

**RICCIA – TUFARA  
- GAMBATESA**

**REGIONE MOLISE**

**PROVINCIA DI  
CAMPOBASSO**

**IMPIANTO EOLICO DA 55 MW COMPOSTO DA N. 10  
AEROGENERATORI RICADENTI NEI COMUNI DI RICCIA,  
TUFARA E GAMBATESA IN PROVINCIA DI CAMPOBASSO,  
CON RELATIVE OPERE ED INFRASTRUTTURE**

**PROGETTO DEFINITIVO**

**STUDIO DEGLI EFFETTI DELLO SHADOW FLICKERING**

Proponente:

**EN.IT s.r.l.**  
Via Antonio Locatelli n.1  
37122 Verona  
P.IVA 04642500237  
www.enitspa.it  
enitsrl@pec.enitspa.it

Progettazione:

**WH Group s.r.l.**  
Via A. Locatelli n.1 - 37122 Verona (VR)  
P.IVA 12336131003  
ingegneria@enitgroup.eu

Ing. Antonio Tartaglia



Spazio riservato agli Enti:

File: 2022030_6.12_ShadowFlickering		Cod. 2022030		Scala: ---	
<b>6.12</b>	<b>Rev.</b>	<b>Data</b>	<b>Descrizione</b>	<b>Redatto</b>	<b>Approvato</b>
	00	24/07/2023	Prima emissione	A. Tartaglia	S.M. Caputo
<b>WH Group s.r.l.</b>   Via A. Locatelli n.1 - 37122 Verona (VR) – P.IVA 12336131003   <a href="mailto:ingegneria@enitgroup.eu">ingegneria@enitgroup.eu</a>					

## INDICE

<b>1</b>	<b>PREMESSA</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>DATI DI PROGETTO</b>	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>PROGETTO DELL'OPERA</b>	<b>6</b>
3.1	Localizzazione dell'impianto	6
3.2	Caratteristiche generali della centrale eolica	9
3.3	Tipologia di aerogeneratore	10
3.4	Cabine di consegna	11
3.5	Infrastrutture e opere civili	12
3.5.1	<i>Strade di accesso e viabilità di servizio</i>	12
3.5.2	<i>Cavidotti</i>	13
3.5.3	<i>Fondazioni aerogeneratore</i>	13
3.5.4	<i>Piazzole aerogeneratore</i>	14
3.6	Alimentazione ausiliari	15
<b>4</b>	<b>ANALISI DELL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA</b>	<b>15</b>
<b>5</b>	<b>EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO EOLICO IN PROGETTO</b>	<b>17</b>
5.1	Shadow flicker	17
5.2	Problematiche legate all'effetto	18
5.3	Parametri di condizionamento dell'effetto	20
5.4	Intensità dell'effetto	21
<b>6</b>	<b>MODELLO DI CALCOLO</b>	<b>22</b>
<b>7</b>	<b>CONCLUSIONI</b>	<b>24</b>

### Indice delle figure

Figura 1	– Inquadramento dell'impianto eolico su confini amministrativi comunali	8
Figura 2	– Le opere in progetto sono localizzate in prossimità del confine tra il bacino del fiume Volturno e quello del fiume Fortore	9
Figura 3	– Tipico dell'aerogeneratore in progetto, con dimensioni di ingombro	11
Figura 4	– Piazzola permanente tipo	15
Figura 5	– Esempio di individuazione dell'altezza e dell'azimut per un corpo celeste	16
Figura 6	– Rappresentazione schematica della traiettoria e della posizione del sole durante i solstizi e gli equinozi	17
Figura 7	– Esempio di proiezione dell'ombra di una turbina eolica su dei potenziali recettor	18
Figura 8	– Rappresentazione della proiezione dell'ombra di una turbina eolica sul terreno	19
Figura 9	– Esempio di calcolo della proiezione dell'ombra di una turbina eolica sul terreno in funzione della posizione del sole	22
Figura 10	– Carta degli ombreggiamenti cumulati	23

### Indice delle tabelle

Tabella 1	– Inquadramento particellare delle opere in progetto	7
Tabella 2	– Localizzazione e principali caratteristiche degli aerogeneratori	8

## I PREMESSA

La presente relazione descrive tecnicamente lo studio sugli effetti dello shadow flickering prodotto dalla centrale di conversione dell'energia eolica in energia elettrica da realizzarsi nell'agro del Comune di Riccia, Tufara e Gambatesa, in Provincia di Campobasso.

Le opere, data la loro specificità, sono da intendersi di interesse pubblico, indifferibili ed urgenti ai sensi di quanto affermato dall'art. 1 comma 4 della legge 10/91 e ribadito dall'art. 12 comma 1 del Decreto Legislativo 387/2003, nonché urbanisticamente compatibili con la destinazione agricola dei suoli come sancito dal comma 7 dello stesso articolo del decreto legislativo.

Tutta la progettazione è stata sviluppata utilizzando tecnologie ad oggi disponibili sul mercato europeo; dal momento della progettazione definitiva alla realizzazione potranno cambiare le tecnologie e le caratteristiche delle componenti principali, ma resteranno invariate le caratteristiche complessive e principali dell'intero impianto in termini di potenza massima di produzione, occupazione del suolo e ingombri.

La disposizione delle turbine eoliche è stata valutata tenendo in considerazione sia la componente paesaggistica e ambientale (minore impatto ambientale) che quella tecnica (migliore resa energetica a parità di costi dell'impianto).

I principali condizionamenti alla base delle scelte progettuali sono legati ai seguenti aspetti:

- ❖ normativa in vigore;
- ❖ presenza di risorse ambientali e paesaggistiche;
- ❖ vincoli territoriali ed urbanistici;
- ❖ salvaguardia ed efficienza degli insediamenti;
- ❖ presenza di infrastrutture (rete elettrica di trasmissione, viabilità, etc.) e di altri impianti;
- ❖ orografia e caratteristiche del territorio, soprattutto in funzione della producibilità eolica;
- ❖ efficienza e innovazione tecnologica.

Il progetto prevede una potenza complessiva di 55 MW, articolata in 10 aereogeneratori di cui 5 da 5 MW e 5 da 6 MW. Insieme agli aereogeneratori, le opere e le infrastrutture connesse oggetto del presente procedimento autorizzativo sono:

- ❖ le piazzole nelle vicinanze dell'aereogeneratore per l'installazione e la futura manutenzione delle torri;
- ❖ le viabilità di accesso agli aereogeneratori;
- ❖ le cabine di consegna MT;
- ❖ Doppio cavidotto interrato di MT (30 kV) di collegamento degli aereogeneratori per una lunghezza totale di scavo pari a 27,70 km, ricadenti nel comune di

Cercemaggiore, Riccia, Tufara e Gambatesa, in provincia di Campobasso e nel comune di Castelpagano, in provincia di Benevento;

La realizzazione delle opere dovrà essere preceduta da approvazione da parte della Committenza e dalla presentazione della documentazione necessaria l'autorizzazione e l'esecuzione delle opere stesse, nonché dalla redazione di progetto esecutivo.

L'impianto dovrà essere eseguito nel rispetto di tutte le prescrizioni tecniche nel seguito indicate, nonché nel totale rispetto delle disposizioni legislative, regolamentari e normative vigenti, quando siano applicabili, anche se non direttamente richiamate all'interno della presente relazione.

**2 DATI DI PROGETTO**

Proponente	<b>EN.IT s.r.l.</b>			
Sede legale	Via Antonio Locatelli n.1 37122 Verona (VR) enitsrl@pec.enitspa.it P.IVA 04642500237			
<b>SITO</b>				
Ubicazione delle WTG	Comune di Riccia (CB) Comune di Tufara (CB) Comune di Gambatesa (CB)			
Uso	Terreno agricolo			
Dati catastali delle WTG		<b>Comune</b>	<b>Foglio</b>	<b>P.IIa</b>
	<b>WTG 1</b>	Gambatesa	38	128
	<b>WTG 2</b>	Tufara	11	203
	<b>WTG 3</b>	Gambatesa	40	153
	<b>WTG 4</b>	Gambatesa	44	208
	<b>WTG 5</b>	Gambatesa	42	61
	<b>WTG 6</b>	Tufara	26	6
	<b>WTG 7</b>	Tufara	35	154
	<b>WTG 8</b>	Tufara	35	170
	<b>WTG 9</b>	Riccia	66	133
	<b>WTG 10</b>	Riccia	70	214

Proponente	EN.IT s.r.l.					
Localizzazione delle WTG	Geografiche WGS84		WGS84 UTM33T		Quota slm (m)	
	LAT	LONG	E	N		
	WTG 1	41,494661	14,924939	493734.686	4593674.210	718,604
	WTG 2	41.489.847	14,9221	493497.150	4593045.941	771,625
	WTG 3	41,484289	14,91735	493100.135	4592523.299	836,924
	WTG 4	41,477006	14,915214	492921.023	4591714.922	879,561
	WTG 5	41,486847	14,904992	492068.764	4592808.345	654,594
	WTG 6	41,468703	14,985523	498791.128	4590789.766	792,209
	WTG 7	41,450292	14,903161	491911.371	4588750.231	933,054
	WTG 8	41,449353	14,896953	491392.714	4588646.583	974,372
	WTG 9	41,432122	14,838669	486520.815	4586741.066	917,741
WTG 10	41,445242	14,882431	490179.103	4588191.734	774,043	
DATI TECNICI						
Potenza nominale	55 MW					
Tipo di intervento richiesto:	Nuovo impianto		SI			
	Trasformazione		SI			
	Ampliamento		NO			
Dati del collegamento elettrico	Descrizione della rete di collegamento		MT neutro isolato			
	Tensione nominale (Un)		Trasporto 30.000 V Consegna 36.000 V			
	Vincoli della Società Distributrice da rispettare		Normativa TERNA			
Misura dell'energia	Contatore proprio nel punto di consegna per misure GSE, UTF. Contatore proprio e UTF sulla MT per la misura della produzione					
Punto di Consegna	Nuove stazioni di trasformazione su linea " Campobasso CP – Castelpagano "					

### 3 PROGETTO DELL'OPERA

#### 3.1 Localizzazione dell'impianto

Il presente progetto è finalizzato alla costruzione di una centrale eolica per la produzione di energia elettrica da ubicarsi nel Comune di Riccia, Tufara e Gambatesa, e con l'installazione delle opere ed infrastrutture connesse (cabine elettriche di consegna, rete elettrica interrata a 30 kV, strade di accesso alle WTG in fase di cantiere e di esercizio).

In particolare, 2 aerogeneratori sorgeranno nel comune di Riccia, 4 aerogeneratore nel comune di Tufara e 4 aerogeneratori nel comune di Gambatesa.

La centrale eolica catastalmente è così identificabile:

<i>ID</i>	<i>Comune</i>	<i>Foglio</i>	<i>P.lle</i>
<b>WTG 1</b>	Gambatesa	38	128
<b>WTG 2</b>	Tufara	11	203
<b>WTG 3</b>	Gambatesa	40	153
<b>WTG 4</b>	Gambatesa	44	208
<b>WTG 5</b>	Gambatesa	42	61
<b>WTG 6</b>	Tufara	26	6
<b>WTG 7</b>	Tufara	35	154
<b>WTG 8</b>	Tufara	35	170
<b>WTG 9</b>	Riccia	66	133
<b>WTG 10</b>	Riccia	70	214

**Tabella 1 – Inquadramento particellare delle opere in progetto**

Per garantire l'accesso alle WTG saranno realizzate delle nuove strade brecciate ed alcuni adeguamenti alla viabilità esistente. Infine, durante la fase di cantiere saranno realizzate delle strade e delle piazzole temporanee.

Facendo riferimento agli elaborati grafici di inquadramento allegati, segue una tabella con indicazione delle coordinate (UTM/WGS84 - Fuso 33) e dimensioni verticali degli aerogeneratori che costituiscono l'impianto eolico:

	<i>Altezza mozzo (m)</i>	<i>Diametro rotore (m)</i>	<i>Potenza (MW)</i>	<i>Est</i>	<i>Nord</i>	<i>Quota slmm (m)</i>
<b>WTG1</b>	125	150	5.00	493734.686	4593674.210	718,604
<b>WTG2</b>	125	150	5.00	493497.150	4593045.941	771,625
<b>WTG 3</b>	125	150	5.00	493100.135	4592523.299	836,924
<b>WTG4</b>	125	150	5.00	492921.023	4591714.922	879,561
<b>WTG5</b>	125	150	5.00	492068.764	4592808.345	654,594
<b>WTG6</b>	125	150	6.00	498791.128	4590789.766	792,209

<b>WTG7</b>	125	150	6.00	491911.371	4588750.231	933,054
<b>WTG8</b>	125	150	6.00	491392.714	4588646.583	974,372
<b>WTG9</b>	125	150	6.00	486520.815	4586741.066	917,741
<b>WTG10</b>	125	150	6.00	490179.103	4588191.734	774,043

Tabella 2 – Localizzazione e principali caratteristiche degli aerogeneratori

A seguire un inquadramento del layout dell’impianto, in cui sono mostrate le posizioni degli aerogeneratori.

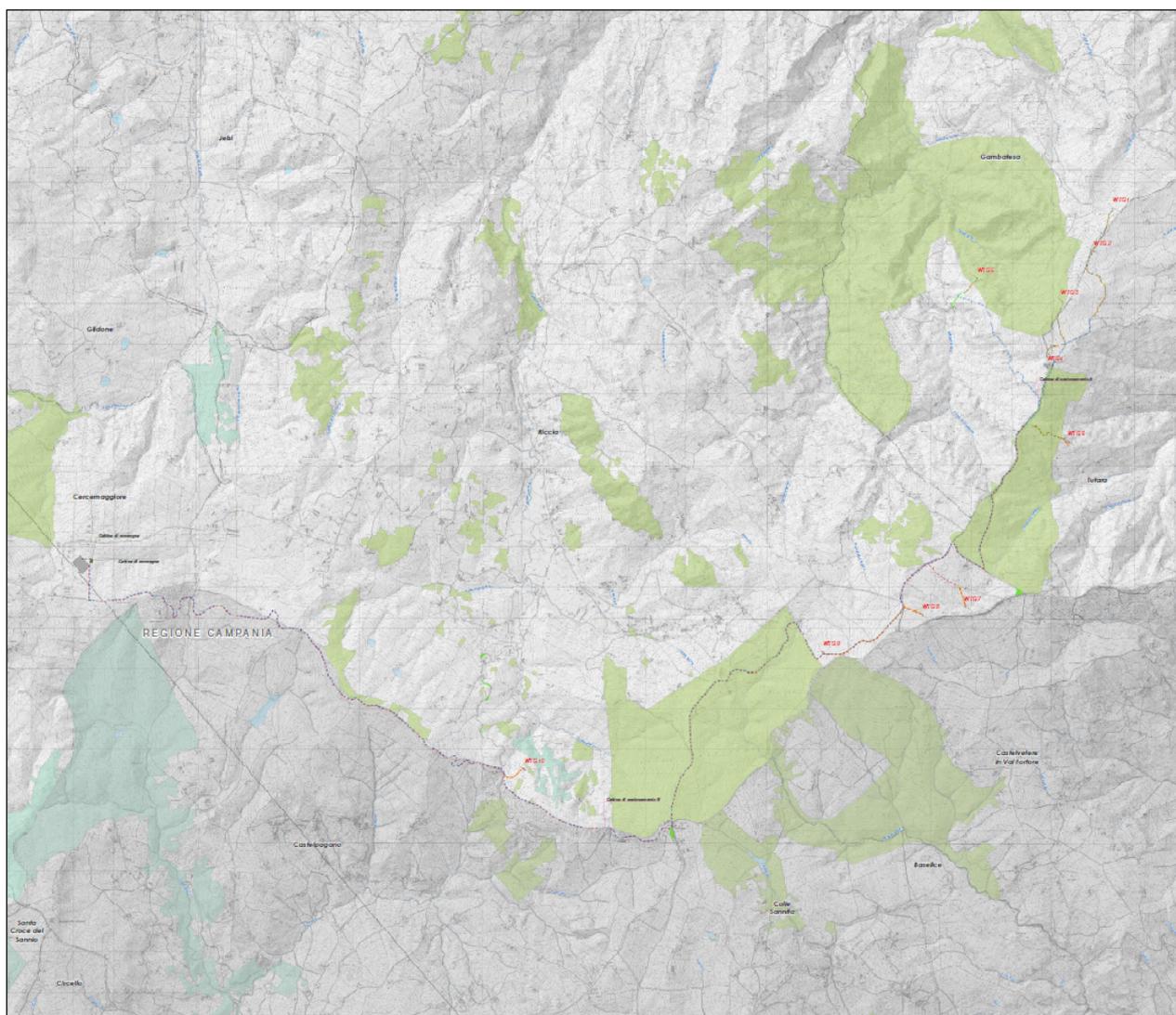


Figura 1 – Inquadramento dell’impianto eolico su confini amministrativi comunali

Il Molise, come le altre regioni adriatiche, comprende una fascia montana interna che fa parte della dorsale appenninica, una parte centrale collinare e una pianeggiante in prossimità della costa. È solcato da due corsi d’acqua che la percorrono longitudinalmente: il Biferno e il Trigno.

Le opere in progetto sono localizzate in prossimità del confine tra il bacino del fiume Volturno e quello del fiume Fortore, in un'area caratterizzata dalla presenza di torrenti minori, canali di scolo e linee di impluvio che disegnano un articolato reticolo idrografico.

La copertura del suolo prevalente sono territori agricoli, boschi e vegetazione rada o assente, con una quota media di 750 m s.l.m.

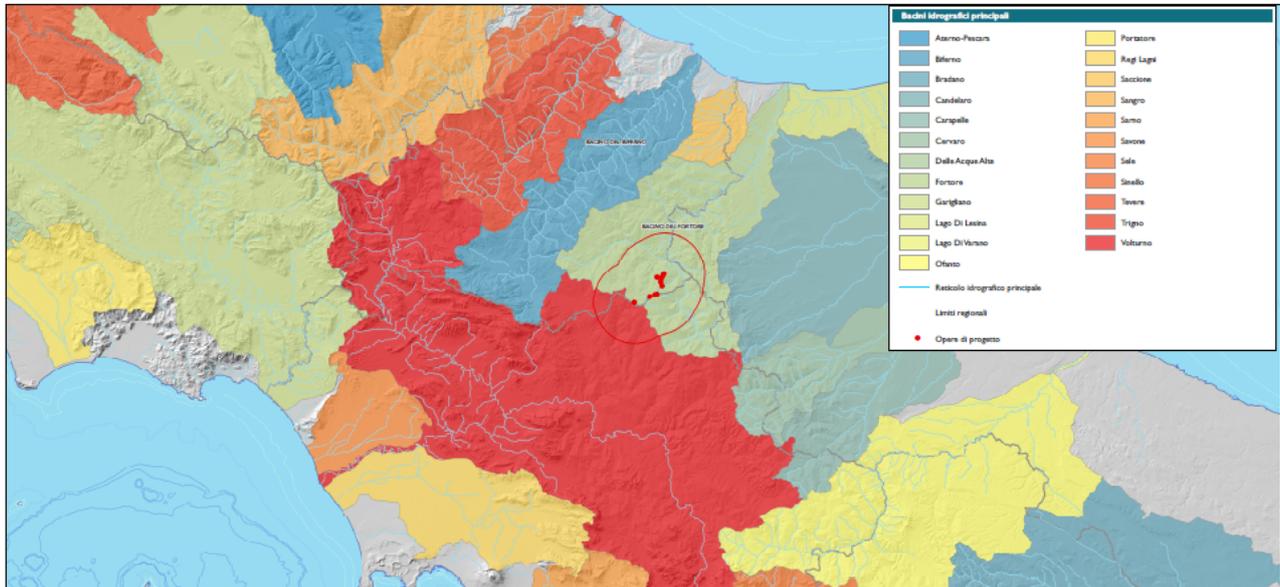


Figura 2 – Le opere in progetto sono localizzate in prossimità del confine tra il bacino del fiume Volturno e quello del fiume Fortore

### 3.2 Caratteristiche generali della centrale eolica

La potenza installabile, considerando l'impianto composto da 5 macchine con potenza di 5 MW e da 5 macchine da 6 MW, risulta pari a 55 MW. Il sistema, quindi, sarà composto dai seguenti elementi principali:

- ❖ Vani tecnici di trasformazione interni alle torri degli aerogeneratori;
- ❖ Quadri elettrici MT;
- ❖ Cabine di consegna.

Per la sua realizzazione sono quindi da prevedersi le seguenti opere ed infrastrutture.

Opere Civili:

- ❖ Realizzazione della viabilità di servizio interna all'impianto;
- ❖ Adeguamento/ampliamento della rete viaria esistente nel sito;
- ❖ Realizzazioni dei cavidotti di utenza e di connessione;
- ❖ Esecuzione dei plinti di fondazione delle macchine eoliche;
- ❖ Realizzazione delle piazzole degli aerogeneratori;
- ❖ Posa in opera delle cabine di consegna alla rete del distributore.

Opere impiantistiche:

- ❖ Installazione degli aerogeneratori;
- ❖ Esecuzione dei collegamenti elettrici in cavidotti interrati tra i singoli aerogeneratori e tra gli aerogeneratori e le cabine di consegna dell'energia elettrica prodotta.

### 3.3 Tipologia di aerogeneratore

Gli aerogeneratori costituenti il parco eolico in oggetto hanno tutti lo stesso numero di pale (tre), la stessa altezza e il medesimo senso di rotazione. La scelta del modello di aerogeneratore da acquistarsi sarà effettuata dopo l'ottenimento della Autorizzazione Unica, per mezzo di procedura competitiva negoziata o di gara Europea.

Non è infatti possibile né sensato scegliere oggi il modello esatto di aerogeneratore, in considerazione dei seguenti fattori:

- ❖ la politica aziendale del Proponente impone di scegliere i fornitori sul mercato tramite selezioni competitive o gare;
- ❖ la innovazione tecnologica del settore è tale che nel giro di 1-2 anni molti modelli usciranno dal mercato a vantaggio di nuovi modelli più efficienti;
- ❖ la innovazione di processo è tale che ogni anno si assiste ad una diminuzione di prezzo a parità di prestazione; scegliere perciò il modello oggi implicherebbe la rinuncia a godere del risparmio economico ottenibile fra qualche anno;

Alla luce di ciò, per redigere il Progetto, ed in cascata lo Studio di Impatto Ambientale, è stato perciò scelto un "Aerogeneratore di Progetto". Il tipo di turbina utilizzato è la la Vestas V150 con altezza del mozzo di 125 metri ed il diametro del rotore di 150 metri ed è contraddistinto dalle seguenti dimensioni e caratteristiche tecniche:

- ❖ Potenza nominale 5 e 6 MW
- ❖ Numero di pale 3
- ❖ Diametro rotore 150 m
- ❖ Altezza del mozzo 125 m
- ❖ Velocità del vento di cut-in 3 m/s
- ❖ Velocità del vento di cut-out 25 m/s
- ❖ Generatore Asincrono
- ❖ Tensione 690 V

Ciascuna torre sarà dotata di un proprio trasformatore 30 kV / 690 V, al fine di consentire il trasporto dell'energia verso le cabine utente ad un livello di tensione superiore, minimizzando così le perdite per effetto Joule.

Per l'architettura dell'aerogeneratore e le dimensioni caratteristiche si rimanda all'Elaborato Grafico *2022030\_9.13\_TipicoAerogeneratore*.

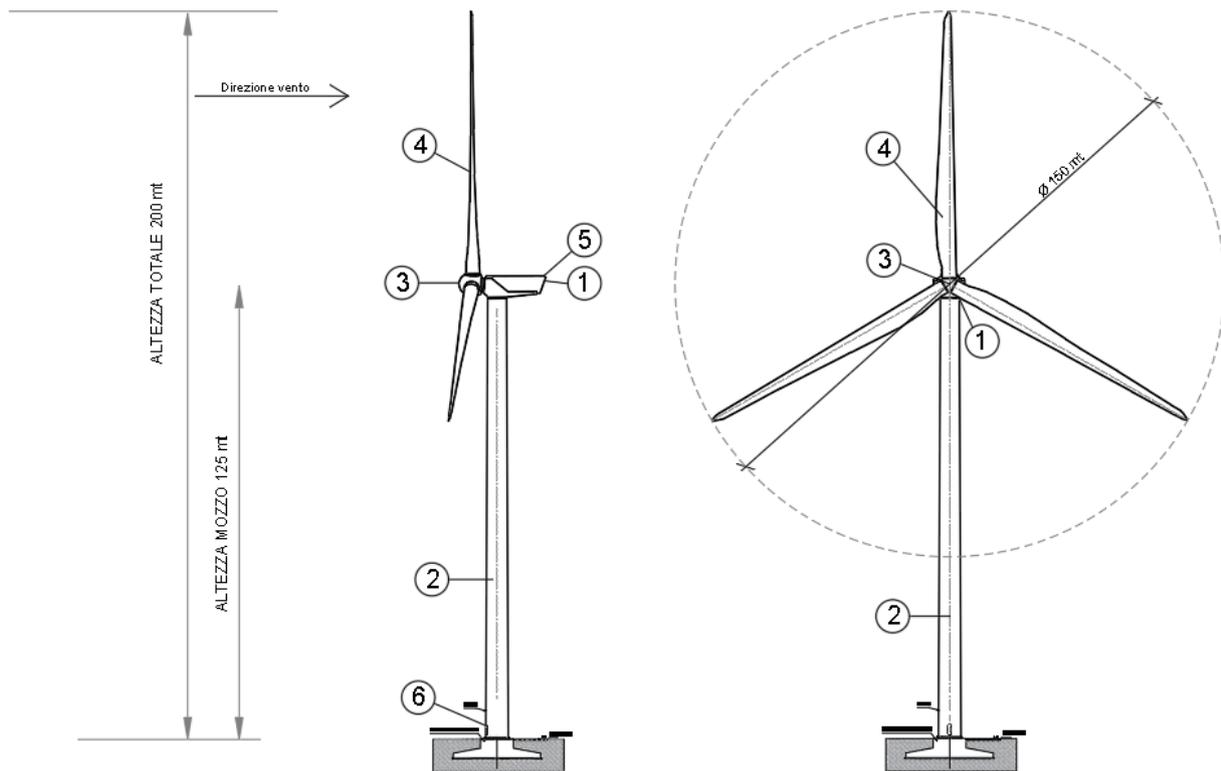


Figura 3 – Tipico dell'aerogeneratore in progetto, con dimensioni di ingombro

### 3.4 Cabine di consegna

A seguito di apposita richiesta di connessione, la Società En.It Italia srl ha ottenuto e successivamente accettato le due Soluzioni Tecniche Minime Generale (STMG):

- ❖ Codice Pratica n. **202002069** di potenza pari a **30 MW**;
- ❖ Codice Pratica n. **202002223** di potenza pari a **25 MW**.

L'impianto eolico sarà collegato in antenna a 36 kV con due nuove stazioni di elettriche di trasformazione 30/36 kV di utenza, sulla futura stazione di RTN da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 150 kV "Campobasso CP - Castelpagano", nelle cabine utente la tensione verrà innalzata dalla M.T. a 30 kV (tensione di esercizio dell'impianto di produzione) alla A.T. a 36 kV (tensione di consegna lato TERNA S.p.A.).

Le Sotto Stazioni Elettriche Utente (SSEU) di trasformazione MT/AT prevista in progetto hanno la duplice funzione di:

- ❖ raccogliere l'energia prodotta dagli aerogeneratori del parco eolico mediante la rete di cavidotti,
- ❖ convertire la stessa energia da MT ad AT.

Il tutto finalizzato alla consegna in AT dell'energia prodotta dal parco eolico alla stazione elettrica del gestore TERNA S.p.A.

Come detto, il sistema realizzato per il trasferimento dell'energia prodotta dagli aerogeneratori per la connessione alla Rete Nazionale prevede:

- ❖ l'ubicazione di due nuove Sotto Stazioni Elettriche Utente MT/AT,
- ❖ la realizzazione di due linee AT tra le stesse nuove Sotto Stazioni Elettriche Utente MT/AT e la indicata Stazione Elettrica di trasformazione TERNA.

Nella SSEU MT/AT vengono individuate le seguenti aree:

- ❖ Area Locali Tecnici MT;
- ❖ Area Trasformatore/i;
- ❖ Area Locali Tecnici AT;
- ❖ Area Libera brecciata.

Per migliori particolari e gli ingombri si rimanda alla lettura della allegata documentazione progettuale.

### **3.5 Infrastrutture e opere civili**

#### **3.5.1 Strade di accesso e viabilità di servizio**

Per quanto possibile sarà utilizzata la viabilità già esistente, al fine di minimizzare gli effetti derivanti dalla realizzazione sia delle opere di accesso così come di quelle per l'allacciamento alla rete di trasmissione nazionale. La creazione di nuove strade è limitata alle zone dove non è presente alcun tipo di viabilità fruibile e/o adeguabile, portando allo sviluppo della nuova viabilità di accesso tra le strade esistenti e/o adeguate e le piazzole di servizio degli aerogeneratori. Nel caso di adeguamento di strade esistenti e/o di creazione di strade nuove, la larghezza normale della strada in rettilineo fra i cigli estremi (cunette escluse) sarà fissata in almeno 5 m.

La viabilità di servizio, come detto, cerca di ripercorrere il più possibile la viabilità esistente e i collegamenti tra le singole parti dell'impianto saranno fatti in modo da non determinare un consumo di suolo, ripercorrendo i confini catastali.

Il sito è raggiungibile mediante strade come rappresentato nell'Elaborato 2022030\_1.12\_PlanimetriaAccessiStradali.

L'attuale ipotesi di ubicazione degli aerogeneratori tiene quindi in debito conto sia delle strade principali di accesso, che delle strade secondarie.

Ove necessario saranno previsti adeguamenti del fondo stradale e/o allargamenti temporanei della sede stradale della viabilità esistente, per tutto il tratto che conduce all'impianto.

In corrispondenza dell'accesso dalla SS e in tutti i tratti di accesso alle turbine, sono stati previsti dei raccordi con lo scopo di rendere il raggio di curvatura idoneo all'accesso dei mezzi eccezionali.

I tratti di nuova viabilità di progetto sono circa 5,5 km.

### 3.5.2 Cavidotti

L'intervento è previsto nel territorio di Riccia, Tufara e Gambatesa e il punto di allaccio alla rete TERNA è nel comune di Cercemaggiore (CB). Nell'individuazione del tracciato del cavidotto di connessione alla soluzione individuata dalla STMG, si è cercato di impiegare il medesimo tracciato della viabilità interna per quanto concerne la connessione tra le turbine. Per il tratto di cavidotto di collegamento tra l'impianto e le cabine di consegna è stato ipotizzato di seguire la viabilità pubblica, evitare centri abitati e minimizzare l'occupazione di nuovi terreni non interessati da altre opere riguardanti l'impianto.

La distanza tra la cabina di consegna e l'aerogeneratore più vicino sarà pari a circa 5,8 km in linea d'aria, comporterà la realizzazione di un cavidotto MT di utenza di connessione tra le WTG e il punto di connessione per una lunghezza di circa 27,70 km.

Per ottimizzare le opere di scavo e l'occupazione, è stato infatti ipotizzato di impiegare un unico scavo condiviso da più linee fino al punto di connessione; pertanto, i cavidotti saranno caratterizzati da un diverso numero di terne a seconda del tratto considerato.

Sono stati inoltre previsti degli attraversamenti sia di tipo "TOC" che di tipo "a staffaggio" in corrispondenza di corsi d'acqua. L'attraversamento di tipo TOC è una tecnica di trivellazione con controllo attivo della traiettoria, per la posa di infrastrutture sotterranee senza scavo.

### 3.5.3 Fondazioni aerogeneratore

Dal punto di vista strutturale assume grande rilevanza la struttura di fondazione: esiste una diversa situazione di carichi statici e dinamici sulla fondazione e sull'aerogeneratore, sia per la presenza di una maggiore risorsa eolica in quota, che per una maggiore frequenza di fulminazione. Fondamentale è la scelta del grado di rigidità trasferibile alla fondazione nei confronti di quello dell'aerogeneratore: una rigidità troppo elevata, può indurre vincoli al comportamento dell'aerogeneratore, mentre un assetto troppo elastico potrebbe abbassare la frequenza naturale del complesso a valori non corretti per la stabilità.

Alcuni aspetti indispensabili da esaminare nel dimensionamento di una struttura di fondazione:

- ❖ caratteristiche del terreno di fondazione: composizione stratigrafica, capacità portante degli strati interessati dalla fondazione, tipologia di terreno, andamento orografico;
- ❖ velocità/direzioni del vento ed altezza delle rilevazioni effettuate, valori del vento estremo;
- ❖ effetti prodotti dalla macchina eolica: momento flettente, taglio e forza verticale;
- ❖ criteri di calcolo: riguardano le condizioni di carico e relativi coefficienti di sicurezza:
  - forze ambientali + peso proprio;
  - forze di esercizio + peso proprio;
  - la più gravosa fra le condizioni suddette + forze ambientali;

- ❖ materiale strutturale;
- ❖ protezione superficiale della struttura: gli effetti da contrastare possono essere lo scouring (rimozione del terreno o di altro materiale di accumulo dalle aree di contatto con la fondazione), e la corrosione soprattutto delle parti metalliche;
- ❖ fenomeni di fatica.

Dalle indagini geologiche e geotecniche condotte in situ, che hanno consentito di ottenere la caratterizzazione geotecnica del terreno, in considerazione della classe sismica dei comuni in oggetto ed in riferimento alle forze agenti sulla struttura torre - aerogeneratore, è previsto l'impiego di fondazioni in CLS armato il cui calcolo e reale dimensionamento sarà subordinato ai parametri di sismicità ed alle caratteristiche geotecniche del terreno rilevate da indagini puntali che saranno eseguite in fase di progettazione esecutiva.

Il plinto di fondazione, su cui poggerà la base della torre di sostegno, sarà realizzato in c.a. con la definizione di una armatura in ferro. La parte centrale sarà costituita da un concio che sarà annegato nel calcestruzzo e a cui sarà ancorata la sezione inferiore della torre tubolare tramite tirafondi. Essi risulteranno completamente interrati alla profondità tale da consentire il riposizionamento di un adeguato strato di materiale terroso in modo da assicurare la ricostruzione e l'impiego del suolo.

È previsto l'impiego di fondazioni in CLS armato a platea circolare, il cui calcolo sarà subordinato ai parametri di sismicità ed alle caratteristiche geotecniche del terreno rilevate da indagini puntali, da effettuarsi in fase di progetto esecutivo.

#### **3.5.4 Piazzole aerogeneratore**

In fase di cantiere e di realizzazione dell'impianto sarà necessario approntare delle piazzole di montaggio degli aerogeneratori, prossime a ciascuna fondazione, dedicate al posizionamento delle gru ed al montaggio di ognuno dei 10 aerogeneratori costituenti il parco eolico.

Per impostare correttamente la progettazione delle piazzole si è analizzato nel dettaglio i pesi e le dimensioni di ogni componente dei potenziali modelli di aerogeneratore da utilizzare, le tipologie e dimensioni di gru necessarie e conseguenti dimensioni minime necessarie per le piazzole.

Nello specifico le piazzole di cantiere sono state dimensionate per consentire l'utilizzo di una gru tralicciata la quale oltre la piazzola di montaggio, necessita di una pista di 120 metri circa, rettilinea e planare e contigua alla piazzola, sulla quale distendere il braccio tralicciato per effettuarne il montaggio, e di un'ulteriore piccola piazzola su cui posizionare 2 autogru secondarie necessarie al montaggio e sollevamento del braccio.

Le piazzole di montaggio così definite, da installarsi in aree non pianeggianti, verranno realizzate con piani di posa adattati alle pendenze del terreno di ciascuna piazzola con l'obiettivo di minimizzare i movimenti terra (sterri e rilevati) necessari per la realizzazione delle stesse.

Sono state ipotizzate due tipologie di piazzola di montaggio, con stoccaggio parziale e assemblaggio in due fasi e con stoccaggio totale e assemblaggio in una fase. La scelta tra le due tipologie di montaggio sarà effettuata in fase di progettazione esecutiva e gli elaborati del presente progetto, nonché il piano particellare di esproprio sono stati redatti in via prudenziale nell'ipotesi di ingombro massimo (stoccaggio totale e assemblaggio in una fase).

Le dimensioni della piazzola di montaggio sono state fissate in relazione alle specifiche tecniche della turbina. Tali dimensioni sono suddivise in zone dedicate allo stoccaggio pale, zone a  $2\text{kg}/\text{cm}^2$  e zone a  $3\text{kg}/\text{cm}^2$ , caratterizzazione derivante dalla differente capacità portante del terreno e dal differente impiego dello stesso tra movimentazioni dei materiali e stoccaggio e zona di installazione della gru principale.

Al termine dei lavori, saranno rimosse le piazzole di montaggio e mantenute solo quelle di tipo definitivo, finalizzate a garantire la gestione e manutenzione dell'impianto durante la vita utile.

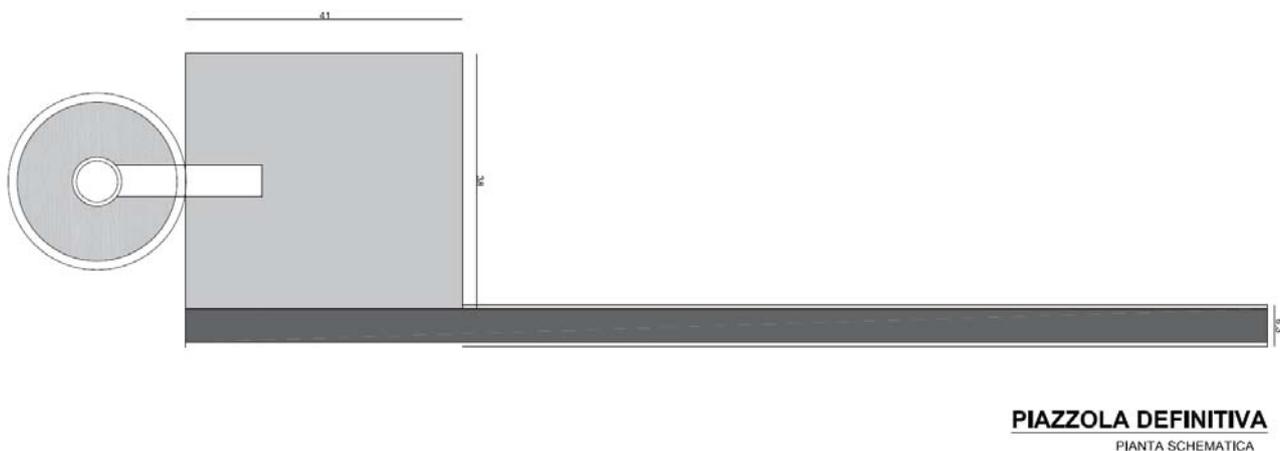


Figura 4 - Piazzola permanente tipo

### 3.6 Alimentazione ausiliari

L'alimentazione dei servizi ausiliari sarà derivata direttamente dal trasformatore MT/BT a cui sarà installato un trafo 690/400 e farà capo al quadro generale ausiliari (QAUX) che alimenterà:

- ❖ gli impianti ausiliari del locale tecnico;
- ❖ l'impianto di videocontrollo ed il relativo impianto di illuminazione.

## 4 ANALISI DELL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA

L'ombra, definita come "zona di oscurità o minore luminosità prodotta dall'interposizione di un corpo opaco tra essa e la sorgente di luce", può variare di molto a seconda delle condizioni ambientali e osservative.

Negli spazi aperti, considerando il caso di un'unica sorgente luminosa estesa come il Sole, la superficie in ombra riceve una certa quantità di luce diffusa (variabile a seconda delle

condizioni meteorologiche). Ne consegue che il contorno dell'ombra è sfumato, in quanto vi è una regione intermedia in cui la sorgente luminosa è occultata solo parzialmente, e quindi si ha un passaggio graduale tra luce e ombra.

Considerando il Sole come unica fonte luminosa, è possibile determinare in maniera univoca la sua posizione occupata nel cielo mediante le coordinate angolari:

- ❖ l'azimut si misura in senso orario sul piano orizzontale a partire dal nord geografico fino al punto sull'orizzonte direttamente sotto all'oggetto;
- ❖ l'elevazione o altezza si misura sul piano verticale, partendo dal suddetto punto, su fino all'oggetto.

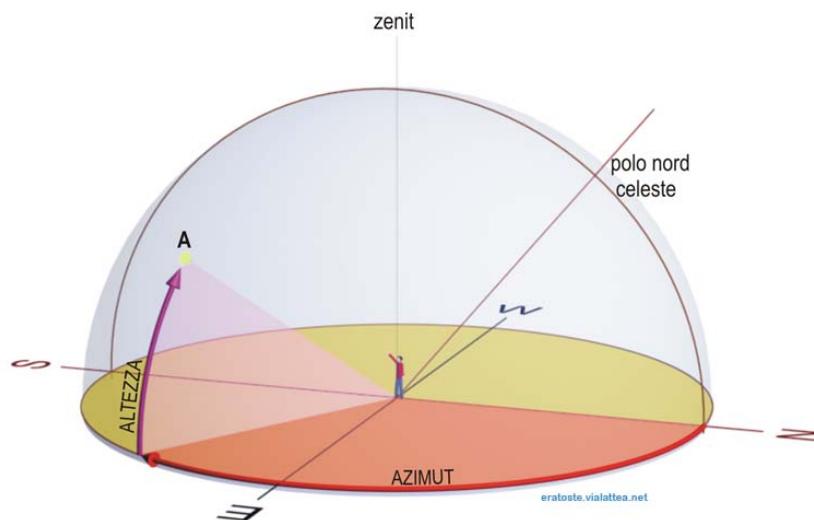


Figura 5 – Esempio di individuazione dell'altezza e dell'azimut per un corpo celeste

Poiché la Terra si muove rispetto al sole, l'azimut e l'elevazione cambiano continuamente nel tempo ed il percorso seguito nel cielo durante il giorno dal sole appare più o meno come un arco.

Ogni giorno ha il suo arco, il quale si discosta leggermente sia da quello percorso il giorno precedente sia da quello che percorrerà il giorno seguente. Tuttavia, un certo arco si ripete quasi esattamente ogni anno.

In particolare, i giorni dell'anno in cui si verificano i casi estremi con meno e più ore di luce in un giorno vengono identificati rispettivamente come il solstizio d'inverno (21 dicembre) ed il solstizio d'estate (21 giugno).

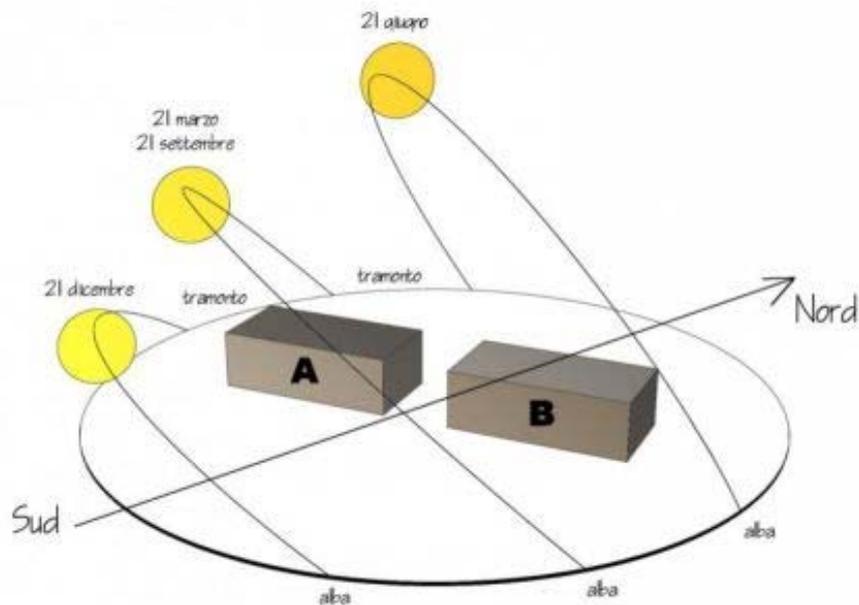


Figura 6 – Rappresentazione schematica della traiettoria e della posizione del sole durante i solstizi e gli equinozi

Il solstizio si verifica quando la Terra, nel suo moto di rivoluzione intorno al Sole lungo l'orbita terrestre, presenta in direzione del Sole angolo massimo o minimo tra il proprio asse di rotazione e il piano orbitale terrestre. Ne consegue che, durante il solstizio d'inverno, a mezzogiorno, il Sole si trova alla sua minima altezza annuale; viceversa, durante il solstizio d'estate, a mezzogiorno, il Sole raggiunge la sua massima altezza annuale.

## 5 EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO EOLICO IN PROGETTO

### 5.1 Shadow flicker

Lo “*shadow flicker*” (letteralmente ombreggiamento intermittente) consiste in una variazione periodica dell'intensità luminosa osservata, causata dalla proiezione, su una superficie, dell'ombra indotta da oggetti in movimento. Le turbine eoliche, come altre strutture fortemente sviluppate in altezza, proiettano un'ombra sulle aree adiacenti in presenza della luce solare diretta. Per un impianto eolico tale fenomeno è generato dalla proiezione, al suolo o su un recettore, dell'ombra prodotta dalle pale in rotazione degli aerogeneratori.

Rispetto alle altre strutture sviluppate in altezza (come tralicci della alta tensione, pali della illuminazione, pali di media tensione, torrini piezometrici, silos, ecc), il problema che può determinare un aerogeneratore non è la proiezione dell'ombra sul terreno e/o strutture esistenti, bensì il movimento della stessa dovuto alla rotazione delle pale. Una progettazione attenta a questa problematica permette di evitare lo spiacevole fenomeno di flickering (turbina in moto interposta tra una fonte luminosa e l'osservatore) semplicemente

prevedendo il luogo di incidenza dell'ombra e disponendo le turbine in maniera tale che l'ombra sulle zone sensibili non superi un certo numero di ore all'anno.

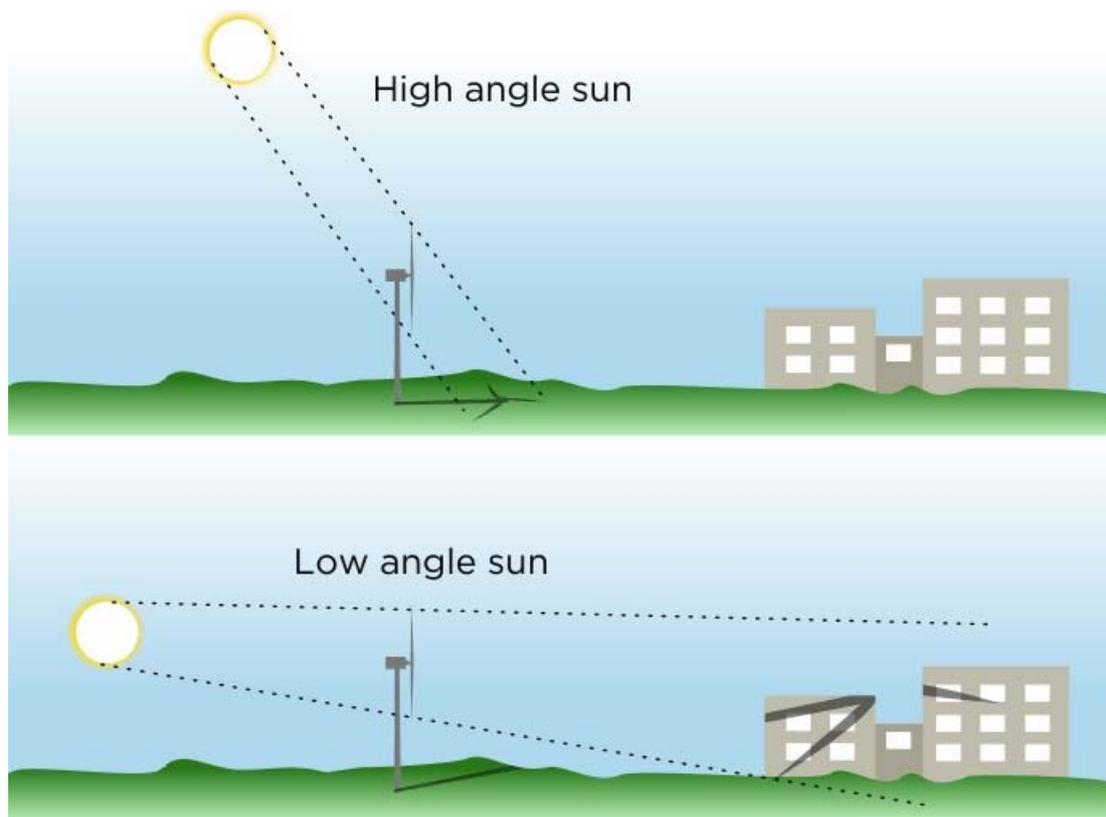


Figura 7 – Esempio di proiezione dell'ombra di una turbina eolica su dei potenziali recettor

## 5.2 Problematiche legate all'effetto

Nello specifico, lo sfarfallio dell'ombra è l'effetto del sole (basso sull'orizzonte) che brilla attraverso le pale rotanti di una turbina eolica, proiettando un'ombra in movimento. Sarà percepito come un "tremolio" dovuto alle lame rotanti che ripetutamente proiettano l'ombra. Anche se in molti casi lo sfarfallio dell'ombra si verifica solo per poche ore in un anno, può potenzialmente creare un fastidio per i proprietari di abitazione in prossimità di turbine. Inoltre, va sottolineato che l'estensione dell'ombra è proporzionale all'altezza della turbina, ne consegue che l'impatto dello sfarfallio delle ombre da piccole turbine eoliche è minimo a causa di altezze più corte e diametri del rotore più piccoli.

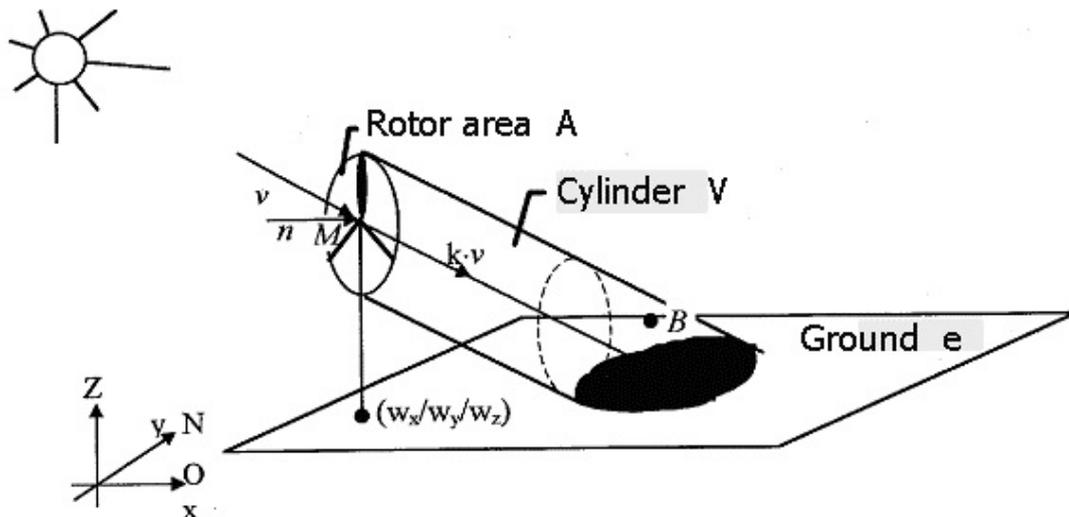


Figura 8 – Rappresentazione della proiezione dell'ombra di una turbina eolica sul terreno

Tuttavia, lo sfarfallio delle ombre è facilmente modellabile e generalmente può essere evitato con una pianificazione e un posizionamento adeguati. Poiché lo sfarfallio delle ombre può essere previsto e mitigato, molte località affrontano specificamente lo sfarfallio delle ombre nelle ordinanze locali.

Le soluzioni più pratiche per i problemi dello sfarfallio delle ombre sono illustrate di seguito. La strategia migliore dipenderà dai vincoli di ogni singolo sviluppo.

- ❖ Progettare lo sviluppo per minimizzare gli effetti potenziali - di solito regolando la dimensione o la posizione della turbina.
- ❖ Fornire lo screening per limitare la vista della turbina incriminata.
- ❖ Arrestare la turbina incriminata (o le turbine) durante i periodi in cui possono verificarsi effetti di sfarfallio delle ombre.

In particolare, per un recettore, le frequenze che possono provocare un senso di fastidio sono comprese tra i 2,5 ed i 20 Hz (*Verkuijlen and Westra, 1984*), e, l'effetto sugli individui è simile a quello che si sperimenterebbe in seguito alle variazioni di intensità luminosa di una lampada ad incandescenza a causa di continui sbalzi della tensione della rete di alimentazione elettrica.

I più recenti aerogeneratori tripala operano ad una velocità di rotazione inferiore ai 25 giri al minuto (rpm), corrispondente ad una frequenza di passaggio delle pale sulla verticale inferiore a 1,7 Hz, minore, quindi, della frequenza critica di 2,5 Hz. Inoltre, i generatori di grande potenza (dal MW in su) raramente superano la velocità di rotazione di 20 giri al minuto, corrispondente a frequenze di passaggio delle pale ampiamente minori di quelle ritenute fastidiose per la maggioranza degli individui. Nella fattispecie gli aerogeneratori utilizzati raggiungono una velocità di rotazione massima di 8,5 rpm.

La frequenza dello shadow flickering è correlata alla velocità di rotazione del rotore; le frequenze tipiche per le macchine considerate nel presente progetto sono dell'ordine di

0,7÷1,5 Hz (circa un passaggio al secondo). In termini di impatto sulla popolazione, tali frequenze sono innocue; basti pensare che le lampade stroboscopiche, largamente impiegate nelle discoteche, producono frequenze comprese tra 5 e 10 Hz. Inoltre, a livello internazionale, è universalmente accettato che frequenze inferiori a 10 Hz non hanno alcuna correlazione con attacchi di natura epilettica.

In generale, tale fenomeno se vissuto dal recettore per periodi di tempo non trascurabile (più di 4/6 ore al giorno) può generare un disturbo, quando:

- ❖ si sia in presenza di un livello sufficiente di intensità luminosa, ossia in condizioni di cielo sereno sgombro da nubi ed in assenza di nebbia e con sole alto rispetto all'orizzonte;
- ❖ la linea recettore-aerogeneratore non incontri ostacoli: in presenza di vegetazione o edifici interposti l'ombra generata da quest'ultimi annulla il fenomeno. Pertanto, ad esempio, qualora il recettore sia un'abitazione, perché si generi lo shadow flickering le finestre dovrebbero essere orientate perpendicolarmente alla linea recettore-aerogeneratore e non affacciarsi su ostacoli (alberi, altri edifici, ecc.);
- ❖ la turbina sia orientata in modo che il rotore risulti perpendicolare alla linea sole-recettore: come mostrato nella figura seguente, quando il piano del rotore è perpendicolare alla linea sole-recettore, l'ombra proiettata dalle pale risulta muoversi all'interno di un "cerchio" che riferisce alla circonferenza del rotore inducendo uno shadow flickering non trascurabile; per situazioni in cui, dal punto di vista del recettore, il piano del rotore risulti essere in linea con il sole ed il recettore, l'ombra proiettata è sottile, di bassa intensità ed è caratterizzata da un rapido movimento, risultando pertanto lo shadow flickering di entità trascurabile.
- ❖ la posizione del sole sia tale da indurre una luminosità sufficiente. Ciò si traduce, in riferimento alla latitudine di progetto, in un'altezza del sole pari ad almeno 15-20°;
- ❖ le pale siano in movimento;
- ❖ turbina e recettore siano vicini: le ombre proiettate in prossimità dell'aerogeneratore risultano di maggiore intensità e nitidezza rispetto a quelle proiettate lontano. Quando una turbina è posizionata sufficientemente vicino al recettore, così che una porzione ampia di pala copra il sole (così come osservato dal punto di vista del recettore), l'intensità del flicker risulta maggiore. All'aumentare della distanza tra turbina e recettore, le pale coprono una porzione sempre più piccola del sole, inducendo un flicker di minore entità. Inoltre, il fenomeno risulta di bassa entità quando l'ombra proiettata sul recettore è indotta dall'estremità delle pale (rotor tip); raggiunge il massimo dell'intensità in corrispondenza dell'attacco di pala all'hub.

### 5.3 Parametri di condizionamento dell'effetto

Rilevamenti sul campo hanno evidenziato che per distanze tra aerogeneratore (di altezza paragonabile a quella delle macchine in progetto) e recettore superiori a 350m il fenomeno

è da rilevarsi solo all'alba ed al tramonto, momenti in cui la radiazione diretta è di minore intensità.

Pertanto, in riferimento a quanto sin qui esposto, si può concludere che durata ed entità dello shadow flickering sono condizionate:

- ❖ dalla distanza tra aerogeneratore e recettore;
- ❖ dalla direzione ed intensità del vento;
- ❖ dall'orientamento del recettore;
- ❖ dalla presenza o meno di ostacoli lungo la linea di vista recettore – aerogeneratore – sole;
- ❖ dalle condizioni meteorologiche;
- ❖ dall'altezza del sole.

In particolare, per quanto riguarda i primi due parametri, le relazioni spaziali tra un aerogeneratore ed un ricettore (abitazione), così come la direzione del vento risultano essere fattori chiave per la durata del fenomeno di shadow flicker. Per distanze dell'ordine dei 300 m, il fenomeno in esame potrebbe verificarsi all'alba oppure al tramonto, ovvero in quelle ore in cui le ombre risultano molto lunghe per effetto della piccola elevazione solare. Al di là di una certa distanza l'ombra smette di essere un problema perché il rapporto tra lo spessore della pala ed il diametro del sole diventa molto piccolo.

Ne risulta che, la condizione più penalizzante corrisponde al caso in cui il piano del rotore risulta ortogonale alla congiungente ricettore – sole; infatti, in tali condizioni, l'ombra proiettata darà origine ad un cerchio di diametro pari al rotore del generatore eolico. Sebbene il fenomeno possa essere percepito anche all'esterno, esso risulta evidente e fastidioso in quegli ambienti con finestrate rivolte verso le ombre.

In generale, l'area soggetta a shadow flicker non si estende oltre i 500÷1000 m dall'aerogeneratore e le zone a maggiore impatto ricadono entro i 300 m di distanza dalle macchine con durata del fenomeno dell'ordine delle 200 ore all'anno; il flickering, se presente, non supera in genere i 20/30 minuti di durata nell'arco di una giornata.

#### **5.4 Intensità dell'effetto**

L'intensità del fenomeno è definita come la differenza di luminosità che si percepisce in presenza ed in assenza di flickering in una data posizione. In generale si può affermare che:

- ❖ Avendo le pale una forma rastremata con spessore che cresce verso il mozzo, il fenomeno risulterà tanto più intenso quanto maggiore sarà la porzione di disco solare coperta dalla pala stessa e quanto minore la distanza dal recettore.
- ❖ L'intensità del flickering sarà minima quando l'ombra prodotta è generata all'estremità delle pale.
- ❖ Maggiori distanze tra generatore e ricettore determinano ombre meno nette, in tal caso l'effetto risulterà meno intenso e distinto.

- ❖ La presenza di schermature locali (come alberi interposti tra il recettore e la sorgente d'ombra) favorisce una diminuzione dell'effetto.

Il calcolo del potenziale periodo di ombreggiamento consiste nel determinare, attraverso software specifici, le ore di intermittenza annue cui ciascun recettore è sottoposto. Queste informazioni possono essere utilizzate per progettare e gestire la centrale eolica in modo da ridurre al minimo il disturbo causato alle persone.

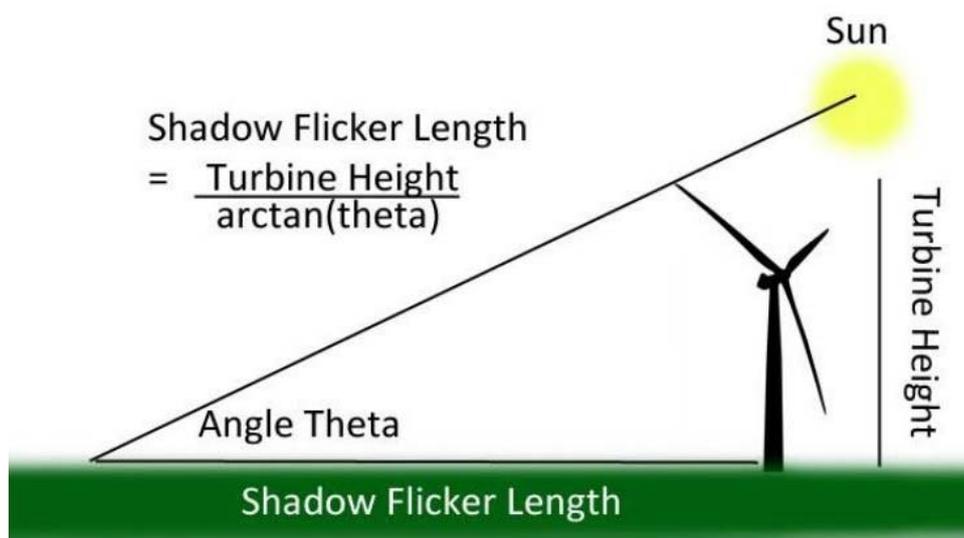


Figura 9 – Esempio di calcolo della proiezione dell'ombra di una turbina eolica sul terreno in funzione della posizione del sole

## 6 MODELLO DI CALCOLO

Come anticipato, dal punto di vista di un recettore, lo shadow flickering si manifesta in una variazione ciclica dell'intensità luminosa: in presenza di luce solare diretta, un recettore localizzato nella zona d'ombra indotta dal rotore, sarà investito da un continuo alternarsi di luce diretta ed ombra, causato dalla proiezione delle ombre dalle pale in movimento.

Il fenomeno si traduce in una variazione alternata di intensità luminosa che, a lungo andare, può provocare fastidio agli occupanti delle abitazioni le cui finestre risultano esposte al fenomeno stesso. Il fenomeno, ovviamente, risulta assente sia quando il sole è oscurato da nuvole o nebbia, sia quando, in assenza di vento, le pale del generatore non sono in rotazione.

L'aerogeneratore di progetto considerato è costituito da una torre di sostegno tubolare metallica a tronco di cono, sulla cui sommità è installata la navicella il cui asse è a 125 m dal piano terreno, con annesso il rotore di diametro pari a 150 m, per un'altezza massima complessiva del sistema torre-pale di 200 m sopra il livello del terreno.

A tal proposito è stato prodotto lo studio dell'evoluzione dell'ombra generata dagli aerogeneratori, considerando i seguenti parametri:

- ❖ della altezza della macchina (h mozzo più altezza pala pari a 200,0 m);
- ❖ orientamento del rotore rispetto al ricettore;
- ❖ proiezione dell'ombra rispetto ai recettori;
- ❖ posizione dei possibili recettori.

La simulazione è stata effettuata grazie all'ausilio di applicativi, ArcScene e Sun Shadow Volume, di ArcGis che effettua analisi informative territoriali sulla base di cartografie digitali in 3D. Il software ha permesso l'esecuzione dei calcoli della proiezione dell'ombra nell'arco di un intero anno solare definendo una data di partenza ed una di fine.

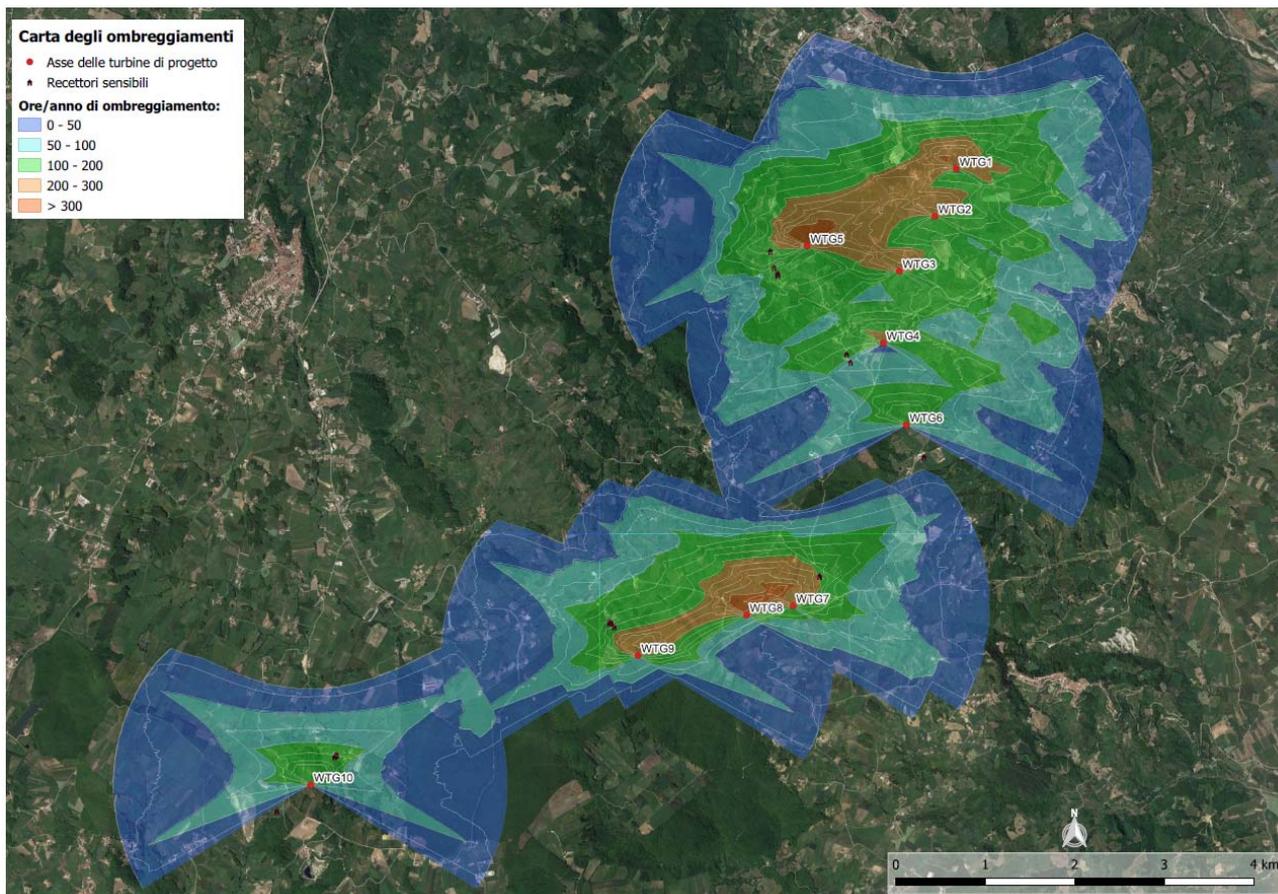


Figura 10 – Carta degli ombreggiamenti cumulati

Si è scelto un recettore generico all'interno dell'area soggetta al numero maggior di ore annue di ombreggiamento. Dall'analisi cumulata delle ombre generate da ogni singolo aerogeneratore, l'effetto shadow sarà presente per un monte ore che varierà tra 100 e 200. Considerando che l'area soggetta a shadow flicker non si estende generalmente oltre i 500-1000 m dagli aerogeneratori, si pone nello specifico l'attenzione sull'ombra generata dalla WTG 7.

Il recettore distante 450 mt dalla WTG 7 risulta essere interessato dal fenomeno per un totale di 180 ore annue.

## 7 CONCLUSIONI

È bene evidenziare che, a vantaggio di sicurezza, le simulazioni effettuate sono state eseguite in condizioni non reali, ipotizzando cioè contemporaneamente le condizioni più sfavorevoli per qualunque recettore soggetto a shadow flickering:

- ❖ assenza di manto nuvoloso;
- ❖ rotore in movimento alla massima frequenza ed in moto continuo;
- ❖ assenza di ostacoli;
- ❖ luce diretta.

Valutando i risultati ottenuti in relazione al contesto antropico si evince che non risultano riscontri negativi sul territorio essendo limitato il numero di ore di ombreggiamento generato e la distanza che separa il suddetto dalle macchine.

Nelle ipotesi conservative assunte, la probabilità che un osservatore sia soggetto al fenomeno, non è significativo, tanto più con le dovute attenuazioni di origine morfologica e meteorologica del territorio che andranno ad aggiungersi.