

Regione
Molise

Provincia di
Campobasso



Comune di
Tufara

Comune di
Gambatesa

Comune di
Riccia

Comune di
Cercemaggiore



Committente:

RWE

RWE RENEWABLES ITALIA S.R.L.
via Andrea Doria, 41/G - 00192 Roma
P.IVA/C.F. 06400370968
PEC: rwerenewablesitaliasrl@legalmail.it

Titolo del Progetto:

REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE EOLICA NEI COMUNI DI GAMBATESA (CB), TUFARA (CB), RICCIA (CB) E CERCEMAGGIORE (CB).

Documento:

PROGETTO DEFINITIVO OPERE CIVILI

N° Documento:

PEPI R EA 11

ID PROGETTO:

PEPI

DISCIPLINA:

PD

TIPOLOGIA:

R

FORMATO:

A4

Elaborato:

Shadow Flickering

FOGLIO:

1 di 1

SCALA:

N/A

Nome file:

PEPI_R_EA_11_Shadow Flickering.pdf

Progettazione:



ENERGY & ENGINEERING S.R.L.

Via XXIII Luglio 139
83044 - Bisaccia (AV)
P.IVA 02618900647
Tel./Fax. 0827/81480
pec: energyengineering@legalmail.it

Progettista:



Ing. Davide G. Trivelli

Studio di Impatto Ambientale:

Coordinamento: **Arch. Chiara Trivelli**
Consulenza geologia: dott. Fabio Mastantuono, Geologo
Consulenza archeologia: dott. Marco Vitale, archeologo
Consulenza rumore: dott. Emilio Barisano, chimico
Consulenza agronomica: dott. Mauro De Angelis, agronomo
Consulenza fauna e ambiente: Ianchem s.r.l.
Carlo Alberto Iannace, chimico
Daniele Miranda, biologo



Rev:	Data Revisione	Descrizione Revisione	Redatto	Controllato	Approvato
0	03/07/2023	PRIMA EMISSIONE	ENERGY & ENGINEERING S.R.L.	ENERGY & ENGINEERING S.R.L.	ENERGY & ENGINEERING S.R.L.

**REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI
ENERGIA ELETTRICA DA FONTE EOLICA NEI COMUNI DI
GAMBATESA (CB) E TUFARA (CB).**

**SHADOW FLICKERING
STUDIO SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA.**

Agosto 2023

REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE EOLICA NEI COMUNI DI
GAMBATESA (CB) E TUFARA (CB).

Shadow Flickering - Studio Sull'evoluzione Dell'ombra.

1. PREMESSA.....	3
1.1 Normativa di riferimento.....	9
2. STUDIO SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA.....	10
2.1 Rischio salute umana – Effetto stroboscopico.....	14
3. CALCOLO DELLO SHADOW FLICKERING	17
3.1 Configurazione dell'impianto.....	17
3.2 Individuazione dei recettori	17
3.3 Metodologia di calcolo.....	20
4. ANALISI DEI RISULTATI	21
5 CONCLUSIONI	24

1. PREMESSA.

Il presente **Studio sull'evoluzione dell'ombra** riguarda il progetto per la **"Realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte eolica nei comuni di nei Comuni di Gambatesa (CB) e Tufara (CB),"** con incluse le opere di connessione negli stessi succitati comuni e nei comuni di Riccia (CB) e Cercemaggiore (CB).

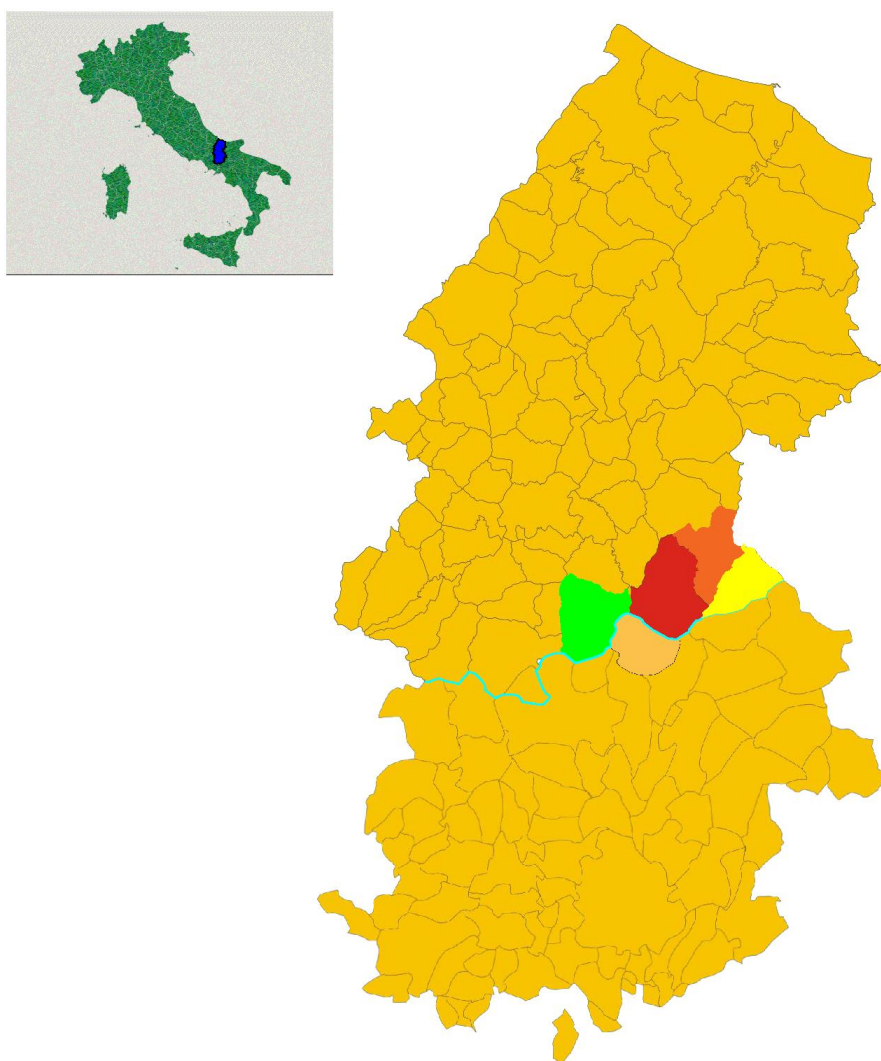


Fig. 1.a: territorio oggetto di intervento nella Provincia di Campobasso: con campitura gialla il comune di Tufara (CB), con campitura arancione il Comune di Gambatesa (CB), con campitura rossa il Comune di Riccia (CB) e con campitura verde il Comune di Cercemaggiore (CB). La linea in ciano indica il confine tra la Regione Molise e la Regione Campania.

REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE EOLICA NEI COMUNI DI GAMBATESA (CB) E TUFARA (CB).

Shadow Flickering - Studio Sull'evoluzione Dell'ombra.

Il progetto in questione riguarda principalmente i comuni di Gambatesa (CB) e Tufara (CB), dove sono previste le turbine di progetto mentre le opere di connessione attraversano entrambi i Comuni già citati e quello di Riccia (CB) e Cercemaggiore (CB) fino ad arrivare alla sottostazione utente nel Comune di Cercemaggiore (CB).

Il Comune di **Gambatesa** è situato in collina e offre un'ampia visuale sul lago di Occhito, un lago artificiale che deriva dallo sbarramento delle acque del fiume Fortore e separa il Molise dalla Puglia.

Si estende per una superficie di 43,69 km², per una popolazione di 1.262 ab. (31-12-2022), con una densità territoriale di 28,89 ab./km². La sua escursione altimetrica è pari a 781 metri, con un'altezza minima di 172 m s.l.m. ed una massima di 953 m s.l.m. Dista dal suo capoluogo di provincia 32,8 chilometri. Ha coordinate 41°30'N e 14°55'E.

Confina con Celenza Valfortore (FG), Macchia Valfortore (CB), Pietracatella (CB), Riccia (CB) e Tufara (CB).

In sintesi i dati territoriali di maggior rilievo sono riportati nella seguente tabella.

Tabella 1a: Gambatesa (CB).		
Nome	Comune di Gambatesa - Provincia di Campobasso Tel 0874 719134	
Estensione	43,69 Km ²	
Popolazione	Residente	1.262 (anno 2022)
Densità		28,89 ab./km ²
Coordinate Geografiche	Latitudine	41°30'N
	Longitudine	14°55'E
Altitudine	Quota minima	172 m.s.l.
	Quota massima	953 m.s.l.

Tufara è situato ai confini con la Provincia di Benevento e di Foggia. A oriente i confini del territorio comunale superano il corso del Fortore così da inglobare un piccolo settore dei monti della Daunia. Il territorio, in prevalenza collinare, è coperto da boschi che lasciano ampi spazi ai campi di cereali e alle piantagioni di ulivi. Il centro del paese sorge su una grande rupe di tufo ed è sovrastato dal castello longobardo e dal campanile della chiesa madre.

Si estende per una superficie di 35,52 km², per una popolazione di 793 ab. (31-12-2022), con una densità territoriale di 22,33 ab./km². La sua escursione altimetrica è pari a 790 metri, con un'altezza minima di 199 m s.l.m. ed una massima di 989 m s.l.m. Dista dal suo capoluogo di provincia 40 chilometri. Ha coordinate 41°29'N e 14°57'E.

Confina con Castelvetero in Val Fortore (BN), Celenza Valfortore (FG), Gambatesa (CB), Riccia (CB), San Bartolomeo in Galdo (BN) e San Marco la Catola (FG).

Tabella 1b: Tufara (CB).		
Nome	Comune di Tufara - Provincia di Campobasso Tel 0874 718121	
Estensione	35,52 Km ²	
Popolazione		793 (anno 2022)
Densità		22,33 ab/km ²
Coordinate Geografiche	Latitudine	41°29'N
	Longitudine	14°57'E
Altitudine	Quota minima	199 m s.l.m.
	Quota massima	989 m s.l.m.

Riccia è situato ai confini con la Provincia di Benevento.

È il centro più importante della valle del Fortore, posto sul versante di una collina, in un paesaggio segnato da campi di grano, oliveti e dal verde del bosco di faggi, frassini e cerri, in località Mazzocca.

Si estende per una superficie di 70,04 km², per una popolazione di 4.861 ab. (31-05-2022), con una densità territoriale di 69,4 ab./km². La sua escursione altimetrica è pari a 703 metri, con un'altezza minima di 286 m s.l.m. ed una massima di 989 m s.l.m. Dista dal suo capoluogo di provincia 25,5 chilometri. Ha coordinate 41° 28' 58,44" N e 14° 50' 2,76" E.

Le frazioni sono Paolina, Sticozze, Mancini, Escamare, Acciarelli, Campolavoro, Caccia Murata, Casalicchio, Castellana, Cesa di Poce, Chianeri, Ciammetta, Colle della Macchia, Colle Favaro, Colle Raio, Crocelle, Campasule, Colle Cuculo, Colle Arso, Colle Giumentaro, Coste, Coste di Borea, Folicari, Fontana Briele, Fontana del Parco, Fonte Cupa, Giardino, Ialessi, Iana, Guado delle

Rena, Guado della Stretta, Guadolapillo, Lama della Terra, Lauri, Linzi, Loie, Mazzocca, Montagna, Montefiglio, Montelanno, Monte Verdone, Orto Vecchio, Pantanello, Peschete, Padule della Vetica, Pesco della Carta, Pesco del Tesoro, Pesco dello Zingaro, Pesco di Faggio, Parco Monachello, Parruccia-Celaro, Piana d'Asino, Piana dei Mulini, Piana della Melia, Piana Ospedale, Piano della Battaglia, Piloni, Rio Secco, Rivicciola, Romano, Scaraiazzo, Scarpellino, Schito, Serrola, Trono, Vado Mistongo, Vallefinocchio, Vallescura, Vicenna, Vignalitto.

Confina con Castelpagano (BN), Castelvetero in Val Fortore (BN), Cercemaggiore, Colle Sannita (BN), Gambatesa, Jelsi, Pietracatella, Tufara.

Tabella 1c: Riccia (CB).		
Nome	Riccia	
Estensione	70,04 Km ²	
Popolazione		4.861 (anno 2022)
Densità		69,4 ab/km ²
Coordinate Geografiche	Latitudine	41° 28' 58,44" N
	Longitudine	14° 50' 2,76" E
Altitudine	Quota minima	286 m s.l.m.
	Quota massima	989 m s.l.m.

Il comune di Cercemaggiore si adagia a ventaglio sul costone del monte S. Maria, dal quale domina l'ampia valle dell'Alto Tammaro. Si estende per una superficie di 56,91 km², per una popolazione di 3.603 abitanti (31/05/2022), con una densità territoriale di 63,31 ab./km². La sua escursione altimetrica è pari a 503 metri, con un'altezza minima di 575 m s.l.m. ed una massima di 1.078 m s.l.m. Dista dal suo capoluogo di provincia 19,1 chilometri. Ha coordinate 41° 27' 44,28" N e 14° 43' 26,40" E. Le frazioni sono Barrea, Cacerno, Canale, Capoiaccio, Caselvatico, Castagna, Catrocca, Cicco Di Toro, Convento, Coppari, Coste Crugnale, Di Florio, Fasani, Fonte Casale, Fonte Dei Serpi, Fonte Di Tonno, Fonte La Noce, Fonte Senigallia, Galardi, Macchie, Marcantonio, Martinelli, Migliarese, Monti, Nardoni, Pantanello, Paoletta, Pesco Cupo, Pesco Morello, Pesco Strascino, Petroccolo, Piana Altare, Piana D'Olmo, Piscero, Ponte Cinque Archi, Quartarella, Riglioni, Rocca, San Marco, San Vito, Selvafranca, Selvapiana, Sterpara Del Piano, Torre, Vallazza, Veticone, Vicenna.

Confina con

Castelpagano (BN), Cercepiccola, Gildone, Jelsi, Mirabello
Sannitico, Morcone (BN), Riccia, Santa Croce del Sannio (BN), Sepino.

Tabella d: Cercemaggiore (CB).		
Nome	Cercemaggiore	
Estensione	56,91 Km ²	
Popolazione		3.603 (anno 2022)
Densità		63,31 ab/km ²
Coordinate Geografiche	Latitudine	41° 27' 44,28" N
	Longitudine	14° 43' 26,40" E
Altitudine	Quota minima	575 m s.l.m.
	Quota massima	1.078 m s.l.m.

Il progetto, proposto dalla società RWE Renewables Italia s.r.l., è finalizzato alla realizzazione di un impianto eolico per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile eolica (da immettere nella rete di trasmissione nazionale (RTN) in alta tensione), con una potenza elettrica nominale installata di 52,80 MW, ottenuta attraverso l'impiego di 8 generatori eolici da 6,60 MW nominali. Gli aerogeneratori saranno collegati tra loro attraverso un cavidotto interrato in AT a 36 kV che collegherà il parco eolico alla cabina di utenza a 36 kV. Questa sarà collegata mediante cavo interrato a 36 kV alla adiacente stazione di trasformazione 150/36 kV, che costituirà il punto di connessione alla RTN., così come emerge dalla soluzione tecnica minima generata da TERNA S.p.a.

Tali Opere di Rete costituiscono parte integrante per il funzionamento dell'impianto eolico, in quanto permetteranno l'immissione sulla Rete Trasmissione Nazionale (RTN) dell'energia prodotta e che saranno, ai sensi della succitata legge 387/03, autorizzate come opere accessorie al campo eolico. Il processo su cui è basato il funzionamento dell'impianto non comporta emissione di sostanze inquinanti, o di qualunque altro tipo di effluenti.

Di seguito si riportano i dati catastali delle aree di impianto delle torri e le coordinate UTM WGS84:

Aerogeneratore	Comune	Foglio catastale	Particella	Coordinate UTM WGS84	
				Easting (m)	Northing (m)
T1	Gambatesa	34	159	493641	4594563
T2	Gambatesa	38	88	493785	4593982

T3	Tufara	11	123	494433	4593269
T4	Gambatesa	40	90	493296	4592879
T5	Gambatesa	44	13	492133	4592662
T6	Gambatesa	46	64	491710	4590443
T7	Tufara	26	1	493137	4590927
T8	Tufara	34	43	495555	4589849

1.1 Normativa di riferimento.

In Italia, la normativa concernente l'ombreggiamento provocato da turbine eoliche risulta essere carente. Non risulta vi siano parametri e limiti definiti univocamente. La Germania ha prodotto dettagliate linee guida contenenti limiti e condizioni per il calcolo dell'impatto sulla salute umana derivante dallo Shadow Flickering, che possono essere adottati per il presente progetto, come di seguito riportati:

- angolo minimo del sole rispetto all'orizzonte da cui calcolare l'ombreggiamento: almeno 3°;
- percentuale di copertura del sole dalla pala: almeno 20%;
- valori limite espressi in ore/anno di ombreggiamento presso un recettore prossimo ad una centrale eolica:
 1. Massimo 30 ore/annue di massima ombra astronomica (caso peggiore);
 2. Massimo 30 min/giorno di massima ombra astronomica (caso peggiore);
 3. In caso di regolazione automatica sono previste come impatto d'ombra massimo 8 ore/annue.

Si ritiene si possa considerare accettabile, come valore limite di ore/anno di ombreggiamento, un valore massimo di 50 ore di ombreggiamento presso un singolo ricettore.

2. STUDIO SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA.

La posizione occupata dal sole può essere univocamente individuata con due coordinate angolari: l'azimut, che si misura in senso orario sul piano orizzontale a partire dal nord geografico fino al punto sull'orizzonte direttamente al di sotto dell'oggetto, e l'elevazione (o altezza), che si misura sul piano verticale, partendo dal citato punto, su fino all'oggetto.

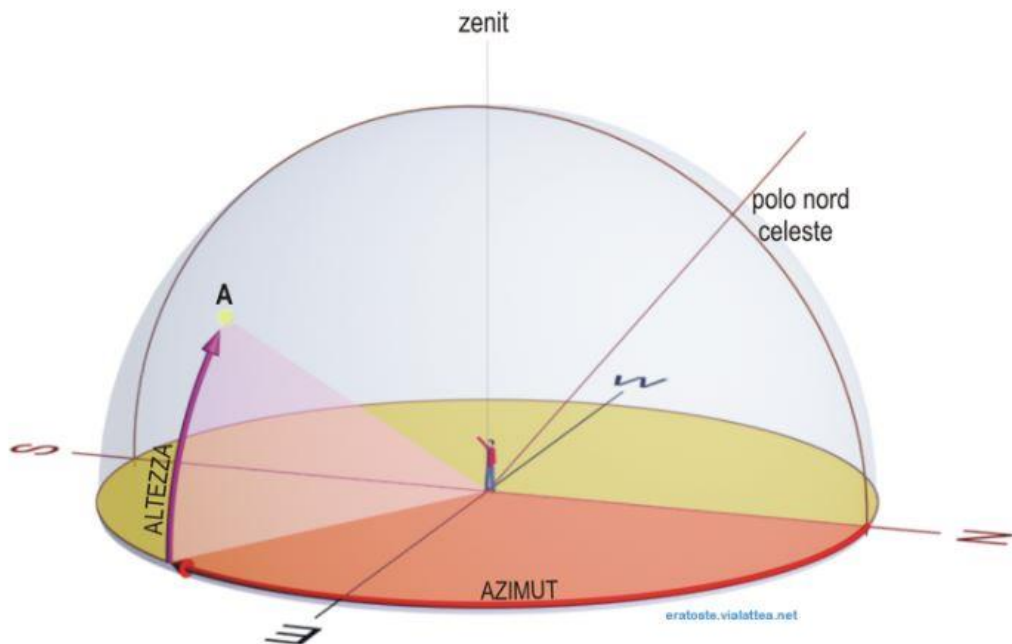


Figura 2a: Altezza e dell'azimut.

Per il movimento della Terra rispetto al sole, l'azimut e l'elevazione cambiano continuamente nel tempo. Pertanto, il percorso seguito dal sole nel cielo durante il giorno appare come un arco che si discosta leggermente, per geometria, sia da quello del giorno precedente, sia da quello che del giorno seguente. Ogni giorno dell'anno, tra l'alba e il tramonto, si ripete quasi esattamente. In realtà, la durata del giorno non coincide perfettamente con la durata della luce naturale. Infatti prima dell'alba e dopo il tramonto ci sono intervalli di tempo (denominati rispettivamente crepuscolo mattutino e crepuscolo serale o serotino) durante i quali giunge a terra una luce diffusa naturale fornita dai livelli atmosferici superiori, che ricevono luce solare diretta per un tempo più lungo e ne riflettono una quota verso la sottostante terra.

Le torri eoliche, essendo strutture fortemente sviluppate in altezza, proiettano ombre sulle aree adiacenti in presenza della luce solare diretta.

Rispetto alle altre strutture sviluppate in altezza (edifici, tralicci della alta tensione, pali della illuminazione, ecc), le turbine eoliche presentano un problema extra, ovvero, oltre alla proiezione dell'ombra sul terreno e/o su strutture esistenti, un impianto eolico può proiettare anche l'ombra in movimento dovuto alla rotazione delle pale. Le ombre in movimento (periodico a intermittenza), se vissuto dal recettore per periodi di tempo non trascurabile, possono creare disturbo e, in casi rari, danni alla salute.

Questo accade quando vi sono le seguenti condizioni:

- si è 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; questo accade, in riferimento alla latitudine di progetto, in un'altezza del sole pari ad almeno 15-20°;
- le pale sono in movimento;
- la turbina e il recettore sono vicini: le ombre proiettate in prossimità dell'aerogeneratore risultano di maggiore intensità e nitidezza rispetto a quelle proiettate lontano; con l'aumentare della distanza tra turbina e recettore, le pale coprono una porzione sempre più piccola del sole, inducendo un fastidio di minore entità; inoltre il fenomeno risulta di trascurabile 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;
- la linea recettore-aerogeneratore non incontra ostacoli; in presenza di vegetazione o edifici interposti l'ombra generata da quest'ultimi ridimensiona o annulla il fenomeno.

Quindi, la realizzazione di parchi eolici può determinare un effetto negativo sulla salute umana denominato **"Effetto stroboscopio"**, noto anche come "Shadow-Flickering", ovvero l'effetto stroboscopico delle ombre proiettate dalle pale rotanti degli aerogeneratori in determinate condizioni meteorologiche. È detto anche "sfarfallio dell'ombra" ed è causato, come detto, dall'interruzione della luce solare provocata dalle pale in movimento. Si tratta di un effetto di lampeggiamento che si verifica quando le pale del rotore

in movimento "tagliano" la luce solare in maniera intermittente. La letteratura scientifica internazionale ne parla diffusamente.

In realtà, l'effetto negativo e la durata di tale effetto dipendono da una serie di condizioni ambientali, tra cui:

- la posizione del sole,
- l'ora del giorno,
- il giorno dell'anno,
- le condizioni atmosferiche ambientali e la posizione della turbina eolica rispetto ad un recettore sensibile.

In Italia, e in particolare al Sud, questo fenomeno è meno importante rispetto alle latitudini più settentrionali del nord Europa, perché l'altezza media del sole è più elevata e, pertanto, la zona d'influenza dell'ombra è più ridotta.

Si deve tener conto, inoltre, della durata media del giorno in funzione della latitudine di progetto. I recettori censiti nel raggio di 500 metri dagli aerogeneratori di progetto sono localizzati nei Comuni di Gambatesa (CB), Tufara (CB), Riccia (CB) e Castelvete in Val Fortore. Si riportano di seguito le tabelle con indicazione della durata media del giorno nei suddetti comuni.

Durata Media del Giorno per Gambatesa	
Gennaio: nove ore e quarantadue minuti	Luglio: quattordici ore e cinquantanove minuti
Febbraio: dieci ore e quarantaquattro minuti	Agosto: tredici ore e cinquantasette minuti
Marzo: dodici ore e quattro minuti	Settembre: dodici ore e trentasette minuti
Aprile: tredici ore e ventisette minuti	Ottobre: undici ore e quattordici minuti
Maggio: quattordici ore e trentanove minuti	Novembre: dieci ore ed un minuto
Giugno: quindici ore e sedici minuti	Dicembre: nove ore e ventidue minuti
Annuale: dodici ore e ventuno minuti	

Durata Media del Giorno per Tufara	
Gennaio: nove ore e quarantadue minuti	Luglio: quattordici ore e cinquantanove minuti
Febbraio: dieci ore e quarantaquattro minuti	Agosto: tredici ore e cinquantasei minuti
Marzo: dodici ore e tre minuti	Settembre: dodici ore e trentasei minuti
Aprile: tredici ore e ventisette minuti	Ottobre: undici ore e quattordici minuti
Maggio: quattordici ore e trentanove minuti	Novembre: dieci ore ed un minuto
Giugno: quindici ore e sedici minuti	Dicembre: nove ore e ventidue minuti
Annuale: dodici ore e venti minuti	

Durata Media del Giorno per Riccia	
Gennaio: nove ore e quarantaquattro minuti	Luglio: quindici ore ed un minuto
Febbraio: dieci ore e quarantasei minuti	Agosto: tredici ore e cinquantanove minuti
Marzo: dodici ore e cinque minuti	Settembre: dodici ore e trentanove minuti
Aprile: tredici ore e ventinove minuti	Ottobre: undici ore e sedici minuti
Maggio: quattordici ore e quarantuno minuti	Novembre: dieci ore e tre minuti
Giugno: quindici ore e diciotto minuti	Dicembre: nove ore e venticinque minuti
Annuale: dodici ore e ventitrè minuti	

Sono soprattutto le aree poste ad est o ad ovest degli impianti eolici che sono più suscettibili a subire questi fenomeni all'alba ed al tramonto.

Nel caso dell'impianto eolico in questione, la direzione prevalente del vento è in direzione sud-ovest/nord-est. Ma comunque l'impianto è progettato in maniera tale da orientare sempre l'asse di rotazione delle pale secondo il vento prevalente.

Inoltre, nella valutazione sull'evoluzione delle ombre si può considerare che:

- le attività antropiche in zona sono limitate;
- le turbine eoliche non sono funzionanti per tutte le ore dell'anno;
- in molte ore all'anno il sole è oscurato e non genera ombra diretta;
- molte delle ore di luce analizzate corrispondono a frazioni della giornata poco attive da parte delle attività antropiche (primissime ore mattutine);
- la frequenza dello shadow flickering è correlata alla velocità di rotazione del rotore; le frequenze delle macchine considerate nel presente progetto sono dell'ordine di $0.7 \div 1.5$ Hz; è noto che frequenze inferiori a 10 Hz non hanno alcuna correlazione con attacchi di natura epilettica e che quindi non arrecano danni particolari alla salute umana; solo fastidio; in termini di impatto sulla popolazione, tali frequenze sono innocue; basti pensare che le lampade stroboscopiche, largamente impiegate nelle discoteche, producono frequenze superiori a 5 Hz.

Il giusto posizionamento dell'impianto e la esecuzione di opere di mitigazione consentono di evitare lo spiacevole fenomeno di flickering (turbina in

movimento posta tra una fonte luminosa e l'osservatore), prevedendo il luogo di incidenza dell'ombra e disponendo le turbine in maniera tale che l'ombra sulle zone sensibili (per lo più abitazioni) non superi un certo numero di ore all'anno. Per posizionare in maniera corretta l'impianto è necessario eseguire uno studio sull'evoluzione dell'ombra generata dagli aerogeneratori, che può essere eseguito anche con l'ausilio di un software che effettua analisi informative territoriali su base cartografica. È necessario effettuare delle simulazioni considerando diversi scenari, a seconda dell'altezza del sole sull'orizzonte, a seconda delle stagioni.

In generale, 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.); inoltre, la turbina dovrebbe essere orientata in modo che il rotore risulti perpendicolare alla linea sole-recettore.



Fig. 2.1 – Proiezione dell'ombra indotta dall'aerogeneratore con rotore perpendicolare alla linea sole - recettore



Fig. 2.2 – Proiezione dell'ombra indotta dall'aerogeneratore con rotore in linea con il sole ed il recettore

Figura 2b: l'ombra degli aerogeneratori.

2.1 Rischio salute umana – Effetto stroboscopico.

Per verificare la sussistenza del fenomeno dello shadow flickering indotto dalle opere in progetto sono state effettuate delle simulazioni con l'ausilio del

software WindPro - modulo il calcolo "Intermittenza dell'ombra". Predisposto il modello digitale del terreno e quello delle turbine per la simulazione dell'orografia del suolo e del parco eolico (considerando per ogni turbina l'altezza complessiva della macchina, intesa quale somma tra l'altezza del mozzo e la lunghezza di pala), sono stati inseriti una serie di parametri, tra cui quelli più significativi sono di seguito indicati: angolo minimo del sole rispetto all'orizzonte da cui calcolare l'ombreggiamento (3° - riferimento desunto da bibliografia e dalla normativa tedesca e coincidente con il parametro di default del software); passo giornaliero del calcolo (1 giorno), passo temporale di calcolo (1 minuto), distanza limite fino a cui calcolare l'ombreggiamento dalla turbina (500 m - il riferimento delle Linee guida tedesche è di 1000 metri, ma, considerato che la bibliografia specialistica indica che gli impatti negativi dell'ombreggiamento risultano trascurabili o addirittura non percepibili a distanze prossime ai 1000 metri, si è valutata sufficiente la distanza limite di 500 metri).

Il grafico in figura 2 riporta l'evoluzione annuale dell'ombra di una turbina considerando il caso peggiore di pale sempre in rotazione intorno al mozzo, e orientate sempre ortogonalmente al sole durante la sua evoluzione giornaliera.

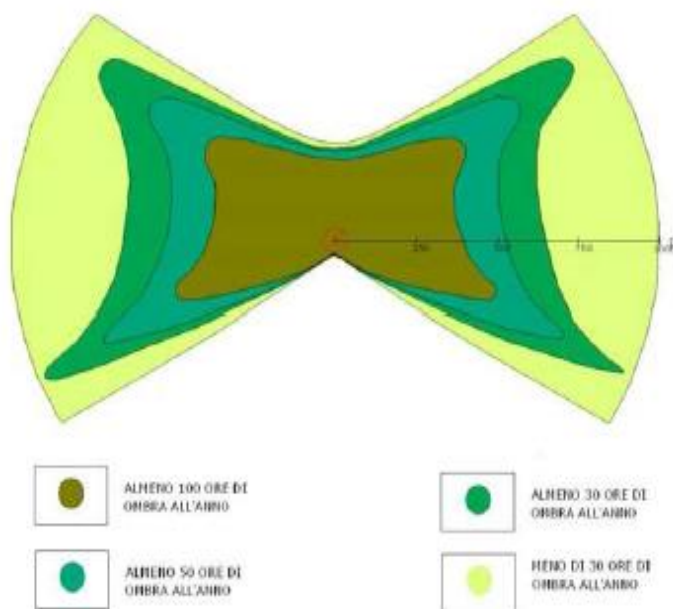


Figura 2- Evoluzione annuale dell'ombra

Considerati i pochi precedenti esistenti (Germania) e le ipotesi così penalizzanti con cui è stata calcolato tale grafico, è ragionevole assumere la parte più interna del grafico come limite da non superarsi, ovvero l'area che supera le 110 ore all'anno di ombra dei punti di installazione. La fase di progettazione del layout d'impianto ha seguito tali principi.

3. CALCOLO DELLO SHADOW FLICKERING

3.1 Configurazione dell'impianto

Il progetto prevede l'installazione di 8 aerogeneratori con altezza al mozzo massima di 115 m e diametro massimo di 170 m. La disposizione prevista per le turbine è riportata nella tabella sottostante.

Aerogeneratore	Comune	Coordinate UTM WGS84	
		Easting (m)	Northing (m)
T1	Gambatesa	493641	4594563
T2	Gambatesa	493785	4593982
T3	Tufara	494433	4593269
T4	Gambatesa	493296	4592879
T5	Gambatesa	492133	4592662
T6	Gambatesa	491710	4590443
T7	Tufara	493137	4590927
T8	Tufara	495555	4589849

3.2 Individuazione dei recettori

Ai fini della previsione degli impatti indotti sulle abitazioni dall'impianto eolico in progetto sono stati individuati i recettori presenti nei pressi degli aerogeneratori.

Sebbene il fenomeno possa essere percepito anche all'esterno, esso risulta evidente e fastidioso in quegli ambienti con finestrate che si trovano sul prolungamento della direttrice sole-turbina, per questo motivo, si è considerato nella simulazione la presenza di finestre di altezza 1 metro e larghezza 1 metro posizionate ad altezza dal suolo di 1 metro.

RECETTORE	COORDINATE	CATEGORIA CATASTALE	DISTANZA DA WTG PIÙ VICINA (m)
A	493075 E 4594592 N	A4	569 (T1)
B	496030 E 4589787 N	A4/D10	481 (T8)
C	493553 E 4595055 N	A4	507 (T1)
D	493651 E 4595048 N	A7	492 (T1)
E	493693 E 4594993 N	A3	438 (T1)
F	494152 E 4594154 N	A4/C2	410 (T2)
G	494112 E 4593508 N	A3	403 (T3)
H	494478 E 4592822 N	A4	446 (T3)
I	491740 E 4592493 N	A4	428 (T5)
J	491740 E 4592480 N	A4/C2	435 (T5)
K	491696 E 4592568 N	A4/C2	450 (T5)
L	491657 E 4592752 N	A4	490 (T5)
M	491542 E 4590841 N	A4	442 (T6)
N	492176 E 4590450 N	A3	473 (T6)
O	493365 E	A3/D10	560 (T7)

REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE EOLICA NEI COMUNI DI GAMBATESA (CB) E TUFARA (CB).

Shadow Flickering - Studio Sull'evoluzione Dell'ombra.

	4590411 N		
P	493539 E 4590523 N	A3/C6	570 (T7)
Q	491245 E 4590452 N	A3/D10	465 (T6)
R	491579 E 4590043 N	A3/D10	415 (T6)
S	495402 E 4589377 N	A4	490 (T8)
T	495725 E 4589454 N	A4/F2	435 (T8)
U	494862 E 4593410 N	A4	460 (T3)

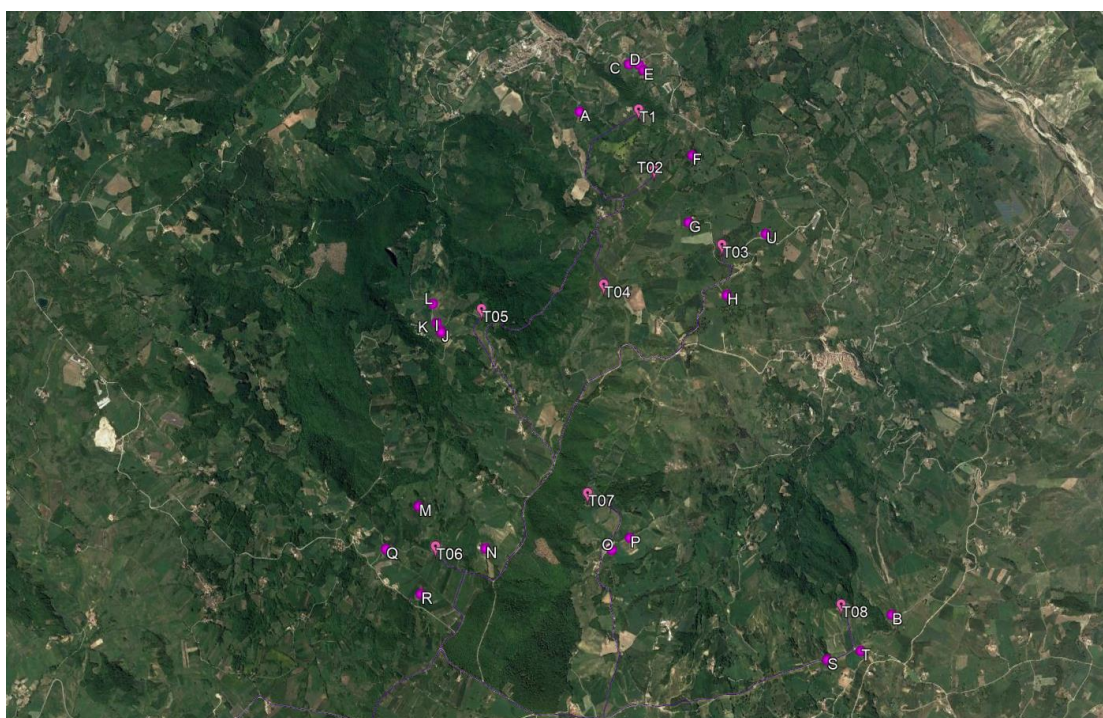


Fig. 3.2a: Recettori.

3.3 Metodologia di calcolo

La valutazione tecnica è stata eseguita con l'ausilio del software WindPro, software di simulazione specifico per la progettazione di impianti eolici.

Il software utilizza una serie di dati di input caratterizzanti quali:

- Modello DTM del terreno;
- la disposizione geografica delle turbine;
- la disposizione geografica dei "recettori sensibili".

Sulla base di questi dati il software calcola il numero di ore annue di esposizione allo shadow flickering per ciascun nodo del grigliato che copre l'intera area, nonché il numero di ore a cui sono esposte le abitazioni.

Nello studio viene comunque calcolato un "worst case" ovvero la condizione più sfavorevole possibile, in quanto si considera che:

- Il sole splende per tutta la giornata, dall'alba al tramonto (cioè si è sempre in assenza di copertura nuvolosa);
- Il piano di rotazione delle pale è sempre perpendicolare alla direttrice sole-aerogeneratore (l'aerogeneratore "insegue" il sole);
- Gli aerogeneratori sono sempre operativi.

Inoltre, per le simulazioni, si è trascurata la presenza degli alberi e di altri ostacoli che bordano le strade "intercettando" l'ombra degli aerogeneratori riducendo quindi il fastidio del flickering.

Lo studio, inoltre, è stato effettuato senza tenere conto di dati statistici delle stazioni anemometriche nelle vicinanze del parco di progetto. In tal modo, il numero di ore di ombreggiamento ricavato non è realistico, poiché si tiene conto delle ore stimate di funzionamento della turbina nell'arco di un anno, senza considerare la direzione del vento che influisce sull'orientamento delle pale rispetto al sole e dunque sull'ombra proiettate sui ricettori (worst case). Pertanto i risultati ai quali si perverrà fanno riferimento al peggior caso possibile ("worst case") che gli stessi sono ampiamente cautelativi. Pertanto si tenga conto che i risultati ai quali si perverrà sono ampiamente cautelativi.

4. ANALISI DEI RISULTATI

Di seguito, si riportano, in forma tabellare, i risultati della simulazione per i recettori analizzati:

Risultati dei calcoli

Recettore d'ombra	Ombra, caso peggiore			Ombra, valore atteso
n.	Ore d'ombra per anno	Giorni con ombra per anno	Massima durata dell'ombra per giorno	Ore d'ombra per anno
	[ore/anno]	[giorni/anno]	[ore/giorno]	[ore/anno]
A	134:25	199	1:06	66:28
B	139:52	146	1:22	77:44
C	82:43	78	1:17	32:51
D	82:53	76	1:19	32:53
E	120:36	93	1:31	48:31
F	140:30	123	1:31	65:26
G	240:28	150	2:19	101:07
H	19:35	46	0:33	11:04
I	69:47	106	1:08	38:42
J	50:44	94	0:56	28:13
K	140:24	114	1:25	77:35
L	105:12	102	1:32	57:17
M	155:32	143	1:30	64:18
N	126:11	125	1:20	69:48
O	0:00	0	0:00	0:00
P	0:00	0	0:00	0:00
Q	123:54	118	1:22	67:41
R	0:00	0	0:00	0:00
S	0:00	0	0:00	0:00
T	0:00	0	0:00	0:00
U	118:48	134	1:20	59:08

Ombreggiamento totale sui recettori d'ombra causato da ciascuna WTG

n.	Nome	Caso peggiore [ore/anno]	Atteso [ore/anno]
1	Siemens Gamesa SG 6.6-170 6600 170.0 !0! hub: 115,0 m (TOT: 200,0 m) (1)	274:21	121:55
2	Siemens Gamesa SG 6.6-170 6600 170.0 !0! hub: 115,0 m (TOT: 200,0 m) (2)	203:59	92:50
3	Siemens Gamesa SG 6.6-170 6600 170.0 !0! hub: 115,0 m (TOT: 200,0 m) (3)	312:56	139:23
4	Siemens Gamesa SG 6.6-170 6600 170.0 !0! hub: 115,0 m (TOT: 200,0 m) (4)	89:46	44:44
5	Siemens Gamesa SG 6.6-170 6600 170.0 !0! hub: 115,0 m (TOT: 200,0 m) (5)	250:58	137:42
6	Siemens Gamesa SG 6.6-170 6600 170.0 !0! hub: 115,0 m (TOT: 200,0 m) (6)	397:42	197:38
7	Siemens Gamesa SG 6.6-170 6600 170.0 !0! hub: 115,0 m (TOT: 200,0 m) (7)	7:55	4:10
8	Siemens Gamesa SG 6.6-170 6600 170.0 !0! hub: 115,0 m (TOT: 200,0 m) (8)	139:52	77:44

I tempi totali possono differire tra le tabelle per turbine e quelle per recettori, in quanto ciascuna WTG può dare ombreggiamento su 2 o più recettori contemporaneamente, e/o un recettore può subire ombreggiamento da 2 o più WTGs contemporaneamente.

Total time as expected values at given receptor in case of cumulative (but not concurrent) flicker within a day from several turbines may deviate marginally from the individual flicker caused by each turbine separately

Il calcolo riporta un risultato positivo per tutti e 8 gli aerogeneratori, per i quali vi è un numero atteso di ore/anno di ombra compatibile con i riferimenti di letteratura. Infatti, 4 turbine hanno un "ombreggiamento atteso" inferiore a 100 ore/anno; 4 turbine hanno un ombreggiamento tra 121 e 197 ore/anno (tale dato riguarda cumulativamente più recettori).

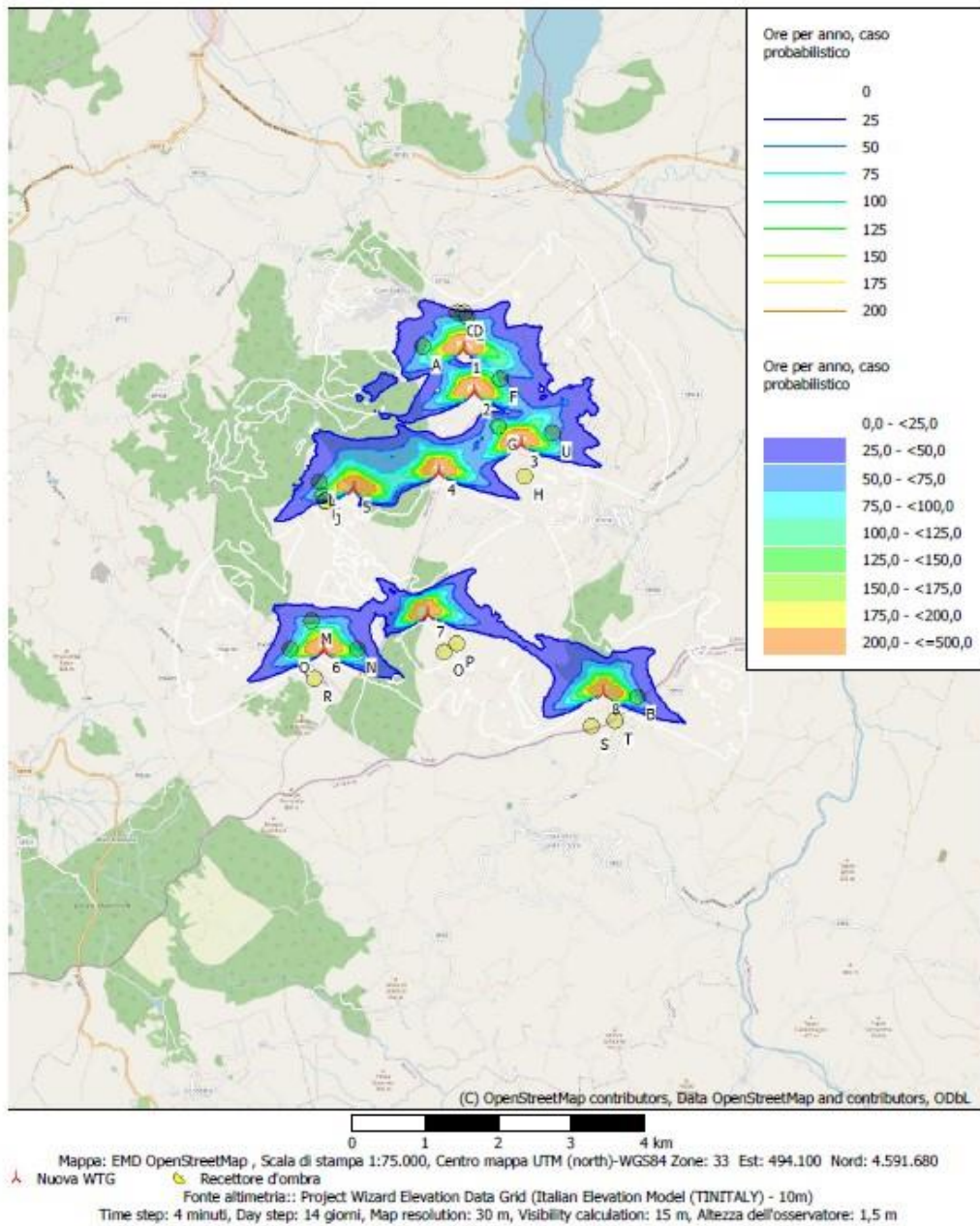
Gli aerogeneratori di progetto generano fenomeno di shadow/flickering sempre inferiore alle 100 ore/anno, compreso tra 0 e 77 ore/anno, tranne nel caso del recettore "G" per cui generano il fenomeno per 101 ore/anno.

Tale studio è stato fatto nel peggiore caso possibile, pertanto è assolutamente cautelativo poiché non tiene conto della presenza di nubi e di vegetazione ad alto fusto, e soprattutto della direzione prevalente del vento.

In allegato si riporta il dettaglio analitico di quanto espresso dal grafico precedente con gli specifici orari di inizio e di fine del fenomeno. A seguire è altresì riportata la sintesi grafica annuale (come mostra l'immagine precedente) dell'apporto di ombreggiamento a carico di ogni recettore e gli aerogeneratori responsabili del fenomeno.

È stata inoltre elaborata una mappa (report Map) in cui vengono riportate, con diverse gradazioni di colore, le zone soggette ad una determinata durata del fenomeno dell'ombreggiamento oltre all'estensione areale nella quale il fenomeno risulta significativo.

SHADOW - Mappa



Per quanto riguarda le strade interessate dal fenomeno si evidenzia che la percezione dell'impianto dalla strada risulterebbe essere "in movimento" e quindi legata alla breve permanenza delle automobili in transito, per cui il fastidio indotto sarebbe temporalmente limitato. A questo si aggiunge che le simulazioni sono state effettuate assumendo le "condizioni peggiori", sovrastimando pertanto l'effetto di flickering.

REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE EOLICA NEI COMUNI DI GAMBATESA (CB) E TUFARA (CB).

Shadow Flickering - Studio Sull'evoluzione Dell'ombra.

5 CONCLUSIONI

In conclusione, si può asseverare che i risultati ottenuti dall'elaborazione evidenziano, pur considerando le condizioni più sfavorevoli, che le turbine del parco eolico di progetto non generano un impatto di tipo ostativo per il fenomeno di shadow/flickering sui recettori oggetto dell'analisi.

In via generale, va comunque sottolineato che, anche laddove vi siano le condizioni più sfavorevoli di esposizione, come nel caso del recettore individuato come G, il fenomeno di ombreggiamento si manifesterebbe per un periodo massimo di circa 240 ore all'anno, per l'elaborazione effettuata nelle condizioni peggiori possibili ("Worst Case"), che ipotizza una struttura sempre esposta perpendicolarmente alla sorgente e che il vento non abbia una direzione prevalente.

In ogni caso è comunque da rimarcare il grado di cautela utilizzato per la simulazione che non tiene conto di tutte le possibili fonti di attenuazione dell'effetto cui ogni recettore è (o può essere) soggetto, quali presenza di alberi, ostacoli, siepi e quant'altro possa attenuare il fenomeno dell'evoluzione giornaliera dell'ombra.

Va altresì sottolineato che:

- la velocità di rotazione della turbina Siemens Gamesa SG170-6,60 MW è 8,83 rotazioni al minuto, quindi nettamente inferiore a 60 rpm, frequenza massima raccomandata al fine di ridurre al minimo i fastidi e soddisfare le condizioni di benessere;
- le turbine in progetto che causano il fenomeno dell'ombreggiamento sono molto distanti dai recettori accertati. In tali circostanze l'effetto dell'ombra è trascurabile poiché il rapporto tra lo spessore della pala e la distanza dal recettore è molto ridotto.

Gli aerogeneratori di progetto generano fenomeno di shadow/flickering sempre inferiore alle 100 ore/anno, compreso tra 0 e 77 ore/anno, tranne nel caso del recettore "G" per cui generano il fenomeno per 101 ore/anno, pertanto **non sono necessarie misure di mitigazione.**

Nel caso in cui si renda necessario, in fase di esercizio, contrastare gli effetti

di shadow flickering sulle abitazioni interessate sono possibili due soluzioni:

- completamento della piantumazione già presente e non considerata nella fase di studio o, in alternativa,
- l'installazione, sugli aerogeneratori che causano il fenomeno dell'ombreggiamento, dello Shadow Detection System, un'innovativa tecnologia che, attraverso l'analisi della posizione del sole, del rotore della turbina e delle abitazioni circostanti, blocca la turbina nei periodi in cui si creano le condizioni favorevoli per il verificarsi dello shadow flickering, annullando così il fenomeno.