



REGIONE  
TOSCANA



COMUNE DI  
MANCIANO



PROVINCIA DI  
GROSSETO

## PROGETTO DEFINITIVO

Impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica "Fiore" di potenza nominale pari a 52.8 MW e relative opere connesse da realizzarsi nel comune di Manciano (GR)

Titolo elaborato

### Studio sugli effetti dello shadow flickering

Codice elaborato

**F0612AR05A**

Scala

-

Riproduzione o consegna a terzi solo dietro specifica autorizzazione.

### Progettazione



#### F4 ingegneria srl

Via Di Giura - Centro direzionale, 85100 Potenza  
Tel: +39 0971 1944797 - Fax: +39 0971 55452  
www.f4ingegneria.it - f4ingegneria@pec.it

Il Direttore Tecnico  
(ing. Giovanni Di Santo)



Gruppo di lavoro

Dott. For. Luigi ZUCCARO  
Ing. Giuseppe MANZI  
Ing. Monica COIRO  
Ing. jr. Flavio Gerardo TRIANI  
Ing. Gerardo Giuseppe SCAVONE  
Ing. Manuela Nardoza  
Ing. Angelo CORRADO  
Arch. Gaia TELESCA



Società certificata secondo le norme UNI-EN ISO 9001:2015 e UNI-EN ISO 14001:2015 per l'erogazione di servizi di ingegneria nei settori: civile, idraulica, acustica, energia, ambiente (settore IAF: 34).

Consulenze specialistiche

### Committente

#### Apollo Wind S.r.l.

Via della Stazione, 7  
39100 Bolzano (BZ)

Data	Descrizione	Redatto	Verificato	Approvato
Dicembre 2023	Prima emissione	FTR	FTR	GMA

File sorgente: F0612AR05A - Studio sugli effetti dello shadow flickering.docx

## Sommario

<b>1</b>	<b>Premessa</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>Informazioni essenziali</b>	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>Il fenomeno dello shadow flickering</b>	<b>5</b>
<b>4</b>	<b>Individuazione dei ricettori</b>	<b>8</b>
<b>5</b>	<b>Modello di calcolo</b>	<b>10</b>
<b>6</b>	<b>Risultati</b>	<b>12</b>

# 1 Premessa

---

La presente relazione riporta i criteri di valutazione ed i risultati relativi allo studio del fenomeno dello shadow flickering, per la realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte eolica, denominato "Fiora", da realizzarsi nel territorio comunale di Manciano nella provincia di Grosseto, presentato dalla **società Apollo wind** con sede in Via della Stazione 7, 39100 – Bolzano, in qualità di proponente.

## **Caratteristiche della fonte utilizzata**

Nell'ambito del processo di progettazione di un impianto eolico e più in generale nelle fasi dello sviluppo del sito è necessario conoscere con una buona affidabilità la consistenza della risorsa eolica disponibile e quindi della sua produzione attesa. Ciò è garantito da idonee rilevazioni in sito delle grandezze di velocità e di direzione del vento per un periodo di alcuni anni.

Il parco eolico è costituito da 8 aerogeneratori di potenza unitaria pari a 6.6 MW, in accordo con la potenza di immissione da STMG. L'impianto è collegato in antenna 36kV, mediante elettrodotto interrato su un ampliamento della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN 380/150/36 Kv, come da soluzione tecnica minima generale STMG, codice pratica del preventivo di connessione 202303462.

Le valutazioni di producibilità sono state effettuate considerando il modello Siemens Gamesa SG 170 Hh115m, hTot 200m o altro modello simile. Si può affermare che i risultati delle misurazioni della ventosità, pur considerando le tipiche incertezze di misura proprie delle apparecchiature utilizzate, che sono state opportunamente e cautelativamente stimate, indicano che l'entità della risorsa disponibile rientra tra quelle di interesse per la realizzazione di un impianto eolico.

## 2 Informazioni essenziali

Proponente	Apollo Wind S.r.l.
Potenza complessiva massima in immissione	52.8 MW
Potenza complessiva impianto	52.8 MW
Potenza singolo WTG	6.6 MW
Numero aerogeneratori	8
Altezza hub max	115 m
Diametro rotore max	170 m
Altezza complessiva max	200 m
Area poligono impianto	5.1 kmq
Lunghezza elettrodotto AT area parco	12.324 km
Lunghezza elettrodotto AT esterno	24 m
RTN autorizzata (si/no)	no
RTN esistente (si/no)	no
Tipo di connessione alla RTN (cavo/aereo)	Impianto di accumulo da 25 MW – Collegamento in antenna a 36 kV ad una nuova Stazione Elettrica di trasformazione RTN 150/36 kV da inserire in entra - esce alla linea RTN a 150 kV "Suvereto - Montalto"
Piazzola di montaggio (max)	8860 m <sup>2</sup>
Piazzola definitiva (max)	1460 m <sup>2</sup>

L'intervento proposto consiste nella realizzazione di un nuovo parco eolico, denominato "Fiora", localizzato nel territorio comunale di Manciano, in provincia di Manciano. L'impianto sarà composto da n. 8 aerogeneratori con la potenza complessiva in immissione di 52.8 MW, in accordo con quanto previsto nella STMG Terna ID 202303462. Le relative opere di connessione saranno ubicate nel Comune di Manciano (GR).

Gli aerogeneratori che potranno essere installati sono delle seguenti tipologie: Siemens Gamesa SG170-HH115 m o altro modello simile.

Il progetto proposto ricade **al punto 2 dell'elenco di cui all'allegato II alla Parte Seconda del d.lgs. n. 152/2006 e s.m.i., come modificato dal d.lgs. n. 104/2017, "impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW"**, pertanto risulta soggetto al procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale per il quale il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza energetica di concerto con il Ministero della Cultura, svolge il ruolo di autorità competente in materia.

### 3 Il fenomeno dello shadow flickering

Gli aerogeneratori, al pari di tutte le altre strutture fortemente sviluppate in altezza, proiettano un'ombra sulle aree circostanti in presenza di irraggiamento solare diretto.

Lo shadow flickering (letteralmente ombreggiamento intermittente) è l'espressione comunemente impiegata per descrivere una fluttuazione periodica dell'intensità luminosa osservata. Tale effetto (stroboscopico) è causato dalla proiezione, su una generica superficie, dell'ombra indotta da oggetti in movimento. Nel caso specifico di un impianto eolico il fenomeno è generato dalla proiezione, al suolo o su un ricettore (abitazione), dell'ombra prodotta dalle pale degli aerogeneratori in rotazione allorché il sole si trova alle loro spalle (cfr. figura successiva).

Il fenomeno, dal punto di vista di un potenziale ricettore, si traduce in una variazione alternata e ciclica 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 dalla nebbia, sia quando, in assenza di vento, le pale dell'aerogeneratore non sono in rotazione.

In particolare, 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 di molto inferiore ai 35 giri al minuto, corrispondente ad una frequenza di passaggio delle pale sulla verticale inferiore a 1,75 Hz, minore, quindi, della frequenza critica di 2,5 Hz riportata in letteratura. Inoltre, i generatori di grande potenza (dal MW in su) raramente superano la velocità di rotazione di 15 giri al minuto, corrispondente a frequenze di passaggio delle pale ampiamente minori di quelle ritenute fastidiose per la maggioranza degli individui.

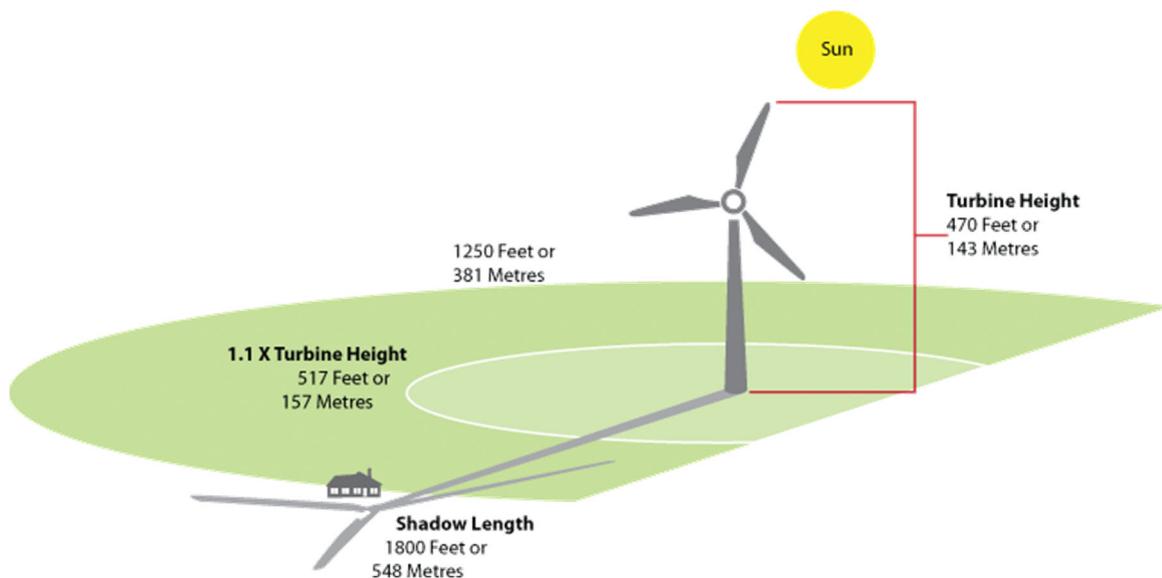


Figura 1: Rappresentazione schematica del fenomeno dello shadow flickering

Tale fenomeno, se sperimentato da un ricettore per periodi di tempo prolungati, può generare un disturbo, nelle seguenti condizioni:

- presenza di un livello sufficiente di intensità luminosa, ovvero in condizioni di cielo sereno sgombro da nubi ed in assenza di nebbia e con sole alto rispetto all'orizzonte;
- assenza di ostacoli sulla congiungente ricettore - aerogeneratore: la presenza di vegetazione e/o edifici interposti all'ombra generata da questi ultimi annullerebbe il fenomeno. Quindi, condizione favorevole affinché il fenomeno in esame si verifichi, è quella rappresentata dall'orientamento perpendicolare delle finestre di un'abitazione rispetto alla linea congiungente il ricettore all'aerogeneratore in assenza di ostacoli fisici (alberi, altri edifici ecc...);
- orientamento perpendicolare del rotore rispetto alla congiungente sole - ricettore: infatti, quando il piano del rotore è perpendicolare alla linea sole-ricettore, l'ombra proiettata dalle pale risulta muoversi all'interno di un "disco" che induce un effetto non trascurabile di shadow flickering; viceversa, nel caso in cui il piano del rotore risulti essere in linea con il sole, l'ombra proiettata risulterebbe molto assottigliata e di bassa intensità per cui l'effetto di shadow flickering sarebbe del tutto trascurabile.

Inoltre, affinché lo shadow flickering, abbia un'intensità non trascurabile è necessario che:

- le pale del rotore siano ovviamente in rotazione;
- l'aerogeneratore ed il potenziale ricettore non siano troppo distanti: infatti, le ombre proiettate in prossimità dell'aerogeneratore risultano di maggiore intensità rispetto a quelle proiettate ad una distanza crescente. Tale condizione deriva dal fatto che in presenza di un ricettore molto prossimo all'aerogeneratore, una porzione ampia di pala copre il disco solare così come osservato dal punto di vista del ricettore stesso, e, quindi, l'intensità del flicker risulta maggiormente percepibile. All'aumentare della distanza tra aerogeneratore e ricettore, le pale, durante il loro moto di rotazione, andranno a coprire una porzione sempre più piccola del disco solare, inducendo un effetto di flicker di minore intensità.

Alla luce di quanto sopra esposto, 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 400-500 m, il fenomeno in esame potrebbe verificarsi all'alba oppure al tramonto, ovvero in quelle ore in cui le ombre risultano molto lunghe e la radiazione diretta è di minore intensità 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 apparente del sole diventa molto piccolo. Quindi, come è facile immaginare, la condizione più penalizzante corrisponde al caso in cui il piano del rotore risulti ortogonale alla congiungente ricettore – sole; infatti, in tali condizioni, l'ombra proiettata darà origine ad un cerchio di diametro pari a quello del 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 500 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 30/40 minuti di durata potenziale nell'arco di una giornata.

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 definitiva, si può affermare che:

- avendo le pale una forma rastremata con lo 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 ricettore;

- l'intensità del flickering sarà minima quando l'ombra prodotta è generata all'estremità delle pale;
- maggiori distanze tra generatore e ricevitore determinano ombre meno nette; in tal caso l'effetto flickering risulterà meno intenso e distinto.

La presente relazione ha lo scopo di stimare le aree potenzialmente interessate dal fenomeno in relazione agli aerogeneratori che costituiscono il parco eolico in oggetto.

Nello specifico, quando si valuta l'impatto da shadow flickering, lo stesso può essere realizzato attraverso l'analisi di due casi specifici:

- il **worst case**, in cui viene valutata la massima durata del fenomeno, ovvero quella astronomica, che corrisponde alle condizioni di cielo sempre sgombro da nubi, di rotore in movimento continuo e di perpendicolarità tra quest'ultimo ed il potenziale ricevitore;
- il **real case**, in cui viene valutata la durata realistica del fenomeno, tenendo conto del soleggiamento effettivo dell'area e delle specifiche condizioni anemologiche che determinano la reale operabilità degli aerogeneratori.

**In Italia, dove questo fenomeno è meno importante rispetto alle latitudini più settentrionali (come ad esempio Danimarca, Germania, Olanda e Svezia), non esiste alcuna normativa che regoli questo aspetto a livello nazionale.**

La maggior parte dei paesi che hanno adottato specifiche linee guida o regolamenti in materia si sono basati sulle norme di riferimento tedesche e sui limiti di accettabilità da esse introdotti. In assenza di una specifica normativa o linea guida, nazioni quali Austria, Brasile, Canada, India, Giappone e Polonia, impiegano, come buona pratica, le indicazioni contenute nelle linee guida tedesche.

Nello specifico, tali linee guida sono state introdotte nel 2002 dal comitato statale per il controllo dell'inquinamento e, da allora, sono state adottate dalla maggior parte dei Länder e sono comunemente considerate buone pratiche nella valutazione dell'impatto prodotto da un parco eolico. In particolare, tali linee guida, stabiliscono che lo shadow flickering deve essere valutato:

- fino ad una distanza tale che il rotore copra il 20% del disco solare; a distanze superiori il fenomeno è considerato troppo diffuso da poter produrre fastidio;
- per angoli del sole sull'orizzonte superiori a 3 gradi; per angoli inferiori il fenomeno si ritiene schermato dalla presenza di edifici e/o vegetazione;
- ad un'altezza di 2 metri dal suolo;

I valori limite di accettabilità stabiliti dalle suddette linee guida sono un massimo di:

- 30 minuti al giorno;
- 30 ore all'anno.

## 4 Individuazione dei ricettori

Allo scopo di valutare l'impatto indotto sugli edifici da parte dell'impianto eolico in progetto, sono stati individuati i recettori potenzialmente sensibili presenti in un'areale corrispondente all'involuppo delle aree buffer circolari di raggio pari a 10 volte il diametro del rotore (nel caso in esame 1700 m) del modello di aerogeneratore previsto in progetto, con centro coincidente con le postazioni delle WTG in oggetto; ciò in accordo con quanto stabilito dalla "National Policy Statement for Renewable Energy Infrastructure (EN-3)" (UK, 2011) (PPS22 per l'Inghilterra, TAN8 per il Galles), secondo la quale è improbabile che si verifichi un impatto significativo da shadow flickering a distanze superiori a dieci volte il diametro del rotore. Sebbene il fenomeno possa essere percepito anche all'esterno degli edifici, esso risulta evidente e potenzialmente fastidioso in quegli ambienti con finestre localizzate lungo la direttrice sole-aerogeneratore e, per tale ragione, si è considerato nella simulazione la presenza di finestre di altezza pari a 1,0 metri e larghezza pari ad 1 metro, il cui centro è posizionato ad una quota dal suolo di 1,5 metri e disposte su tutte le facciate degli edifici considerati, in direzione dei quattro punti cardinali (N-E-S-W).

Di seguito sono riportati i riferimenti geografici dei potenziali recettori individuati.

**Tabella 1: Riepilogo dei ricettori**

Ricettore	Coordinate UTM-WGS 84 fuso 32		Comune	Categoria catastale
	Est	Nord		
R01	712115	4703657	Manciano	A02/C02
R02	712424	4704351	Manciano	D10
R03	713397	4703659	Manciano	A07/C06
R04	713794	4704957	Manciano	A04/D10
R05	713928	4703177	Manciano	A02
R06	712030	4705255	Manciano	A04/C02/D10
R07	711974	4705302	Manciano	A07/C06
R08	710128	4702484	Manciano	A02
R09	712019	4705259	Manciano	A07/C06
R10	709527	4702746	Manciano	A04/D10
R11	708950	4701113	Montalto di Castro	A07/C02
R12	709014	4701189	Montalto di Castro	A07
R13	709121	4701291	Montalto di Castro	A07/C06
R14	709228	4701332	Montalto di Castro	A07/C06
R15	709070	4701358	Montalto di Castro	A03/C02
R16	708849	4701317	Montalto di Castro	A07
R17	708940	4701493	Montalto di Castro	A07
R18	709004	4701475	Montalto di Castro	A02
R19	708971	4701557	Montalto di Castro	A02/C02
R20	709047	4701523	Montalto di Castro	A02/A07/C06
R21	709050	4701585	Montalto di Castro	A03

Ricettore	Coordinate UTM-WGS 84 fuso 32		Comune	Categoria catastale
	Est	Nord		
R22	709007	4701656	Montalto di Castro	A04/C02
R23	708951	4701642	Montalto di Castro	A07
R24	708864	4701642	Montalto di Castro	A07/D10
R25	709382	4701870	Montalto di Castro	A07/C06
R26	709643	4700965	Montalto di Castro	A07/C02
R27	709083	4700971	Montalto di Castro	A03/F03
R28	710964	4700991	Montalto di Castro	A02/D10

## 5 Modello di calcolo

L'analisi dell'impatto da shadow flickering prodotto da un parco eolico è realizzata, generalmente, attraverso l'impiego di specifici applicativi che modellano il fenomeno in esame. I pacchetti software impiegati comunemente per la progettazione di impianti eolici contengono moduli specifici per il calcolo e l'analisi del fenomeno di flickering.

L'analisi si basa necessariamente sull'impiego di un modello digitale del terreno dell'area oggetto di progettazione, sulle posizioni (E, N, quota) degli aerogeneratori e dei potenziali ricettori sensibili, nonché sui dati che correlano la posizione del sole nell'arco dell'anno con le condizioni operative delle turbine nello stesso arco di tempo.

Al fine di calcolare la posizione relativa del sole nell'arco di un anno rispetto al parco eolico ed ai ricettori è necessario definire la longitudine, la latitudine ed il fuso orario dell'area interessata dal progetto (coordinate baricentriche del dominio di calcolo).

Nello specifico, nel presente studio, è stato impiegato il modulo shadow flickering del software WindFarm 5.0.1.2 (ReSoft Limited©). Esso consente di analizzare la posizione del sole nell'arco di un anno allo scopo di identificare i tempi in cui ogni aerogeneratore può proiettare ombre sulle finestre delle abitazioni vicine. In particolare, il modello permette di:

- calcolare il potenziale per le ombre intermittenti alle finestre delle abitazioni;
- mostrare un calendario grafico degli eventi di flickering;
- mostrare un elenco dettagliato di ciascun evento di ombreggiamento (ora di inizio, di fine, durata del fenomeno, aerogeneratore/i coinvolti ecc...);
- creare mappe di impatto potenziale che mostrano le ore d'ombra intermittente per l'intero parco eolico o per le singole macchine (curve di isodurata) nell'arco dell'anno.

Al di là di una certa distanza, come già osservato, l'ombra smette di essere un problema perché il rapporto tra lo spessore della pala e il diametro apparente del disco solare diventa piccolo. Poiché non vi è un valore generalmente accettato per questa distanza massima, WindFarm permette di specificare il limite in metri o multipli del diametro o dell'altezza complessiva del generatore eolico.

Come accennato sopra, nel caso in esame, per quanto concerne le simulazioni effettuate, si è assunta una distanza massima di influenza del fenomeno in esame pari a 10 volte il diametro dell'aerogeneratore di progetto (1700 m) ed un angolo minimo di altezza del sole sull'orizzonte pari a 3°.

Tali assunzioni di input al modello risultano molto conservative in relazione a quanto espresso sopra in termini teorici in riferimento al fenomeno di shadow flickering.

In particolare, il modello numerico utilizzato, al pari degli altri presenti sul mercato, produce in output una mappa di impatto nel caso più penalizzante, il così detto "**WORST CASE**", corrispondente alle ore in cui il sole permane al di sopra dell'orizzonte nell'arco dell'anno (ore di luce, ca. 4380 h/a), indipendentemente dalla presenza o meno di nubi, le quali inficerebbero il fenomeno stesso dello shadow flickering per l'impossibilità che si generino ombre.

Nello specifico, il **worst case** è caratterizzato dalle seguenti ipotesi:

- assenza di qualsiasi ostacolo naturale o artificiale (alberature, muri di cinta, edifici, ecc...), ad eccezione dell'orografia dell'area, frapposto tra i ricettori e gli aerogeneratori, tale da limitare o eliminare completamente il fenomeno dello shadow flickering;
- aerogeneratori sempre operativi;
- presenza di sole durante tutto il periodo diurno dell'anno (assenza di nubi);
- perpendicolarità tra il piano del rotore e la congiungente sole-ricettore (worst case wind direction), ovvero l'aerogeneratore insegue il sole;

Ciò considerato si evince che i risultati ai quali si perverrà risultano estremamente cautelativi, trattandosi di una stima puramente teorica.

Quindi, allo scopo di pervenire a valori più realistici di impatto, prossimi al caso reale (**REAL CASE**), si dovrebbe considerare il valore di eliofania locale, ovvero il numero di ore di cielo libero da nubi durante il giorno, e quello delle ore stimate di funzionamento dell'impianto eolico nell'arco dell'anno. Per l'area in esame il valore medio di eliofania corrisponde a circa  $2270 \text{ h/a}^{1,2}$ , quindi, i risultati del calcolo possono, ragionevolmente, essere abbattuti del 48.17%, pari al complemento a 1 del rapporto  $2270/4380 = 51.83\%$ .

In altri termini, rispetto al **WORST CASE**, la probabilità di occorrenza del fenomeno di shadow flickering si riduce realisticamente, per l'area in esame, al 48.17% del valore calcolato dal modello impiegato e che corrisponde proprio alla probabilità che il disco solare risulti libero da nubi.

Inoltre, dal momento che il fenomeno in esame è prodotto dalla contemporanea presenza di sole libero da nubi (potenzialità di generare ombre) e di velocità del vento superiori a quella di cut-in (rotore in moto), i valori calcolati dal modello (considerando la condizione più penalizzante di rotore permanentemente in moto) possono essere ulteriormente abbattuti di una percentuale corrispondente alle ore annue di effettivo funzionamento macchina rispetto al totale delle ore in un anno (8760 h).

Per il parco eolico in esame le ore macchina sono state stimate pari al 66.36<sup>3</sup>%, delle ore anno, ovvero 5813 ore; in altri termini, la probabilità che il rotore di un aerogeneratore risulti in rotazione è appunto dell'ordine del 66.36 % (pari appunto al rapporto  $5813/8760$ ).

In definitiva, i valori calcolati dal modello numerico (ore di ombreggiamento intermittente all'anno presso i diversi ricettori individuati) possono, realisticamente, essere ridotti di un fattore pari al complemento a 1 del prodotto  $51.83\% \times 66.36\% = 34.39\%$ , ovvero 65.61%, corrispondente alla probabilità composta di avere contemporaneamente l'occorrenza di rotore in rotazione (vento) e sole libero da nubi (ombre), fenomeni, questi ultimi, stocasticamente indipendenti per cui la probabilità composta risulta pari al prodotto delle singole probabilità.

---

<sup>1</sup> Pinna M. (1985). L'eliofania in Italia. Mem. Soc. Geogr. It., 39: pag. 23-58.

<sup>2</sup> Lavagnini A., Martorelli S., Coretti C. (1987). Radiazione solare in Italia. Mappe mensili della radiazione globale giornaliera. Roma, CNR, Ist. Fis. Atm.

<sup>3</sup> Considerando il report anemologico disponibile ed il fatto che la wtg prevista in progetto è caratterizzata da una velocità di cut-in dell'ordine di 3 m/s, le ore macchina dovrebbero essere dell'ordine del 68.40% di quelle annuali. Tenendo conto dei valori di disponibilità dell'impianto e della rete rispettivamente pari a 98% e 99%, l'assunzione del 66.36% sembra molto ragionevole.

## 6 Risultati

Al fine di verificare la presenza e l'intensità del fenomeno dello shadow flickering indotto dal parco eolico in progetto sono state effettuate una serie di simulazioni con software dedicato che hanno tenuto conto:

- della latitudine locale, allo scopo di considerare il corretto diagramma solare;
- della geometria effettiva delle macchine previste, ed in particolare dell'altezza complessiva di macchina, intesa come somma tra l'altezza del mozzo ed il raggio del rotore;
- dell'orientamento del rotore rispetto al ricettore;
- della posizione del sole e quindi della proiezione dell'ombra rispetto ai ricettori;
- dell'orografia locale, tramite un modello digitale del terreno (DTM) dell'area di installazione del parco;
- della posizione dei possibili ricettori (abitazioni), nonché degli aerogeneratori (layout di progetto).

Come sopra accennato, le simulazioni effettuate sono state condotte in condizioni conservative, assumendo il cielo completamente sgombro da nubi, foschia, ecc. e nessun ostacolo interposto tra i ricettori individuati e gli aerogeneratori previsti in progetto.

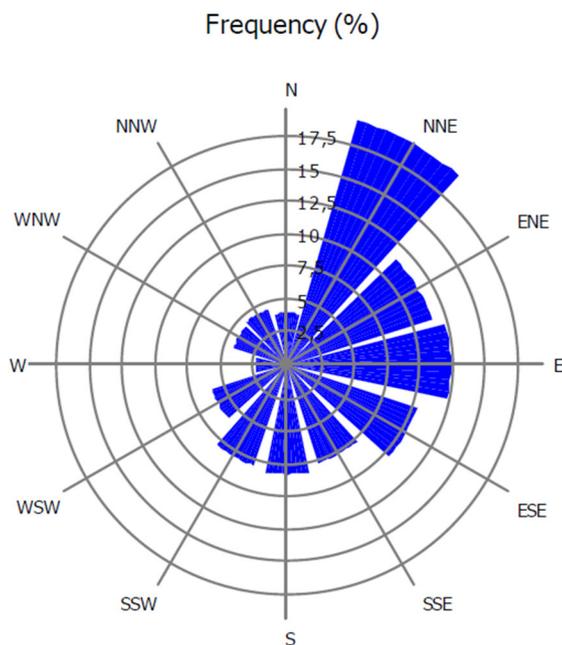
Il programma effettua il calcolo delle ore del giorno in cui si potrebbe avere l'effetto del flickering sul ricettore considerato, facendo la somma dei minuti in cui il fenomeno risulta presente. Effettua poi la somma teorica dei minuti di ciascun mese (worst case) che poi può essere ridotta in considerazione delle giornate soleggiate, dell'operatività effettiva dell'impianto eolico, della direzione del vento ecc... Inoltre, avendo calcolato geometricamente l'evoluzione delle ombre durante la giornata, è possibile identificare l'area in cui avviene il fenomeno dello shadow flickering per ciascun aerogeneratore. Si ottengono così i dati sinteticamente riportati nella seguente tabella.

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 0,55-0,75 Hz (corrispondenti a 11 - 15 rpm, circa un passaggio ogni 1,8-1,3 secondi). 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.

*La tabella seguente riassume i risultati dell'analisi eseguita secondo la metodologia di calcolo descritta nelle sezioni precedenti. Nello specifico, la tabella seguente riporta il numero di giorni e di ore in cui è fisicamente possibile che il fenomeno si presenti (caso peggiore) e il valore realistico atteso di ore nell'arco dell'anno in cui il fenomeno potrebbe presentarsi. A tal proposito è importante sottolineare che anche il caso realistico, valutato tenendo conto dell'eliofania locale nonché delle ore di funzionamento dell'impianto (rotore in rotazione), rappresenta comunque un valore cautelativo in quanto nella stima non si è tenuto conto degli effetti mitigativi dovuti al fatto che il piano di rotazione delle pale non sempre risulta ortogonale alla direttrice sole-ricettore e all'eventuale presenza di ostacoli e/o vegetazione interposti tra il sole ed il singolo ricettore analizzato. In aggiunta, sempre per un'ipotesi a vantaggio di sicurezza, non si è tenuto conto della stagionalità del fenomeno.*

Infatti, se si considera il grafico della frequenza relativa alla direzione di provenienza del vento (figura successiva) per la torre anemometrica del parco eolico in oggetto si evince che i risultati possono essere ridotti di almeno un ulteriore 68%, dal momento che la direzione prevalente del vento risulta essere la congiungente NNE-SSW. Alla luce di ciò, le ore del fenomeno subiscono un ulteriore

abbattimento, che le porta ad essere circa il 11.01% di quelle calcolate dal modello nell'ipotesi WORST CASE.



**Figura 2: Rosa dei venti**

**Tabella 2: Tabella riepilogativa dei ricettori**

Ricettore	Worst case (caso peggiore)		Caso "realistico"		Categoria
	giorni/anno	ore/anno	[ore/anno]	[minuti/giorno]	
R01	183	128,88	14,2	4,7	A02/C02
R02	59	49,4	5,4	5,5	D10
R03	131	66,08	7,3	3,3	A07/C06
R04	52	16,04	1,8	2,0	A04/D10
R05	137	140,86	15,5	6,8	A02
R06	97	76,53	8,4	5,2	A04/C02/D10
R07	79	57,97	6,4	4,8	A07/C06
R08	0	0	0,0	0,0	A02
R09	94	72,81	8,0	5,1	A07/C06
R10	0	0	0,0	0,0	A04/D10
R11	0	0	0,0	0,0	A07/C02
R12	24	1,76	0,2	0,5	A07
R13	44	9,32	1,0	1,4	A07/C06
R14	38	6,77	0,7	1,2	A07/C06

Ricettore	Worst case (caso peggiore)		Caso "realistico"		Categoria
	giorni/anno	ore/anno	[ore/anno]	[minuti/giorno]	
R15	72	27,58	3,0	2,5	A03/C02
R16	82	30,07	3,3	2,4	A07
R17	60	20,69	2,3	2,3	A07
R18	0	0	0,0	0,0	A02
R19	55	19,43	2,1	2,3	A02/C02
R20	68	25,71	2,8	2,5	A02/A07/C06
R21	61	22,43	2,5	2,4	A03
R22	52	18,47	2,0	2,3	A04/C02
R23	49	16,72	1,8	2,3	A07
R24	46	14,2	1,6	2,0	A07/D10
R25	66	40,73	4,5	4,1	A07/C06
R26	0	0	0,0	0,0	A07/C02
R27	0	0	0,0	0,0	A03/F03
R28	0	0	0,0	0,0	A02/D10

Inoltre, alla luce di quanto descritto nei paragrafi precedenti, nel caso in esame non è presente nessun impatto significativo da shadow flickering sui ricettori individuati, nello specifico il ricettore maggiormente soggetto al fenomeno, ovvero R05, nel real case presenta un valore di esposizione pari a 15.5 h/anno.

È comunque utile sottolineare che, a vantaggio di sicurezza, le simulazioni effettuate sono state eseguite in condizioni non realistiche, ipotizzando che si verificano contemporaneamente le condizioni più sfavorevoli per un determinato ricettore potenzialmente soggetto a shadow flickering, ovvero in concomitanza dei seguenti fattori: assenza di nuvole o nebbia, rotore frontale ai ricettori, rotore in movimento continuo, assenza di ostacoli, luce diretta.

Inoltre si evidenzia come l'analisi condotta non ha tenuto conto della presenza di "zone di esclusione" naturali o artificiali che hanno la facoltà di inibire (parzialmente o totalmente) il fenomeno di Shadow Flicker sui ricettori individuati (es.: presenza di alberatura, tendaggi, infissi, ecc.), poiché il calcolo si è basato esclusivamente sui dati orografici e geografici de sito in esame.

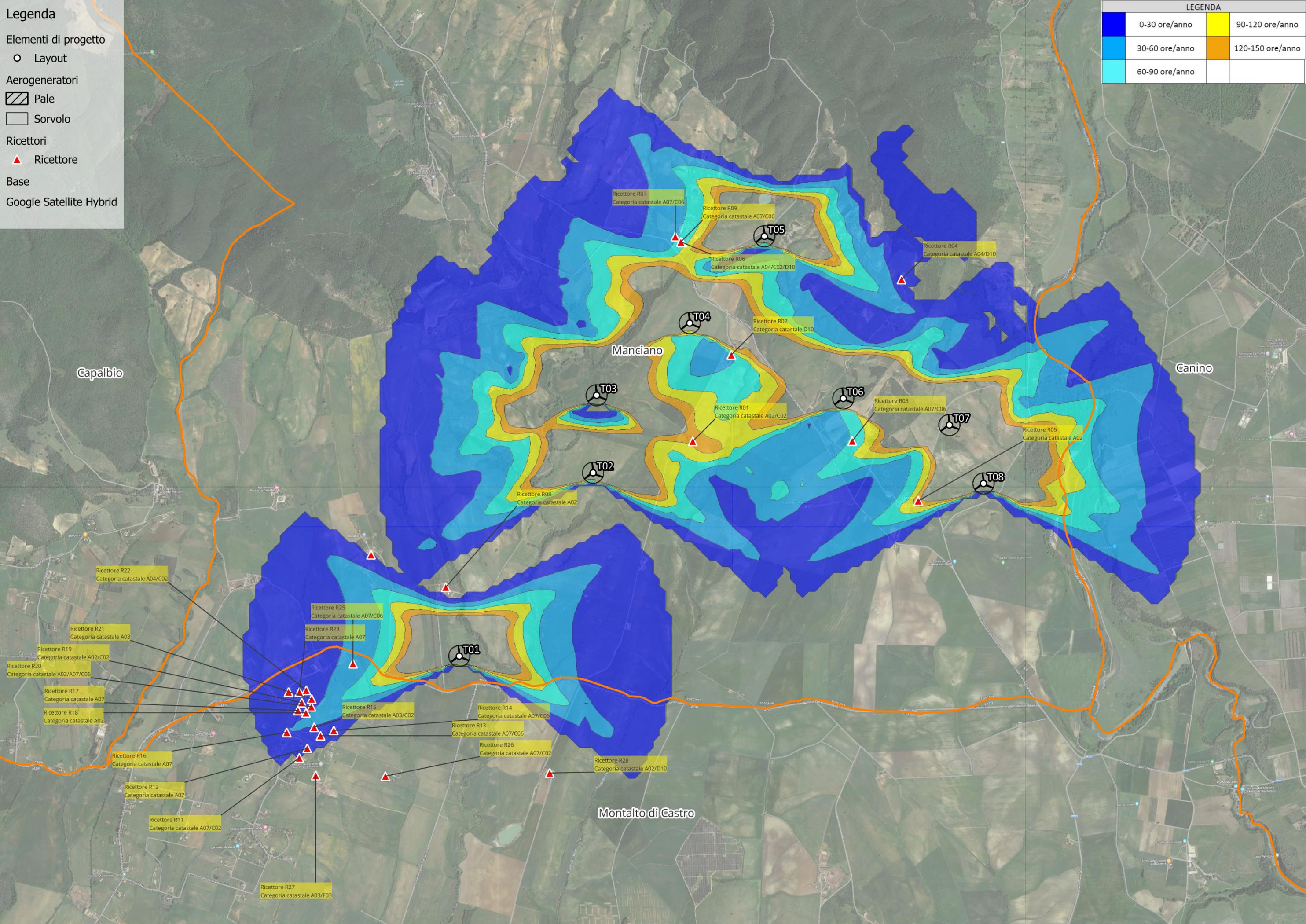
Sulla base dei primi esiti della indagine, effettuata in sito e dalle valutazioni condotte tramite ortofoto, per comprendere la configurazione del territorio in cui si collocano i ricettori sensibili e le caratteristiche stesse degli edifici, si sottolinea come **alcuni dei ricettori** individuati non siano abitati oppure siano già caratterizzati dalla presenza di barriere fisiche (i.e. alberature, portici, tende da sole) che riducono l'esposizione al fenomeno dell'ombreggiamento intermittente.

Pertanto, si sottolinea che i risultati presentati rappresentano il caso peggiore in cui si verificano i fattori sopra esposti in concomitanza per cui è ragionevole ritenere che tale fenomeno possa essere difficilmente percepito nelle condizioni reali.

# Legenda

- Elementi di progetto
  - Layout
- Aerogeneratori
  - ▨ Pale
  - Sorvolo
- Ricettori
  - ▲ Ricettore
- Base
  - Google Satellite Hybrid

LEGENDA	
0-30 ore/anno	90-120 ore/anno
30-60 ore/anno	120-150 ore/anno
60-90 ore/anno	



Capalbio

Manciano

Canino

Montalto di Castro

- Ricettore R22  
Categoria catastale A04/C02
- Ricettore R21  
Categoria catastale A03
- Ricettore R19  
Categoria catastale A02/C02
- Ricettore R20  
Categoria catastale A02/A07/C06
- Ricettore R17  
Categoria catastale A07
- Ricettore R18  
Categoria catastale A02
- Ricettore R16  
Categoria catastale A07
- Ricettore R12  
Categoria catastale A07
- Ricettore R11  
Categoria catastale A07/C02
- Ricettore R27  
Categoria catastale A03/F03

- Ricettore R25  
Categoria catastale A07/C06
- Ricettore R23  
Categoria catastale A07
- Ricettore R15  
Categoria catastale A03/C02
- Ricettore R14  
Categoria catastale A07/C06
- Ricettore R13  
Categoria catastale A07/C06
- Ricettore R26  
Categoria catastale A07/C02

- Ricettore R08  
Categoria catastale A02
- Ricettore R01  
Categoria catastale A02/C02
- Ricettore R02  
Categoria catastale D10
- Ricettore R03  
Categoria catastale A07/C06
- Ricettore R05  
Categoria catastale A02
- Ricettore R06  
Categoria catastale A04/C02/D10
- Ricettore R07  
Categoria catastale A07/C06
- Ricettore R09  
Categoria catastale A07/C06
- Ricettore R04  
Categoria catastale A04/D10
- Ricettore R28  
Categoria catastale A02/D10