidenti”, Capitolo 7 “INCIDENTI” dell’ALLEGATO 4 (punti 14.9, 16.3 e 16.5) “Impianti eolici: elementi per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio” del D.M. 10 settembre 2010 “Linee guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili 10A11230”, il quale stabilisce che: «E’ opportuno prendere in esame l’idoneità delle caratteristiche delle macchine, in relazione alle condizioni meteorologiche estreme del sito. In tal senso (...Omissis...) - andrebbe valutata la gittata massima degli elementi rotanti in caso di rottura accidentale», è stata valutata la gittata massima degli elementi rotanti dei n. 50 aerogeneratori del parco eolico, in caso di rottura accidentale di una pala.

Ai fini dei calcoli è stato impiegato il modello di turbina eolica IEA Wind 15-MW progettata dalla collaborazione tra NREL e DTU.

Oltre a questo modello di turbina, al fine di suggerire un’alternativa al modello di turbina utilizzato, è stata valutata una configurazione alternativa che prevede l’utilizzo di un modello di turbina più grande che prevede delle pale di 280m di diametro del rotore ed un’altezza del mozzo pari a 170m sul livello del mare (IEA Wind 22-Megawatt).

Sulla scorta del “Worst Case Scenario”, ovvero delle ipotesi più gravose in termini di condizioni al contorno (condizioni di massima sicurezza) è risultato che la distanza massima degli elementi rotanti, in caso di rottura accidentale, risulta essere pari a **271 m** (calcolo teorico che trascura l’attrito dell’aria per il modello di turbina IEA Wind 22-Megawatt). Volendo ridurre di conservativismo e considerare uno scenario più realistico con l’attrito dell’aria, potrebbe essere considerata una gittata pari a **236 m** (con modello IEA Wind 22-Megawatt).

La quantificazione dell’ampiezza dell’area interdotta alla navigazione passa per il calcolo del buffer di sicurezza attorno al generico aerogeneratore. Per quest’ultimo si è considerato l’effetto sovrapposto del distacco della pala e massima ampiezza del moto della piattaforma, ipotizzando in via conservativa la somma delle due distanze indicate.

Per quanto detto, si dovrebbe attuare un buffer circolare di sicurezza attorno alla posizione dell’aerogeneratore di raggio di almeno **400 m** tenendo in conto conservativamente di arrotondare i 271m a 300m, aggiungendo 50m di offset ammissibili della struttura galleggiante più 50m di sicurezza aggiuntiva. Si tiene presente che normalmente per le piattaforme marine una distanza minima di sicurezza di 500m viene attuata da un punto di vista della sicurezza navigazione.

Alla luce delle considerazioni sopra esposte si può affermare che la realizzazione delle turbine nelle aree individuate non costituirebbe pericolo in caso di distacco di pala dal mozzo del rotore né di interferenza tra le turbine la cui distanza minima è sempre maggiore di **1600m** e nell’area di pertinenza di ciascun aerogeneratore non ricadono ricettori fissi come ad esempio piattaforme a mare.

Vanno però inoltre considerati in generale i rischi della navigazione come riportato nella “REL\_17-RELAZIONE TECNICA VALUTAZIONE RISCHI DELLA NAVIGAZIONE” e la presenza di cavi di ancoraggio per la fondazione nonché cavi dinamici di interarray che suggeriscono di interdire l’intera area del parco al normale traffico marittimo.



Per quanto concerne la definizione delle aree interdette alla navigazione, comprendenti le ampiezze delle fasce di sicurezza perimetrali, tale compito sarà svolto dalla competente Autorità Marittima.



## 10 RIFERIMENTI

- /A1/IEA Wind TCP Task 37 – Technical Report (March 2020) – “Definition of the IEA Wind 15-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine”
- /A2/ Health effects and wind turbines: A review of the literature, Knopper L D and Ollson CA. – Environmental Health, 10:78; 2011;
- /A3/ Adverse health effects of industrial wind turbines: a preliminary report, Nissenbaum M, Aramini J, Hanning C – 10th International Congress on Noise as a Public Health Problem (ICBEN); London, UK; 2011;
- /A4/ “VESTAS V80 BLADE THROW CALCULATION UNDER NORMAL OPERATING CONDITIONS”, PB Power Ltd. (July 2001);
- /A5/ Recommendations of Risk assessment of ice throw and Blade Failure in Ontario – Canadian Wind Energy Association – M.P. Leblanc – Garrad Hassan”
- /A6/ D.M. 10 settembre 2010 “Linee guida per l’autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili 10A11230”
- /A7/ “VESTAS 0067-7060\_V00 - General Description 4MW Platform”, Par. 8.1., VESTAS;
- /A8/ “VESTAS 0065-1415 V00 - Technical description of a 67 m blade”, VESTAS;
- /A9/ “Macqueen J. F., Ainslie J.F., Milborrow D.J., Turner D.M., and Swift-Hook D.T. (1983). Risks associated with wind turbine blade failures IEE Proceedings Vol. 130, Part A, No. 9 “
- /A10/IEA Wind TCP Task 55 – Technical Report (April 2024) – “Definition of the IEA Wind 22-Megawatt Offshore Reference Wind Turbine”