

# Camelia Rinnovabili S.r.l.

Camelia Rinnovabili S.r.l. | Largo Augusto, 3 | 20122 Milano

Spett.le  
**Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza  
Energica**  
**Direzione Generale Valutazioni Ambientali**  
Divisione V – Procedure di valutazione VIA e VAS  
Via Cristoforo Colombo, 44  
00147 Roma  
PEC va@pec.mite.gov.it

Milano, 14 Aprile 2023

Prot.n: CAM20230413-O-025

**Oggetto:** [I.D. 8555] - Procedura di Valutazione di Impatto Ambientale ai sensi dell'art. 23 del D. Lgs 152/2006 relativa al progetto di un impianto eolico denominato "Taverna del Principe", che prevede l'installazione di 6 aerogeneratori della potenza unitaria di 6,6 MW e potenza nominale pari a 39,6 MW, da realizzarsi nel comune di Frigento (AV) e delle opere ed infrastrutture connesse da realizzarsi nei comuni di Frigento (AV), Guardia Lombardi (AV), Rocca San Felice (AV), Sturno (AV) e Bisaccia (AV).

Proponente: Camelia Rinnovabili s.r.l.

**Controdeduzioni al parere del Comune di Frigento (AV) numero protocollo MASE-2023-0031483 e pubblicate sul sito del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica in data 7 marzo 2023**

La scrivente società, in riscontro al Parere del Comune di Frigento (AV) del 07/03/2023 prot. Mase n.-2023-0031483(di seguito il "**Parere**"), con la presente propone le proprie controdeduzioni:

In merito alle "Premesse" di cui al Parere nelle quali il Comune di Frigento afferma di aver "favorito" la costruzione del parco eolico nel Comune di Sturno composto da 14/16 Turbine da 1MW, si evidenzia, come del resto rappresentato dallo stesso Comune, che il richiamato parco eolico risale al 2001 e, pertanto, è costituito da aerogeneratori la cui tecnologia ad oggi è stata abbondantemente superata. I moderni modelli di aerogeneratori sono molto più performanti in termini di potenza unitaria installata e di produzione specifica resa; infatti, la potenza installata con il parco eolico realizzato nel Comune di Sturno (14 MW) oggi la si ottiene con l'istallazione di sole due turbine, come quelle proposte con l'iniziativa della scrivente Società, con evidenti benefici sia in termini di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, che di consumo di suolo e impatto paesaggistico, evitando, tra l'altro, l'effetto selva che proprio caratterizza il parco eolico nel Comune di Sturno. Occorre infine precisare che il parco eolico sopra richiamato è destinato ad essere dismesso in quanto si trova vicino alla fine della vita utile degli aerogeneratori, o presumibilmente ad essere oggetto di repowering con una drastica riduzione, del numero degli aerogeneratori, rendendo l'inserimento del parco eolico della Società ancora più compatibile.

Con riferimento a tutto quanto sostenuto dal Comune in ordine alla inadeguatezza della valutazione della risorsa eolica, preme evidenziare quanto di seguito. La società proponente dell'iniziativa

progettuale di cui si tratta è la Camelia Rinnovabili S.r.l., controllata da BayWa r.e. Progetti S.r.l., la divisione italiana del Gruppo BayWa r.e. con sede principale a Monaco di Baviera, specializzata in trading, logistica e servizi nei mercati dell'agricoltura, dell'energia e dei materiali da costruzione. Durante i 90 anni di storia dell'azienda, BayWa r.e. ha fornito soluzioni nei settori alimentare, energetico e dell'ambiente aiutando ad affrontare e superare alcune delle più grandi sfide della società. La divisione energia è la seconda in ordine di grandezza, e tutte le attività inerenti alle energie rinnovabili sono concentrate nell'ambito di BayWa r.e.. Come gruppo, attivo in mercati complementari, attinge a un'ampia gamma di conoscenze e competenze globali condivise, nella realizzazione dei progetti e nella fornitura di soluzioni a beneficio dei clienti.

Il Gruppo BayWa r.e. è stato fondato nel 1923 ed è impegnato dal 2013 in Italia nello sviluppo, realizzazione, gestione e manutenzione di impianti eolici e fotovoltaici. Il Gruppo ha 3.000MW di impianti eolici in esercizio che, globalmente, producono annualmente circa 1,4 miliardi di kWh, sufficienti all'approvvigionamento energetico annuale di circa 350.000 abitanti di un Paese industrializzato. Maggiori informazioni possono essere trovate presso il sito web di BayWa r.e.: [www.baywa-re.it](http://www.baywa-re.it).

Sulla scorta dell'esperienza e di specifici studi di carattere anemologico, di seguito evidenziati con dettaglio, la scrivente ha predisposto apposita valutazione costi benefici che ha portato con esito positivo all'individuazione dell'area di progetto.

- In merito allo studio anemologico ed alla successiva elaborazione software per la stima del rendimento energetico dell'impianto eolico di progetto, queste sono state effettuate da consulente terzo specializzato e di comprovata esperienza che opera da circa un ventennio in ambito eolico, ed in particolare nel settore del "Wind Energy Assessment". L'analisi anemologica di dettaglio (micrositing) fa riferimento ad esperienza consolidata e conoscenza anemologica dell'area da parte del consulente incaricato. Inoltre, la scrivente Società a conferma delle analisi condotte è in procinto di installare una propria stazione anemometrica di altezza 80 m prevista (l'"**Anemometro**") in area compresa tra gli aerogeneratori individuati come F01-F02-F03 come mostrato in immagine a seguire.

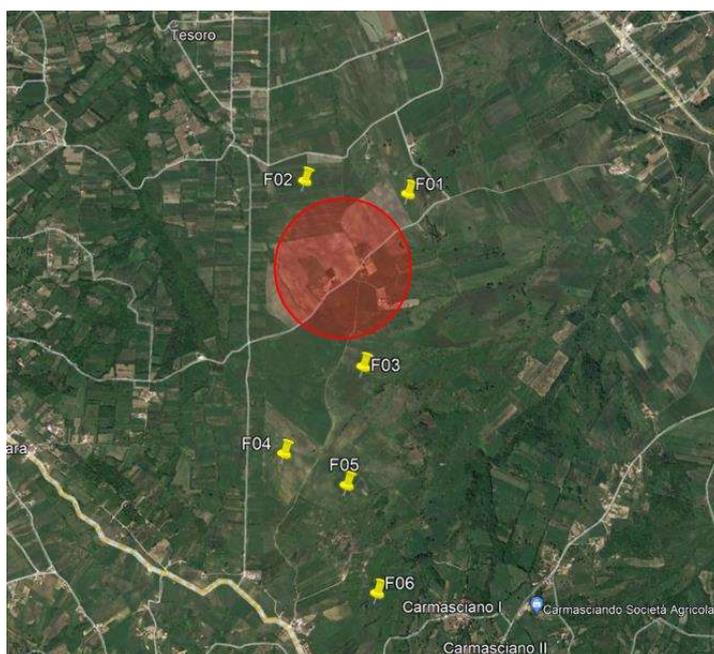


Figura 1 Stralcio cartografico area anemometro

In proposito, si evidenzia che al fine dell'installazione dell'Anemometro, in data 07/09/2022 è stata presentata una Segnalazione Certificata di Inizio Attività (la "SCIA") ed effettuato in data 01/01/2023 il successivo deposito al Genio Civile che si è espresso con parere positivo in data 24/01/2023. Attualmente si è, quindi, in attesa del solo rilascio di N.O. da parte dell'ENAC ormai molto prossimo.

Per quanto attiene ai risultati della resa energetica dell'impianto, si evidenzia che gli stessi sono stati ottenuti attraverso l'utilizzo di specifico software di settore.

L'analisi dei dati anemometrici disponibili, così come il modello di elaborazione e simulazione predisposto per la stima di produzione energetica attesa dall'impianto riportati in documento **F0474-A-R04-A Analisi anemologica del sito e della producibilità attesa**, è stato elaborato attraverso l'ausilio del software WIND PRO (con impiego di motore e metodologia WAsP), considerati tra i software più completi ed efficienti per le elaborazioni di stima della resa energetica degli impianti eolici attraverso le analisi dei flussi ventosi.

I dati di input del software prevedono l'iniziale costruzione di:

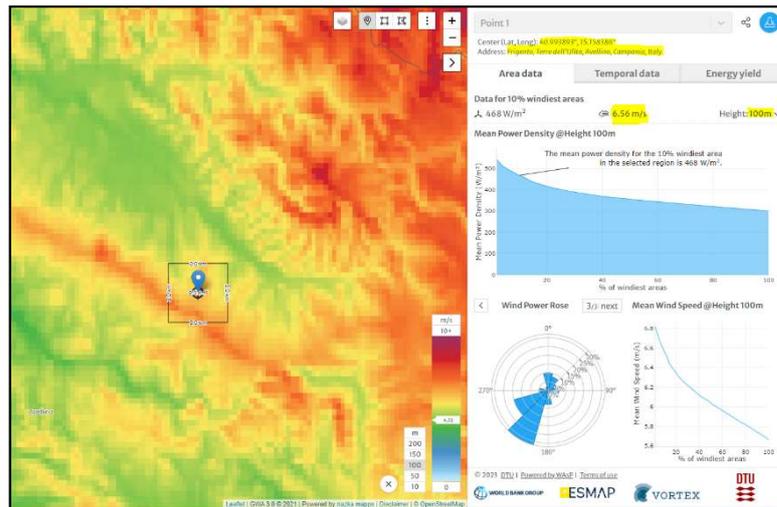
- Modello digitale del terreno (DTM) attraverso l'utilizzo di grid satellitari implementabili con eventuali CTR e/o rilievi puntuali;
- La definizione della rugosità superficiale;
- Dati di velocità e direzione del vento eventualmente disponibili per diverse altezze e/o differenti posizioni;
- L'inserimento di eventuali ostacoli naturali o infrastrutturali che possono esercitare un sensibile effetto nei confronti del regime anemologico locale.

A valle dell'analisi dei dati anemometrici volta all'epurazione di eventuali anomalie di registrazione e/o di elementi valori non attendibili o non ammissibili, il successivo utilizzo del codice di simulazione anemologica WAsP prevede l'applicazione di un particolare algoritmo di estrapolazione dei dati sperimentali raccolti sulla singola o più posizioni di stazioni anemometriche, che permette di calcolare la distribuzione, e quindi la mappatura a varie altezze rispetto al suolo, dei principali parametri anemologici caratterizzanti l'area circostante il punto di misura.

I valori di tali parametri, calcolati su ciascuna delle posizioni previste per l'installazione delle turbine, ed associati alle curve di potenza del modello di aerogeneratore selezionato, permettono di operare una stima del valore di produzione di energia media annua attesa dall'impianto, al netto delle eventuali perdite per scia aerodinamica indotte dalle mutue interferenze tra le turbine o relative alla presenza di altri impianti.

L'arricchimento dell'utilizzo del motore WAsP all'interno del software WINDPRO consente inoltre di ottimizzare il calcolo e la valutazione della resa energetica attesa dalle turbine in funzione della variazione della curva di potenza degli aerogeneratori in virtù della densità atmosferica dell'area in esame. Tale procedura è resa possibile attraverso l'accesso a database di stazioni meteorologiche che permettono di estrapolare, e quindi ricalcolare, la densità specifica di sito in funzione della quota altimetrica di riferimento e dell'altezza del mozzo degli aerogeneratori considerati.

Si evidenzia come, rispetto al citato Atlante Eolico "RSE" che presenta un dettaglio piuttosto grossolano con evidenza di macro aree poco definite in relazione alle caratteristiche orografiche e di esposizione ai venti dominanti, il Global Wind Atlas (a seguire GWA), fonte di riferimento a livello globale per quanto concerne la risorsa eolica con dati a mesoscala, evidenzia invece l'area interessata dal progetto come zona piuttosto ventosa con una velocità del vento riportata ad altezza 100 m s.l.t pari ad oltre 6,50 m/s ( 6.56 m/s) come da immagine a seguire (e da link proposto):



[https://globalwindatlas.info/en/shared/%7B%22type%22%3A%22Feature%22%2C%22properties%22%3A%7B%22type%22%3A%22rectangle%22%2C%22metaFeature%22%3A%7B%22type%22%3A%22Feature%22%2C%22properties%22%3A%7B%22type%22%3A%22marker%22%7D%22%2C%22geometry%22%3A%7B%22type%22%3A%22Point%22%2C%22coordinates%22%3A%5B15.158386%2C40.993893%5D%7D%7D%22%2C%22geometry%22%3A%7B%22type%22%3A%22Polygon%22%2C%22coordinates%22%3A%5B%5B15.140513%2C40.980403%5D%2C%5B15.140513%2C41.007383%5D%2C%5B15.176259%2C41.007383%5D%2C%5B15.176259%2C40.980403%5D%2C%5B15.140513%2C40.980403%5D%5D%7D%22%2C%22featureId%22%3A%22point\\_1%22%2C%22name%22%3A%22Point%201%22%2C%22errorMessage%22%3A%22null%7D](https://globalwindatlas.info/en/shared/%7B%22type%22%3A%22Feature%22%2C%22properties%22%3A%7B%22type%22%3A%22rectangle%22%2C%22metaFeature%22%3A%7B%22type%22%3A%22Feature%22%2C%22properties%22%3A%7B%22type%22%3A%22marker%22%7D%22%2C%22geometry%22%3A%7B%22type%22%3A%22Point%22%2C%22coordinates%22%3A%5B15.158386%2C40.993893%5D%7D%7D%22%2C%22geometry%22%3A%7B%22type%22%3A%22Polygon%22%2C%22coordinates%22%3A%5B%5B15.140513%2C40.980403%5D%2C%5B15.140513%2C41.007383%5D%2C%5B15.176259%2C41.007383%5D%2C%5B15.176259%2C40.980403%5D%2C%5B15.140513%2C40.980403%5D%5D%7D%22%2C%22featureId%22%3A%22point_1%22%2C%22name%22%3A%22Point%201%22%2C%22errorMessage%22%3A%22null%7D)

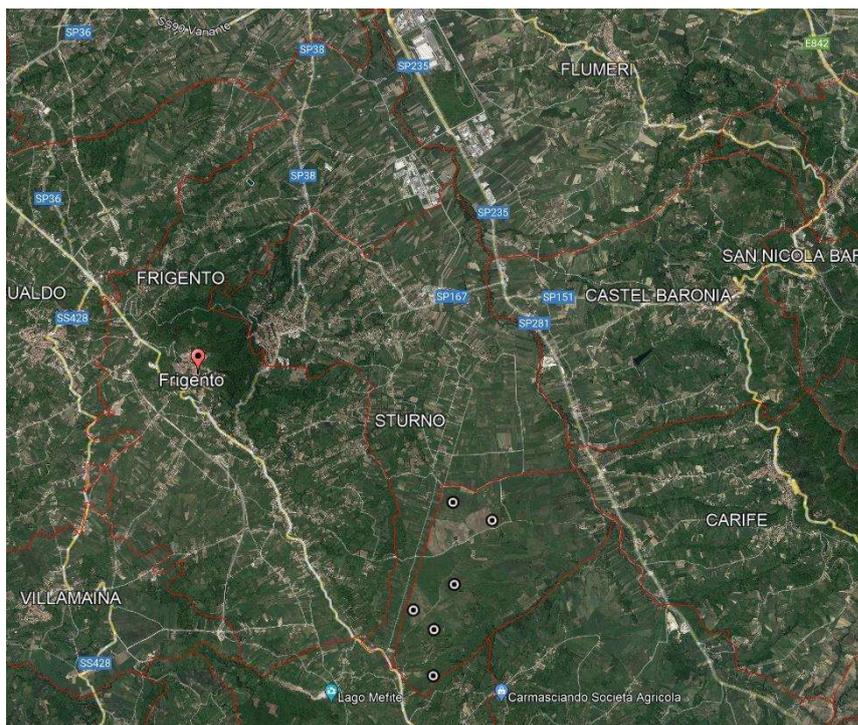
L'utilizzo di turbine di ultima generazione (come quelle ipotizzate nel layout di progetto) con diametri di rotore di 170 metri, presentano una tecnologia che tende a sfruttare proprio i regimi di ventosità caratteristici delle zone come quella in esame, con velocità medie non estremamente elevate, e sostanzialmente prive di componenti estreme, quali raffiche e turbolenze. Aree con tali regimi ventosi, e con valori di velocità media come quelle evidenziate, permettono di garantire dunque rese energetiche capaci di assicurare la fattibilità dell'investimento.

Si evidenzia infine che il dato di resa energetica (stimata in 73.1 GWh/anno) oltre a tenere già in conto le eventuali interferenze legate ai potenziali effetti scia, risulta essere già epurato da potenziali (non certe) perdite tecniche cui l'impianto potrebbe essere soggetto (cfr tabella riepilogativa 2).

Pertanto, fermo restando che le valutazioni relative alla idoneità della risorsa anemologica esulano dalle specifiche competenze del Comune, sulla scorta di tutto quanto sopra rappresentato e considerato, si ritiene che il Parere non rechi approfondimenti di natura tecnica in merito alla valutazione della risorsa anemologica idonei a confutare quanto riportato negli studi e relazioni presentati dalla scrivente Società a corredo del progetto di cui si tratta e sopra richiamati.

- Con riferimento a quanto osservato relativamente all'impatto acustico, come rilevato dallo stesso Comune, dovrà essere l'ARPAC ad effettuare le valutazioni di competenza in merito. Occorre evidenziare che lo studio condotto mostra chiaramente la compatibilità dell'impianto sotto il profilo acustico e che le valutazioni condotte sono state effettuate anche in considerazione degli impatti cumulativi generati dagli aerogeneratori esistenti.
- Con Riferimento all'elaborato Studio sugli effetti Shadow Flickering (Elaborato F047-A-R07-A) in cui il comune evidenzia l'assenza dell'Allegato Grafico relativo al worst case, si precisa che per mero errore non è stato allegato con la presente si ritrasmette il citato elaborato.
- Con riferimento a quanto rilevato dal Comune in merito all'impatto ambientale del progetto, si precisa quanto di seguito. L'area oggetto dell'iniziativa progettuale di cui si tratta è localizzata in "un'isola amministrativa" afferente al medesimo Comune che la rende particolarmente adatta all'installazione di Aerogeneratori grazie alle distanze con recettori e centri abitati e soprattutto per l'assenza di vincoli paesaggistici/ambientali come evidenziato negli elaborati progettuali ed in particolare nell'elaborato **F0474-D-R01-A - Studio di Impatto Ambientale** ed i relativi allegati grafici a cui si rimanda per opportuni approfondimenti.

Si riporta di seguito uno stralcio dell'area impianto con evidenza dei confini amministrativi e dell'ubicazione degli aerogeneratori. La marginalità dell'area e la vocazione della stessa a colture di tipo seminativo e desumibile anche dalla sola lettura della richiamata cartografia:



**Figura 2 Stralcio cartografico area impianto**

Il richiamo ad un “notevole impatto ambientale” genericamente dichiarato nelle osservazioni del Comune non trova riscontro con i documenti e le analisi condotte. Infatti, come puntualmente e rigorosamente riportato negli elaborati progettuali, per tutte le componenti ambientali è stato dimostrato il rispetto delle vigenti normative di settore. L’intervento in questione, ottimizzato nei riguardi degli aspetti percettivi del paesaggio e dell’ambiente, ottenuta anche attraverso l’utilizzazione di macchine di grande taglia (6,6 MW/WTG), si inserisce comunque in un’area non particolarmente sensibile dal punto di vista naturalistico e paesaggistico dotata di presenza di risorsa “anemologica” in grado di sostenere un’iniziativa di tale portata. A ciò si aggiunga il fatto che gli studi, i sopralluoghi in sito, le ricerche, la letteratura tecnica consultata hanno evidenziato l’assenza di significativi elementi tutelati che possano essere danneggiati dalla presenza del parco eolico. Le risultanze sui parametri di potenziale producibilità energetica dell’impianto sono quanto mai favorevoli.

Il generico richiamo agli impatti cumulativi con gli impianti eolici in esercizio non considera minimamente lo studio presentato ed in particolare l’elaborato **0474-D-R06-A - Analisi dell’impatto cumulativo** redatto in conformità alla D.G.R. 532 del 04/10/2016, con la quale la Regione Campania definisce “gli indirizzi per la valutazione degli impatti cumulativi di impianti di produzione di energia elettrica da fonte eolica di potenza superiore a 20kW”. Lo studio dimostra la compatibilità dell’intervento anche in ragione del cumulo degli effetti con gli impianti in esercizio.

Infine, con riferimento all’asserzione di cui al Parere che “*Giuridicamente è palese la violazione al secondo comma dell’articolo 9 della Costituzione – che senza margine d’interpretazione afferma indissolubilmente la “tutela del paesaggio e del patrimonio storico e artistico della Nazione”....*” si ritiene l’opportunità di riportare il testo integrale del soprarichiamato articolo 9 della Costituzione che recita: “*La Repubblica promuove lo sviluppo della cultura e la ricerca scientifica e tecnica. Tutela il paesaggio e il patrimonio storico e artistico della Nazione. **Tutela l’ambiente, la biodiversità e gli ecosistemi, anche nell’interesse delle future generazioni.***” La legge dello Stato disciplina i modi e le forme di tutela degli animali. L’indirizzo politico europeo (Direttiva CEE n. 2001/77) e nazionale (d.lgs. 29 dicembre 2003 n. 387), infatti, riconosce agli impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili importanza fondamentale, dichiarandoli opere di pubblico interesse **proprio ai fini di tutela dell’ambiente** (cfr. Sentenza Consiglio di Stato n. 8167/2022). Pertanto, la tutela

dell'ambiente, da una parte e la tutela del paesaggio e del patrimonio storico ed artistico dall'altra, rappresentano due valori di rango costituzionale la cui tutela deve essere oggetto di giusto temperamento. A tal proposito il Consiglio di Stato ha, infatti, affermato che *“Negli ordinamenti democratici e pluralisti si richiede un continuo e vicendevole bilanciamento tra principi e diritti fondamentali, senza pretese di absolutezza per nessuno di essi. Così come per i ‘diritti’ (sentenza della Corte costituzionale n. 85 del 2013), anche per gli ‘interessi’ di rango costituzionale (vieppiù quando assegnati alla cura di corpi amministrativi diversi) va ribadito che a nessuno di essi la Carta garantisce una prevalenza assoluta sugli altri. La loro tutela deve essere «sistemica» e perseguita in un rapporto di integrazione reciproca. La primarietà di valori come la tutela del patrimonio culturale o dell'ambiente implica che gli stessi non possono essere interamente sacrificati al cospetto di altri interessi (ancorché costituzionalmente tutelati) e che di essi si tenga necessariamente conto nei complessi processi decisionali pubblici, ma non ne legittima una concezione ‘totalizzante’ come fossero posti alla sommità di un ordine gerarchico assoluto.”* (cfr. Sentenza Consiglio di Stato n. 8167/2022).

Tanto detto, si ribadisce che l'area interessata dall'impianto di cui si tratta non vede la presenza di vincoli paesaggistici e/o ambientali e, pertanto, l'asserzione di cui al Parere del Comune ossia che *“nuove forme di aggressione al territorio e all'ambiente vengono perpetrate celandosi dietro ad una parvenza di filantropia e ambientalismo”* appare del tutto inappropriata e inconferente.

### **Allegati**

**F0474-A-R07-A - Studio sugli effetti dello shadow flickering -signed**

Milano 14/04/2023

Il Richiedente



Firmato digitalmente da: ILARIA BONANOMI  
Limitazioni d'uso: Explicit Text: Certificate issued through Sistema Pubblico di Identità Digitale (SPID) digital identity, not usable to require other SPID digital identity  
Data: 14/04/2023 10:19:25

REGIONE CAMPANIA  
PROVINCIA DI AVELLINO

COMUNE DI FRIGENTO  
COMUNE DI GUARDIA LOMBARDI  
COMUNE DI ROCCA SAN FELICE  
COMUNE DI STURNO  
COMUNE DI BISACCIA



# AUTORIZZAZIONE UNICA ex d.lgs. 387/2003

**Costruzione ed esercizio di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica denominato "Taverna del Principe" da realizzarsi nel comune di FRIGENTO (AV) e delle opere ed infrastrutture connesse da realizzarsi nei comuni di FRIGENTO (AV), GUARDIA LOMBARDI (AV), ROCCA SAN FELICE (AV), STURNO (AV) e BISACCIA (AV), avente potenza nominale pari a 39,6 MW**

Titolo elaborato

## Studio sugli effetti dello shadow flickering

Codice elaborato

COMMESSA	FASE	ELABORATO	REV.
F0474	A	R07	A

Riproduzione o consegna a terzi solo dietro specifica autorizzazione.

Scala

—

DATA	DESCRIZIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
Aprile 2023	Aggiornamento	FTR	GDS	GMA
Gennaio 2022	Prima emissione	FTR	GDS	GMA

Proponente

### Camelia Rinnovabili s.r.l.

Largo Augusto 3  
20122 Milano



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)



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





## Sommario

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



# 1 Introduzione

---

La presente relazione ha l'obiettivo di illustrare il fenomeno dello "shadow flickering" e di valutare il suo effetto nell'area circostante determinato dalla realizzazione dell'impianto "Taverna del Principe", da realizzarsi nel territorio comunale di Frigento, in provincia di Avellino, da parte della società **Camelia Rinnovabili Srl**, con sede legale in Largo Augusto 3 20122 Milano, in qualità di proponente.

Il gruppo BayWa r.e. GmbH rappresenta un'azienda globale leader nel settore dell'energia rinnovabile che si occupa di sviluppo di progetti, fornitura di servizi, distribuzione di materiale ed erogazione di soluzioni energetiche. Ad oggi ha portato in rete più di 3.5 GW di energia a livello globale e gestisce oltre 8.5 GW di impianti. Collabora con imprese di tutto il mondo per ridurre il loro impatto ambientale e diminuire i loro costi energetici. BayWa r.e. è uno dei principali fornitori nel mercato della distribuzione di materiale per l'energia solare ed è il partner preferito da migliaia di installatori. In Germania, dispone di un'attività di trading di energia in rapida crescita e fornisce decine di migliaia di clienti. BayWa r.e. fa parte del Gruppo BayWa da 17.1 miliardi di € di fatturato. Da oltre 90 anni BayWa fornisce soluzioni leader nel mercato nei settori agricolo, energetico ed edile. BayWa r.e. Italia S.r.l. possiede aziende che sviluppano progetti, forniscono servizi di investimento e gestione per progetti di energia eolica e fotovoltaica efficaci e sostenibili. Le competenze del management, basate su più di 15 anni di esperienza nell'industria dell'energia eolica, comprendono l'identificazione, lo sviluppo di progetti, la gestione delle pratiche autorizzative, il finanziamento, l'approvvigionamento, la costruzione e la gestione di parchi eolici e fotovoltaici.

Il parco in oggetto sarà costituito da 6 aerogeneratori di potenza unitaria pari a 6.6 MW, per una potenza complessiva di 39.6 MW.

## 2 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.

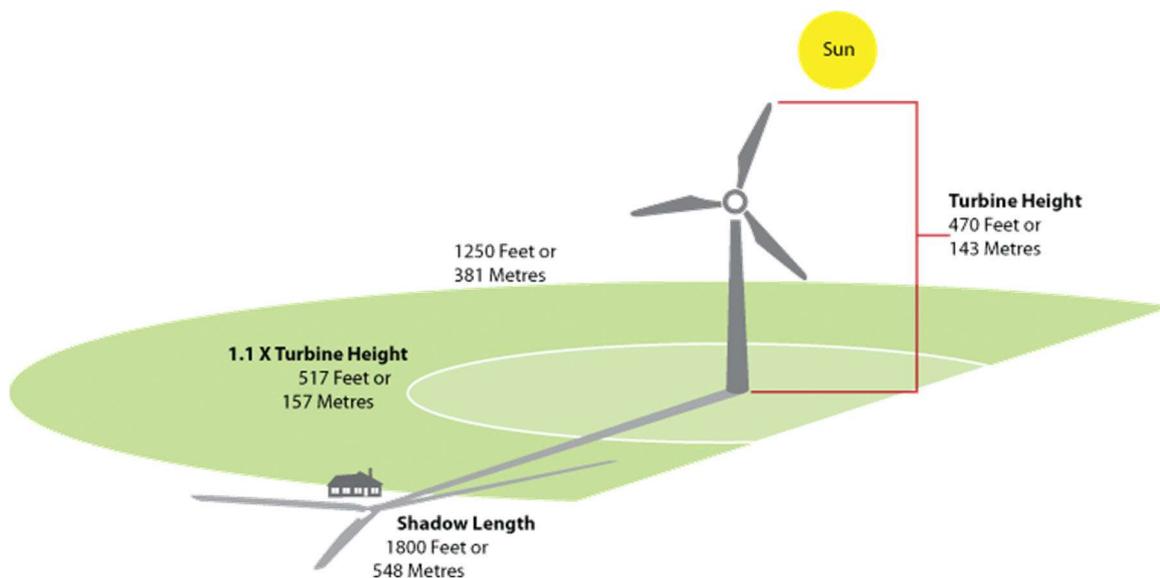


Figura 1: rappresentazione schematica del fenomeno dello shadow flicker

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 ricettore 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 ricettore;
- 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.



### 3 Individuazione dei ricettori

Allo scopo di valutare l'impatto indotto sugli edifici da parte dell'impianto eolico in progetto, sono stati individuati i ricettori potenzialmente sensibili presenti in un'area 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 (D pari a 170 m al massimo), 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 finestrate localizzate lungo la direttrice sole-aerogeneratore e, per tale ragione, si è considerato nella simulazione la presenza di finestre di altezza pari a 1.5 metri e larghezza pari ad 1 metro, posizionate ad una quota dal suolo di 2 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 ricettori individuati nel buffer sopra specificato.

Ricettori	Coordinate UTM-WGS 84 fuso 33		Categoria catstale	Comune
	Est	Nord		
R1	512485	4539931	A/3	Sturno
R2	512627	4539830	A/3	Sturno
R3	512639	4539831	A/4 - C/2	Sturno
R4	513406	4539747	A/4	Frigento
R5	513687	4539898	A/4	Frigento
R6	512547	4539393	A/3 - C/6	Sturno
R7	513442	4539074	A/4	Frigento
R8	513231	4538853	A/4	Frigento
R9	513598	4538859	A/4	Frigento
R10	513389	4536762	A/4 - C/2	Frigento
R11	513269	4536705	A/4	Frigento
R12	513281	4536679	A4-C2-F3	Frigento
R13	513363	4536566	A/2	RSFelice
R14	513391	4536514	A/4 - C/2	RSFelice
R15	513463	4536354	A/4 - C/2	RSFelice
R16	513866	4536396	A/4 - C/2	RSFelice
R17	514341	4536804	A/2 - C/6	RSFelice
R18	514279	4536909	A/4 - C/2	RSFelice



Ricettori	Coordinate UTM-WGS 84 fuso 33		Categoria catstale	Comune
	Est	Nord		
R19	512509	4540221	A/4	Sturno
R20	512649	4540135	A/3	Sturno
R21	512711	4540166	A/4	Sturno
R22	512508	4540035	A/4	Sturno
R23	512509	4539994	A/3	Sturno
R24	512189	4539949	A/3 - C/2	Sturno
R25	512221	4539852	A/2	RSFelice
R26	512280	4539748	A/3	Sturno
R27	512232	4539676	A/4 - C/2-6	RSFelice
R28	512146	4538073	A/3	Sturno
R29	512150	4538049	A/4 - C/2-6	RSFelice
R30	512149	4537927	A/4	Sturno
R31	512105	4537822	D/10	Sturno
R32	514568	4536505	A/2	RSFelice
R33	514519	4536584	A/4	Sturno
R34	514563	4536649	A/2	RSFelice
R35	514568	4536669	A/3	Sturno
R36	514621	4536718	A/3 - C/6	Sturno
R37	514600	4536723	A/3-C/2	Sturno
R38	514605	4536729	A/2	Frigento
R39	512604	4540437	A/2	Frigento
R40	512249	4540251	A/4	Frigento
R41	511733	4540393	A/4	Frigento
R42	511679	4540369	A/4 - C/2	Rocca San Felice
R43	512091	4540052	A/2 - C/2	Rocca San Felice
R44	515171	4539896	A/4	Rocca San Felice
R45	515164	4539892	A/4 - C/6	Rocca San Felice
R46	515159	4539890	A/2 - C/2	Rocca San Felice
R47	515104	4539867	A/4 - C/2	Rocca San Felice
R48	511559	4539379	A/4 - C/2	Rocca San Felice
R49	511600	4539091	A/4	Sturno
R50	511550	4539070	A/4	Sturno
R51	511493	4539057	A/3	Sturno
R52	511472	4539078	A/4 - C/6	Sturno
R53	511451	4539073	A/4 - C/6	Sturno
R54	511557	4538969	A/4	Frigento
R55	511643	4538949	A/4	Frigento
R56	511572	4538920	A/4 - C/2	Frigento



Ricettori	Coordinate UTM-WGS 84 fuso 33		Categoria catstale	Comune
	Est	Nord		
R57	511563	4538890	A/4	Frigento
R58	511539	4538889	A/4	Frigento
R59	511994	4538167	A/4 - C/2	Frigento
R60	511566	4537881	A/2 - C/6	Frigento
R61	511644	4537777	A/4	Frigento
R62	511614	4537774	A/2 - C/6	Frigento
R63	511473	4537691	A/2 - C/2	Frigento
R64	511527	4537630	A/4	Frigento
R65	511576	4537724	A/4	Frigento
R66	511578	4537673	C/2 - A/2	Frigento
R67	511454	4537604	C/2 - A/2	Frigento
R68	511487	4537591	A/4	Frigento
R69	511617	4537548	A/4	Frigento
R70	512306	4536726	A/4 - C/2	Frigento
R71	512265	4536565	A/2-C1-2-3	Frigento
R72	512289	4536535	A/2	Frigento
R73	512326	4536541	A/4	Frigento
R74	512386	4536798	A/2-C/1-6	Frigento
R75	512698	4536571	A/4	Frigento
R76	512664	4536537	C/2 - A/2	Frigento
R77	512733	4536500	A/4	Frigento
R78	512227	4536312	C/2 - A/4	Frigento
R79	514462	4535727	C/2 - A/2	Frigento
R80	514796	4536497	A/4-C/2-6	Rocca San Felice
R81	514772	4536932	A/4 - C/6	Rocca San Felice
R82	514976	4536767	A/2 - C/2	Rocca San Felice
R83	514999	4536747	A/2	Rocca San Felice
R84	515013	4536772	A/4 - C/6	Rocca San Felice
R85	515010	4536798	A/4	Rocca San Felice
R86	514874	4537088	A/2 - C/2	Rocca San Felice
R87	514936	4537188	A/4-C/2-6	Rocca San Felice
R88	514887	4537190	A/4	Rocca San Felice
R89	514890	4537202	A/4	Rocca San Felice
R90	514846	4537176	A/4 - C/2	Rocca San Felice
R91	514899	4537249	D/10 - C/3	Guardia Lombardi
R92	514994	4537231	A/4	Guardia Lombardi
R93	515282	4537294	A/4	Guardia Lombardi
R94	515174	4537348	A/4	Guardia Lombardi



Ricettori	Coordinate UTM-WGS 84 fuso 33		Categoria catstale	Comune
	Est	Nord		
R95	515007	4537411	A/4	Guardia Lombardi
R96	515062	4537465	A/2 - C/2	Guardia Lombardi
R97	515183	4537397	A/4 - C/2	Guardia Lombardi
R98	515254	4537511	A/4	Guardia Lombardi
R99	511380	4537653	A/4 - C/6	Guardia Lombardi
R100	511389	4537636	A/4 - C/6	Guardia Lombardi
R101	511414	4538936	A/2 - C/6	Guardia Lombardi
R102	511411	4538969	A/4 - C/2	Guardia Lombardi
R103	511423	4538883	A/4	Guardia Lombardi
R104	511336	4539664	A/4	Guardia Lombardi
R105	515330	4536339	A/4 - C/2-6	Guardia Lombardi
R106	515062	4537465	A/2 - C/2	Guardia Lombardi
R107	515183	4537397	A/2	Guardia Lombardi
R108	515254	4537511	A/4 - C/6	Guardia Lombardi
R109	511380	4537653	C/2 - A/4	Frigento
R110	511389	4537636	C/2 - A/4	Frigento
R111	511414	4538936	A/4	Frigento
R112	511411	4538969	A/4-C/6	Frigento
R113	511423	4538883	A/4-C/6	Frigento
R114	511336	4539664	A/4	Frigento
R115	515330	4536339	A/4	Guardia Lombardi

Tabella 1: ricettori considerati nella presente analisi

La seguente tabella riporta le coordinate degli aerogeneratori previsti in progetto (D max 170 m, h Hub 115 m).

WTG	Coordinate UTM-WGS84 fuso 33	
	Est	Nord
F01	513704.0	4539469.0
F02	513015.4	4539500.3
F03	513527.4	4538307.5
F04	513077.2	4537699.2
F05	513497.0	4537532.0
F06	513760.3	4536859.1

Tabella 2: coordinate aerogeneratori di progetto



## 4 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 2400 h/a<sup>1,2</sup>, quindi, i risultati del calcolo possono, ragionevolmente, essere abbattuti del 49.77 %, pari al complemento a 1 del rapporto  $2400/4380 = 54.79 \%$ .

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 45.21 % 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 71.04%<sup>3</sup> delle ore anno, ovvero 6223 ore; in altri termini, la probabilità che il rotore di un aerogeneratore risulti in rotazione è appunto dell'ordine del 71.04 % (pari appunto al rapporto  $6223/8760$ ).

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  $71.04\% \times 54.79\% = 38.92 \%$ , ovvero **61.8 %**, 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., pag. 48.

<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 73.22% di quelle annuali. Tenendo conto dei valori di disponibilità dell'impianto e della rete rispettivamente pari a 98% e 99%, l'assunzione del 71.04% sembra molto ragionevole.



## 5 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 recettori;
- 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.

Tabella 3: risultati del calcolo

Ricettore	Worst case (caso peggiore)		Caso "realistico"	Categoria catastale
	giorni/anno	ore/anno	[ore/anno]	
R1	153	104,8	16,8	A/3
R2	167	157,3	25,2	A/3
R3	167	164,9	26,5	A/4 - C/2
R4	166	335,9	53,9	A/4
R5	132	147,1	23,6	A/4
R6	186	169,8	27,2	A/3 - C/6
R7	0	0	0,0	A/4



Ricettore	Worst case (caso peggiore)		Caso "realistico"	Categoria catastale
	giorni/anno	ore/anno	[ore/anno]	
R8	48	27,8	4,5	A/4
R9	0	0	0,0	A/4
R10	155	148,5	23,8	A/4 - C/2
R11	130	70,1	11,2	A/4
R12	117	58,4	9,4	A4-C2-F3
R13	101	38,5	6,2	A/2
R14	0	0	0,0	A/4 - C/2
R15	0	0	0,0	A/4 - C/2
R16	0	0	0,0	A/4 - C/2
R17	0	0	0,0	A/2 - C/6
R18	0	0	0,0	A/4 - C/2
R19	106	80,5	12,9	A/4
R20	105	82,8	13,3	A/3
R21	92	70	11,2	A/4
R22	101	90,7	14,6	A/4
R23	138	132,3	21,2	A/3
R24	175	204	32,7	A/3 - C/2
R25	81	28,3	4,5	A/2
R26	83	30,5	4,9	A/3
R27	97	38,8	6,2	A/4 - C/2-6
R28	121	65,8	10,6	A/3
R29	103	45	7,2	A/4 - C/2-6
R30	70	28,3	4,5	A/4
R31	137	95,3	15,3	D/10
R32	139	101,6	16,3	A/2
R33	143	105,2	16,9	A/4
R34	78	45,5	7,3	A/2
R35	71	47,7	7,7	A/3
R36	67	53,6	8,6	A/3 - C/6
R37	64	44,2	7,1	A/3-C/2
R38	87	28,9	4,6	A/2
R39	85	28,6	4,6	A/2
R40	86	25,2	4,0	A/4
R41	57	17,6	2,8	A/4
R42	80	23,1	3,7	A/4 - C/2
R43	104	46,7	7,5	A/2 - C/2
R44	84	33,5	5,4	A/4
R45	78	31,5	5,1	A/4 - C/6
R46	65	24,5	3,9	A/2 - C/2
R47	66	26,2	4,2	A/4 - C/2



Ricettore	Worst case (caso peggiore)		Caso "realistico"	Categoria catastale
	giorni/anno	ore/anno	[ore/anno]	
R48	66	25,9	4,2	A/4 - C/2
R49	70	27,8	4,5	A/4
R50	118	54,7	8,8	A/4
R51	56	17,4	2,8	A/3
R52	49	14,5	2,3	A/4 - C/6
R53	60	30,2	4,8	A/4 - C/6
R54	36	12,8	2,1	A/4
R55	35	12,8	2,1	A/4
R56	35	12,9	2,1	A/4 - C/2
R57	36	13,6	2,2	A/4
R58	30	4,7	0,8	A/4
R59	32	3,3	0,5	A/4 - C/2
R60	26	1,5	0,2	A/2 - C/6
R61	15	0,2	0,0	A/4
R62	11	0,1	0,0	A/2 - C/6
R63	0	0	0,0	A/2 - C/2
R64	24	0,8	0,1	A/4
R65	54	4,6	0,7	A/4
R66	32	0,9	0,1	C/2 - A/2
R67	29	0,5	0,1	C/2 - A/2
R68	8	0	0,0	A/4
R69	70	18,8	3,0	A/4
R70	19	1,1	0,2	A/4 - C/2
R71	16	0,7	0,1	A/2-C1-2-3
R72	14	0,4	0,1	A/2
R73	0	0	0,0	A/4
R74	0	0	0,0	A/2-C/1-6
R75	0	0	0,0	A/4
R76	0	0	0,0	C/2 - A/2
R77	0	0	0,0	A/4
R78	0	0	0,0	C/2 - A/4
R79	0	0	0,0	C/2 - A/2
R80	0	0	0,0	A/4-C/2-6
R81	9	0,3	0,0	A/4 - C/6
R82	8	0,5	0,1	A/2 - C/2
R83	4	0,2	0,0	A/2
R84	0	0	0,0	A/4 - C/6
R85	31	4	0,6	A/4
R86	34	3,6	0,6	A/2 - C/2
R87	46	9,6	1,5	A/4-C/2-6



Ricettore	Worst case (caso peggiore)		Caso "realistico"	Categoria catastale
	giorni/anno	ore/anno	[ore/anno]	
R88	16	1,6	0,3	A/4
R89	0	0	0,0	A/4
R90	72	18,9	3,0	A/4 - C/2
R91	97	20,6	3,3	D/10 - C/3
R92	28	9,7	1,6	A/4
R93	29	9,4	1,5	A/4
R94	28	9,1	1,5	A/4
R95	29	9,4	1,5	A/4
R96	83	19	3,0	A/2 - C/2
R97	76	17,2	2,8	A/4 - C/2
R98	78	18,7	3,0	A/4
R99	79	18,7	3,0	A/4 - C/6
R100	84	20,7	3,3	A/4 - C/6
R101	77	18,9	3,0	A/2 - C/6
R102	70	15,3	2,5	A/4 - C/2
R103	22	6,3	1,0	A/4
R104	59	11,4	1,8	A/4
R105	74	18,1	2,9	A/4 - C/2-6
R106	71	17,1	2,7	A/2 - C/2
R107	59	11,1	1,8	A/2
R108	33	7,3	1,2	A/4 - C/6
R109	0	0	0,0	C/2 - A/4
R110	0	0	0,0	C/2 - A/4
R111	0	0	0,0	A/4
R112	0	0	0,0	A/4-C/6
R113	0	0	0,0	A/4-C/6
R114	22	2,4	0,4	A/4
R115	30	2,3	0,4	A/4

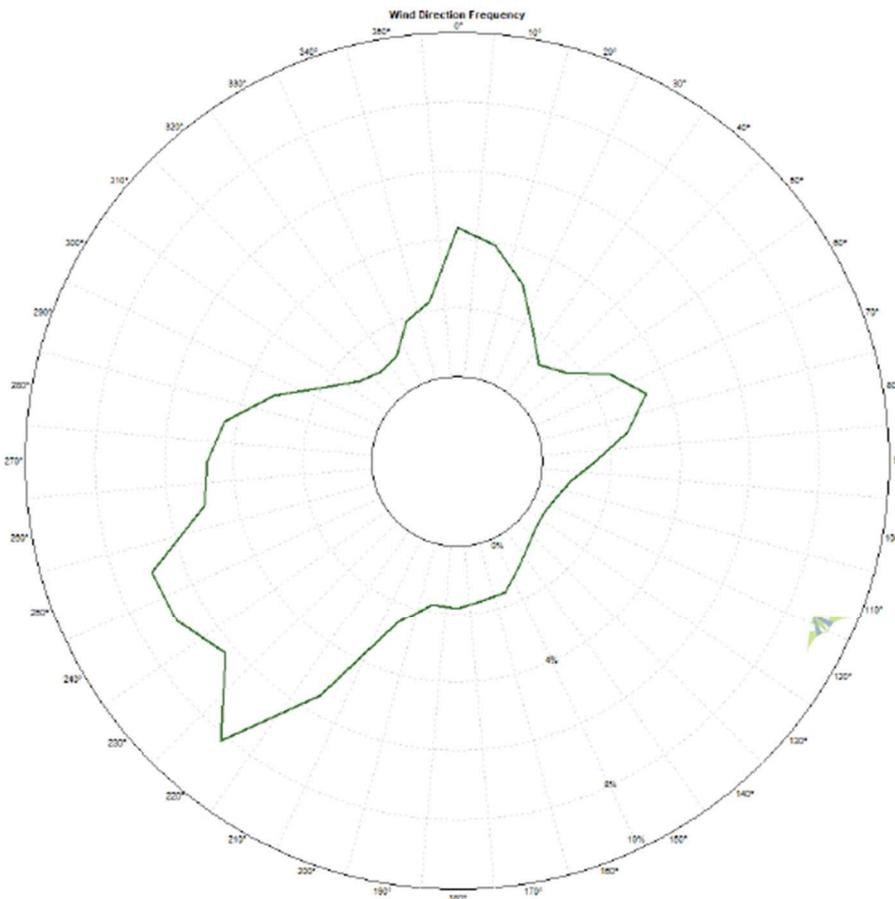
Nello specifico, la tabella precedente riporta il numero di giorni e di ore in cui è fisicamente possibile che il fenomeno si presenti (caso peggiore) e il valore realistico atteso di ore nell'arco dell'anno in cui il fenomeno potrebbe presentarsi. A tal proposito è importante sottolineare che anche 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.

Dall'analisi della tabella si evince che, dei ricettori considerati nel buffer di 1700 m dagli aerogeneratori, solo un fabbricato, classificato come abitazione, risultano essere soggetti al fenomeno per un numero di ore superiore a 30 nel corso dell'anno. Inoltre, **nessuna** abitazione risulta soggetta ad una durata superiore a 30 minuti al giorno.

Il dettaglio dei fabbricati che potrebbero essere soggetti al fenomeno dello shadow flickering è riportato nella tavola grafica allegata alla presente relazione.

**In linea generale, l'effetto si può considerare trascurabile per via della scarsa durata del fenomeno che si riduce, nel caso realistico, a poche ore l'anno.**

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 sopra riportati possono essere ridotti di almeno un ulteriore 40.0 %, dal momento che le direzioni prevalenti del vento risultano essere: NNE-SSO. Alla luce di ciò, le ore del fenomeno subiscono un ulteriore abbattimento, che le porta ad essere circa il 16.04% di quelle calcolate dal modello nell'ipotesi WORST CASE.



**Figura 2: frequenza della direzione di provenienza del vento per la torre anemometrica di riferimento**

Inoltre si rappresenta che si tratta di fenomeni:

- limitati nello spazio, in quanto relativi solo a tre edifici molto prossimi;
- episodici durante l'anno e localizzati all'alba o al tramonto;



- di breve durata nel corso della giornata, in quanto ciascun edificio è interessato solo per un breve periodo;
- limitati come intensità, dal momento che la luce del sole, in condizioni di alba o tramonto, risulta di intensità modesta e, quindi, è modesta anche la variazione dovuta allo shadow flickering.

Va altresì sottolineato che:

- la velocità di rotazione dell'aerogeneratore di progetto è dell'ordine di 11 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;

Alla luce di quanto sopra esposto, al fine di ridurre e/o annullare completamente il fenomeno in oggetto e di eliminare completamente qualunque disturbo indotto sulle abitazioni interessate potrà essere prevista, di concerto con i proprietari dell'immobile, come intervento di mitigazione, la piantumazione di barriere sempreverdi (normali siepi di recinzione).

Le distanze reciproche tra generatori eolici e ricettori, le condizioni orografiche del sito considerato, determinano la pressoché totale assenza del fenomeno in esame. In aggiunta, il fenomeno si manifesta su un numero limitatissimo di ricettori esclusivamente quando il sole presenta un'altezza inferiore ai 15° sull'orizzonte, pertanto può ritenersi trascurabile, per l'elevata intensità della radiazione diffusa rispetto a quella diretta.

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 concomitanza dei seguenti fattori: assenza di nuvole o nebbia, rotore frontale ai ricettori, rotore in movimento continuo, assenza di ostacoli, luce diretta. 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.

In allegato è riportata la mappa delle ore di ombreggiamento (shadow flickering) nel worst case così come elaborata dal modello impiegato.

LEGENDA

0-30 ore/anno	150-180 ore/anno	300-330 ore/anno
30-60 ore/anno	180-210 ore/anno	330-360 ore/anno
60-90 ore/anno	210-240 ore/anno	
90-120 ore/anno	240-270 ore/anno	
120-150 ore/anno	270-300 ore/anno	

**Legenda**

- ◆ layout
- ◆ Ricettori

