



**COMUNE DI
TEMPIO PAUSANIA**



**REGIONE AUTONOMA
DELLA SARDEGNA**



**COMUNE DI
AGLIENTU**

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE
E L'ESERCIZIO DI UN IMPIANTO
DI PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA
DA FONTE EOLICA DENOMINATO
"PARCO EOLICO BASSACUTENA",
DELLA POTENZA DI 61,2 MW, LOCALIZZATO
NEL COMUNE DI TEMPIO PAUSANIA
E DELLE SOLE OPERE ED INFRASTRUTTURE
CONNESSE PER IL COLLEGAMENTO
IN ANTENNA 36 KV CON UNA NUOVA
STAZIONE ELETTRICA (SE) DELLA RTN
A 150 KV/36KV DA INSERIRE IN ENTRA-ESCE
ALLA LINEA RTN A 150 KV "AGLIENTU
S.TERESA", SITA NEL COMUNE DI AGLIENTU



Studio degli effetti di shadow flickering

PROPONENTE

MYT EOLO 1 S.R.L.
Via Vecchia Ferriera 22
36100 Vicenza (VI)
P.IVA 04436470241
REGISTRO IMPRESE VI-397007

PROGETTISTI

ING. CARLO PERUZZI
Via Pallone 6
37121 Verona (VR)
P.IVA 03555350234
PEC carlo.peruzzi@ingpec.eu



RENX ITALIA S.R.L.
Via Vecchia Ferriera 22
36100 Vicenza (VI)
P.IVA 04339940241
PEC: renx-italia@pec.it

DATA	REVISIONE

ELABORATO

RTS08

INDICE

1	PREMESSA	4
2	RIFERIMENTO NORMATIVO PER LA REDAZIONE DEL PROGETTO	6
3	BASE DEI DATI CARTOGRAFICI, BIBLIOGRAFICI E SITOGRAFICI	7
3.1	DATI CARTOGRAFICI	7
3.1.1	Nazionale.....	7
3.1.2	Sovraregionale: Autorità di Bacino (https://autoritadibacino.regione.sardegna.it/).....	7
3.1.3	Regionale: GeoPortale Sardegna - https://www.sardegna.geoportale.it/	8
3.2	DATI SITOGRAFICI	10
3.2.1	Sovraregionale e regionale	10
3.2.2	Provinciale	10
3.2.3	Comunale	10
3.2.4	Ulteriori riferimenti	10
4	DESCRIZIONE SINTETICA DEI CONTENUTI DEL DOCUMENTO	12
5	ULTERIORI RIFERIMENTI NORMATIVI INERENTI AL PRESENTE DOCUMENTO E AI RELATIVI ALLEGATI	13
6	MODELLI DI CALCOLO PER LA VALUTAZIONE DELL'IMPATTO.....	15
6.1	ELIOFANIA E DISTRIBUZIONE DEI VENTI	19
6.2	EFFETTI CUMULATIVI	23
7	INDIVIDUAZIONE DEI RECETTORI SENSIBILI	25
8	DESCRIZIONE DELLA STIMA DEGLI IMPATTI, DELLE MISURE DI MITIGAZIONE E COMPENSAZIONE E DEL MONITORAGGIO AMBIENTALE	31
8.1	STRADE	37
9	CONCLUSIONI	39

1 PREMESSA

La società **Myt Eolo 1 S.r.l.**, d'ora in avanti indicato sinteticamente come il "**Proponente**", ha elaborato il presente progetto per la produzione di energia rinnovabile da fonte eolica ubicato nel comune di Tempio Pausania, Località Bassacutena, le cui opere ed infrastrutture connesse per il collegamento alla Rete di trasmissione Nazionale (di seguito RTN) ricadono nei comuni di Tempio Pausania e Aglientu.

Il titolo completo del progetto è il seguente: "**Progetto per la realizzazione e l'esercizio di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica denominato "Parco Eolico Bassacutena", della potenza di 61,2 MW, localizzato nel Comune di Tempio Pausania e delle sole opere ed infrastrutture connesse per il collegamento in antenna 36 kV con una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV/36kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "Aglientu-S. Teresa", sita nel Comune di Aglientu**".

Di seguito, i dati identificativi sintetici del Proponente:

- Società Proponente: MYT EOLO 1 S.r.l.
- Forma Giuridica: Società a Responsabilità Limitata
- Presidente del CdA: SICCARDI IGOR
- Sede: Via Vecchia Ferriera, 22 – 36100 – VICENZA (VI)
- Posta certificata: myteolo1srl@pec.it
- REA: VI- 404143
- P.IVA: 04436470241
- Iscritta alla Sezione Ordinaria di VICENZA

Il Proponente è parte del gruppo **Renx Italia S.r.l.**, società di diritto italiano avente ad oggetto lo studio, la compravendita, la costruzione, la gestione e la commercializzazione di impianti di produzione di energia rinnovabile, tra cui spicca nella fattispecie la fonte eolica.

Renx Italia S.r.l. nasce dalla comune visione dei soci fondatori di creare un'entità altamente specializzata nella progettazione e nell'ambito della produzione di energia da fonti rinnovabili. Contando più di quaranta tra collaboratori e partners che quotidianamente operano con professionalità e riconosciute competenze nella ricerca e nello sviluppo delle nuove iniziative del gruppo, ad oggi Renx Italia S.r.l. è, nel segmento delle piccole e medie imprese, uno degli operatori qualificati che opera con fondi e grandi compagnie energetiche con la maggiore pipeline di sviluppo di progetti a fonti rinnovabili.

La forte espansione del gruppo dalla sua nascita ad oggi trae origine indubbiamente dalle competenze e dalle esperienze in ambito energetico acquisite nel corso degli anni della proprietà, abbinate a valori etici, varietà di competenze multiculturali, gestione imprenditoriale e forte orientamento ai risultati di un gruppo di lavoro giovane, motivato e appassionato dal settore delle energie rinnovabili.

L'ipotesi progettuale prevede l'installazione di n. 9 aerogeneratori della potenza nominale di 6,8 MW per una potenza complessiva di impianto pari a 61,2 MW nel Comune di Tempio Pausania, Località Bassacutena (di seguito "Parco eolico Bassacutena").

Secondo quanto previsto dalla Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) ricevuta ed accettata dal Proponente in qualità di titolare dei diritti del progetto di cui al Codice Pratica 202201156, Terna S.p.A. prevede che il Parco Eolico Bassacutena venga collegato in antenna 36 kV con una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150/36kV da inserire in entra – esce alla linea RTN a 150 kV "Aglientu – S. Teresa", previa realizzazione dei seguenti interventi previsti dal Piano di Sviluppo Terna:

- nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV in GIS denominata "Buddusò";
- nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV denominata "Santa Teresa";
- nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV in GIS denominata "Tempio";
- nuovo elettrodotto di collegamento della RTN a 150 kV tra la SE Santa Teresa e la nuova SE Buddusò.

Internamente al parco eolico, i singoli aerogeneratori saranno collegati mediante cavidotto interrato a 30kV alla Sottostazione Elettrica di condivisione e trasformazione 30/36kV di proprietà dell'utenza (SSEU) previo collegamento precedente ad una cabina di smistamento e sezionamento (localizzata in prossimità del parco). Dalla SSEU partirà il cavidotto interrato 36kV che, seguendo per quanto più possibile il tracciato stradale esistente, veicherà l'energia prodotta dal Parco Eolico per la connessione in antenna 36 kV con la nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV/36kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "Aglientu-S. Teresa" di cui alla STMG, sita nel comune di Aglientu, che rappresenta il punto di connessione dell'impianto alla RTN.

2 RIFERIMENTO NORMATIVO PER LA REDAZIONE DEL PROGETTO

Il presente documento appartiene al progetto di fattibilità tecnica ed economica (PFTE) allegato all'istanza di procedura V.I.A. (artt. 23, 24, 24bis e 25 del d.Lgs. n° 152/2006 e ss. mm. e ii.) inerente alla richiesta di realizzazione di un **“Progetto per la realizzazione e l’esercizio di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica denominato “Parco Eolico Bassacutena”, della potenza di 61,2 MW, localizzato nel Comune di Tempio Pausania e delle sole opere ed infrastrutture connesse per il collegamento in antenna 36 kV con una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV/36kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "Aglientu-S. Teresa", sita nel Comune di Aglientu”**.

L'intero progetto, come richiesto dalla procedura di V.I.A., è stato elaborato in ottemperanza a quanto richiesto per un livello di **“fattibilità tecnica ed economica”** secondo il recente d.Lgs. 31 marzo 2023, n. 36 - Codice dei contratti pubblici in attuazione dell'articolo 1 della legge 21 giugno 2022, n. 78, recante delega al governo in materia di contratti pubblici - (G.U. n. 77 del 31 marzo 2023 - S.O. n. 12).

Per le relazioni tecniche specialistiche, inoltre, i contenuti del d.Lgs. n° 36/2023 sono stati verificati ed eventualmente integrati con l'art. 26 del d.P.R. n° 207/2010 e ss. mm. e ii.

Da questo momento in poi e per tutti gli elaborati progettuali, qualsiasi riferimento di legge o norma s'intenderà già comprensivo della dicitura “ss. mm. e ii”.

3 BASE DEI DATI CARTOGRAFICI, BIBLIOGRAFICI E SITOGRAFICI

3.1 DATI CARTOGRAFICI

3.1.1 Nazionale

Istituto Geografico Militare (I.G.M.)

L'Istituto geografico militare (IGM) ha il compito di fornire supporto geotopocartografico alle Unità e ai Comandi dell'Esercito italiano. L'istituto svolge le funzioni di ente cartografico dello Stato ai sensi della Legge n. 68 in data 2 febbraio 1960 ed opera alle dipendenze del Comando Militare della Capitale. (<https://www.igmi.org/>).

In particolare, sono state utilizzate le seguenti:

- **Carta Topografica d'Italia – scala 1:50.000 – Foglio n° 427 - Luogosanto – Serie 50**
- **Carta Topografica d'Italia – scala 1:25.000 – Foglio n° 427 – Sezione I – Bassacutena – Serie 25**

Progetto CARG

Alla fine degli anni '80, prende il via il Progetto di realizzazione della cartografia geologica nazionale alla scala 1:50.000, inizialmente nell'ambito del Programma annuale di interventi urgenti di salvaguardia ambientale (L. 67/88), poi nella Programmazione triennale per la tutela dell'ambiente (L. 305/89), grazie allo stanziamento di risorse dedicate che hanno dato così inizio al Progetto CARG (CARtografia Geologica). Il Progetto è svolto in collaborazione con le Regioni e le Province autonome, con il CNR e le Università ed è coordinato dal Servizio Geologico d'Italia in qualità di organo cartografico dello Stato (L. 68/60). Il Progetto CARG prevede la realizzazione e l'informatizzazione dei 636 fogli geologici e geotematici alla scala 1:50.000 che ricoprono l'intero territorio nazionale. (<https://www.isprambiente.gov.it/it/progetti/cartella-progetti-in-corso/suolo-e-territorio-1/progetto-carg-cartografia-geologica-e-geotematica>)

3.1.2 **Sovraregionale: Autorità di Bacino (<https://autoritadibacino.regione.sardegna.it/>).**

Il Piano di bacino/distretto idrografico è lo strumento conoscitivo, normativo e tecnico-operativo mediante il quale sono pianificate e programmate le azioni e le norme d'uso finalizzate alla conservazione, alla difesa, alla valorizzazione e alla corretta utilizzazione del suolo e delle acque, sulla base delle caratteristiche fisiche e ambientali dei territori interessati. Esso rappresenta il quadro di riferimento a cui devono adeguarsi e riferirsi tutti i provvedimenti autorizzativi e concessori inerenti agli interventi comunque riguardanti il bacino e ha valore di piano territoriale di settore. Il Piano di bacino può essere redatto e approvato anche per sottobacini o per stralci relativi a settori funzionali. Contenuti specifici e obiettivi del Piano di bacino sono definiti dall'art. 65 del d.Lgs. n° 152/2006. La Sardegna è considerata, ai sensi dell'art. 64 del d.Lgs n° 152/2006 un unico distretto idrografico e gli stralci funzionali del Piano approvati e vigenti sono riportati di seguito:

- Piano stralcio di bacino per l'assetto idrogeologico (**PAI**)

- Piano di tutela delle acque
- Piano stralcio di bacino per l'utilizzo delle risorse idriche (**PSURI**)
- Nuovo Piano regolatore generale degli acquedotti
- Piano stralcio delle fasce fluviali (**PSFF**)
- Piano di gestione del distretto idrografico
- Piano di gestione del rischio alluvioni (**PGRA**)
- In particolare, il riferimento principale per le aree a pericolosità/rischio idrogeologico è costituito dalle Norme Tecniche di Attuazione (**NTA**) del Piano Stralcio di Assetto Idrogeologico (**PAI**) - Testo coordinato aggiornato con le modifiche approvate dal comitato istituzionale dell'Autorità di bacino con deliberazione n. 15 del 22 novembre 2022

**3.1.3 Regionale: GeoPortale Sardegna - <https://www.sardegnameoportale.it/>
E' il riferimento principale per quasi tutti gli aspetti di interesse.**

Il Geoportale è il luogo di accesso a diverse informazioni geografiche sulla regione, come richiesto dalla Direttiva europea INSPIRE (Direttiva 2007/2/CE del Parlamento Europeo). Nella preparazione della documentazione del progetto sono state utilizzate principalmente tre aree del geoportale:

- **Navigatori:** attraverso i navigatori, la Regione Sardegna fornisce strumenti per la visualizzazione online dei dati cartografici. Con l'applicazione SardegnaMappe sono state utilizzate e scaricate le mappe disponibili, i metadati e i dati cartografici necessari. Ad esempio, il layer "Sardegna Mappe Aree Tutelate" disponibile sul geoportale è stato utilizzato per preparare il set di mappe "Aree non idonee" necessarie per la presentazione della domanda VIA.
- **Acceso ai dati:** consente di accedere al catalogo dei dati geografici forniti dall'amministrazione regionale. Questi possono essere consultati attraverso il seguente servizio: Catalogo del Geoportale. Vengono estratti dati raster (ad esempio la mappa Ortofoto) o vettoriali come Aree non idonee. La procedura per scaricare la maggior parte dei dati scaricati si basa sulla selezione dei dati raster o vettoriali di interesse (si trovano nella barra di sinistra del desktop di Sardegna Mappe), cliccando sul tasto destro del mouse, quindi sull'icona dentata e ottenendo l'accesso diretto al download dei dati. Per la preparazione delle mappe sono stati utilizzati due moduli: WMS cioè una forma di database o shp cioè un pacchetto di file scaricati direttamente sul nostro computer.
- **Aree tematiche:** insieme di dati geografici, raggruppati per area tematica. Per facilitare il download, sono disponibili in pacchetti zippati.

Proprio dal menu a tendina “**Aree Tematiche**” è disponibile la seguente documentazione:

SardegnaGeoportale


[NAVIGATORI](#)
[ACCESSO AI DATI](#)
[AREE TEMATICHE](#)
[STRUMENTI](#)
[DOCUMENTAZIONE](#)
[AGENDA](#)
[CONTATTI](#)

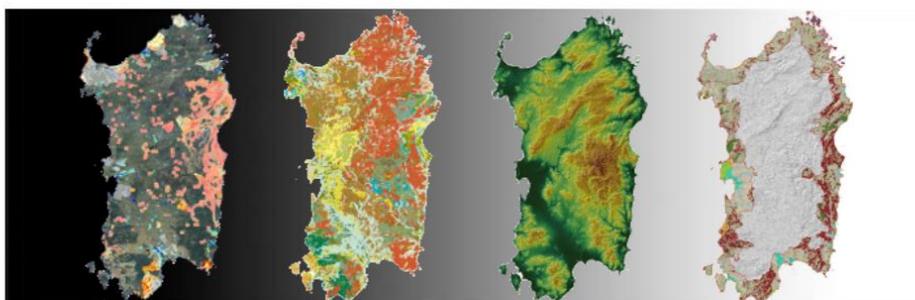


sardegna geoportale / aree tematiche

AREE TEMATICHE

- Carta tecnica regionale
- Database Geotopografico (DBGT)
- Modelli digitali terreno e superfici
- Carte tematiche regionali
- Pianificazione
- Aree tutelate
- Catasto
- Limiti amministrativi
- Beni culturali

Aree tematiche



Per facilitare il download, alcune categorie di dati geografici, raggruppati per aree tematiche, sono disponibili anche come pacchetti compressi.

Tra le tante cartografie di base disponibili è stato utilizzato il Database (DBGT) che è una carta topografica della regione Sardegna contenente informazioni geometriche e alfanumeriche su strade, edifici, idrografia, orografia, vegetazione e toponomastica. Questa carta ha più componenti ed elementi rispetto alla CTR classica. È stata utilizzata quando era necessario mostrare i dettagli sull'urbanizzazione e sulle strade, sulla vegetazione o sull'idrografia, ad esempio in tutte le carte dell'Inquadramento Catastale e delle Aree non Idonee. Durante la creazione delle mappe per la documentazione, è stata utilizzata per mostrare una rappresentazione rappresentativa della situazione reale, come ad esempio l'estensione dei lavori e il percorso dei cavi elettrici, o nella pianificazione urbana. In questi casi, non è importante modificare le proporzioni degli elementi, quindi oggetti come edifici e strade sono rappresentati con la forma reale del loro perimetro visto dall'alto, piuttosto che sostituirli con simboli convenzionali.

È stato utilizzato il formato “2022_DBGT_10K” perché è il database più aggiornato disponibile.

La scala più comunemente utilizzata è stata 1:10.000, come raccomandato.



3.2 DATI SITOGRAFICI

3.2.1 Sovraregionale e regionale

- Regione Sardegna: <https://www.regione.sardegna.it/>
- ARPA Sardegna: <http://sardegnaambiente.it/arpas/>
- <https://www.sardegnaambiente.it/>
- <https://sardegnaenergia.regione.sardegna.it/>

3.2.2 Provinciale

- Provincia di Sassari: <https://www.provincia.sassari.it/index.php> (in teoria soppressa a seguito della L.R. n° 24 del 15 aprile 2021)
- Città Metropolitana di Sassari: al momento non esistono riferimenti (in teoria istituita con L.R. n° 24 del 15 aprile 2021)
- Provincia della Sardegna Est: al momento non esistono riferimenti (in teoria istituita con L.R. n° 24 del 15 aprile 2021)

3.2.3 Comunale

I riferimenti consultabili sono i seguenti:

- https://www.sardegnageoportale.it/webgis2/sardegnamappe/?map=monitoraggio_strumenti_urbanistici
- http://webgis.regione.sardegna.it/puc_serviziconsultazione/ElencoComuni.ejb.
- Comune di Tempio Pausania: <https://comuneditempiopausania.it/>
- Comune di Aglientu: <https://comune.aglientu.ot.it/index.php>

3.2.4 Ulteriori riferimenti

Vengono riportati di seguito ulteriori riferimenti consultabili:

- <https://www.letsqosolar.com/wp-content/themes/solar/images/consumer-education-guide/solar-power-or-wind-power/shadow-impact.png>
- <http://www.sar.sardegna.it/pubblicazioni/notetecniche/nota2/pag021.asp>
- <http://www.sar.sardegna.it/pubblicazioni/notetecniche/nota2/pag021.asp>

- [https://it.wikipedia.org/wiki/Stazione meteorologica di Olbia Costa Smeralda#:~:text=Medie%20climatiche%20ufficiali,-Dati%20climatologici%201961&text=L'eliofania%20assoluta%20media%20annua,6%20ore%20giornaliere%20in%20luglio.](https://it.wikipedia.org/wiki/Stazione_meteorologica_di_Olbia_Costa_Smeralda#:~:text=Medie%20climatiche%20ufficiali,-Dati%20climatologici%201961&text=L'eliofania%20assoluta%20media%20annua,6%20ore%20giornaliere%20in%20luglio.)
- <https://help.emd.dk/knowledgebase/otherLanguages.html>
- <https://it.climate-data.org/europa/italia/sardegna/bassacutena-332603/>
- <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/j.1528-1167.2008.01563.x>

4 DESCRIZIONE SINTETICA DEI CONTENUTI DEL DOCUMENTO

La presente relazione propone l'analisi dell'evoluzione delle ombre giornaliere generate dalla presenza degli aerogeneratori del Parco Eolico Bassacutena.

Il cosiddetto "Effetto shadow flickering" (letteralmente *ombreggiamento intermittente*) è espressione comunemente impiegata per descrivere il potenziale impatto, simile ad un effetto stroboscopico, causato dal passaggio delle pale eoliche attraverso i raggi del sole, rispetto a recettori sensibili posti nelle loro immediate vicinanze. L'intermittenza luminosa in prossimità dei recettori sensibili deve essere calcolata in modo da determinare l'eventuale periodo di ombreggiamento generato dalla presenza degli aerogeneratori.

Tale fenomeno si traduce in una variazione alterna dell'intensità luminosa che, considerata su orizzonti temporali di lungo periodo, può provocare fastidio agli occupanti delle abitazioni - in seguito recettori -, le cui finestre risultino esposte al fenomeno. L'evento, per sua stessa natura, risulta assente sia quando il sole è oscurato da nuvole o nebbia, sia quando, in assenza di vento, le pale dell'aerogeneratore non sono in funzione.

L'effetto di questa intermittenza luminosa sugli umani è simile a quello suscitato da una luce stroboscopica, con le dovute proporzioni, la quale può provocare fastidio agli individui che ne sono colpiti direttamente e per lunghi periodi di tempo in un range di particolari frequenze; frequenze comprese tra i 2.5Hz ed i 20Hz (*Verkujen and Westra, 1984*) le quali, grazie all'innovazione tecnologica e all'aumento della taglia delle pale eoliche, sono valori che mai vengono raggiunti. I più recenti aerogeneratori con rotore tripala, infatti, operano con velocità inferiori ai 35 giri al minuto (*rpm*), corrispondenti ad una frequenza di passaggio delle pale sulla verticale inferiore a 1.7 Hz, quindi minore della frequenza critica dei 2.5Hz.

Nella fattispecie, gli aerogeneratori Nordex proposti dal progetto di impianto raggiungono una velocità di rotazione massima di 11,6 rpm, quindi ampiamente inferiore di quelle ritenute spiacevoli per l'uomo.



Figura 1. Modello di effetto Shadow Flickering

5 ULTERIORI RIFERIMENTI NORMATIVI INERENTI AL PRESENTE DOCUMENTO E AI RELATIVI ALLEGATI

Allo stato attuale, soltanto la Germania possiede linee-guida dettagliate sui limiti e sulle condizioni per il calcolo dell'impatto dell'ombra e sono consultabili nel documento "*Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windenergieanlagen*" (WEA-Shattenwurf-Hinweise)¹.

Le linee guida Tedesche fissano i parametri per il calcolo dell'ombreggiamento, come di seguito riportati:

- L'angolo minimo del sole rispetto all'orizzonte da cui calcolare l'ombreggiamento deve essere pari a 3°;
- La percentuale di copertura del sole dalla pala deve essere almeno del 20%;

Inoltre, vengono definiti anche i valori limite (espressi in tempo di ombreggiamento) presso un recettore in prossimità di una centrale eolica:

- Massimo 30 min/giorno di massima ombra astronomica (caso peggiore);
- Massimo 30 ore/annue di massima ombra astronomica (caso peggiore);
- Se si utilizza una regolazione automatica sono previste come impatto d'ombra massimo 8 ore/annue;

Pertanto, anche nel caso del calcolo in esame, affinché sia possibile effettuare uno studio dello Shadow Flickering sufficientemente preciso, la normativa italiana dovrebbe fornire i seguenti parametri principali:

- L'angolo minimo del sole rispetto all'orizzonte da cui calcolare l'ombreggiamento;
- La distanza limite fino a cui calcolare l'ombreggiamento dalla turbina;
- Percentuale di copertura del sole dalla pala;
- Intervallo di tempo per il calcolo dell'ombreggiamento;

Anche l'ora del giorno in cui l'impatto dell'ombra risulta critico e la definizione del recettore d'ombra non sono regolati dalle normative, e andranno valutati caso per caso. Ad esempio, una fabbrica o un immobile con uffici non verrebbero interessati se l'ombreggiamento avvenisse prima e/o dopo l'orario di lavoro, mentre sarebbe più accettabile per abitazioni private subirlo durante lo stesso orario, quando la famiglia è comunque fuori.

Talvolta, inoltre, è discutibile se l'ombreggiamento vada calcolato per una finestra, per la facciata di una casa o per l'intera proprietà. L'ombra che cade su un angolo del giardino andrebbe sommata a quella che cade

¹ <https://www.wind-energie.de/presse/meldungen/detail/hinweise-zur-ermittlung-und-beurteilung-der-optischen-immissionen-von-windkraftanlagen-aktualisiert/>

all'angolo opposto?

Infine, l'effettiva quantità di ombreggiamento come frazione del rischio potenziale calcolato dipenderà fortemente dalla posizione geografica in questione. In zone con un'alta frequenza di cielo coperto il problema sarebbe ovviamente minore, mentre durante le potenziali ore di ombreggiamento in estate gli aerogeneratori potrebbero spesso essere fermi per una minore presenza di vento.

Pertanto, per lo studio dello shadow flickering, si utilizzeranno i parametri definiti dal metodo di calcolo tedesco che, oltretutto, come spiegato successivamente in dettaglio, risultano essere tra i più restrittivi in materia.

6 MODELLI DI CALCOLO PER LA VALUTAZIONE DELL'IMPATTO

Il presente studio considera il layout proposto per il Parco Eolico Bassacutena, il quale prevede l'installazione di n. 9 aerogeneratori della potenza nominale di 6,8 MW per una potenza complessiva di impianto pari a 61,2 MW nel Comune di Tempio Pausania, Località Bassacutena. Dopo attenti studi relativi all'anemologia e all'intensità del vento per i quali si rimanda allo specifico documento, sono state previste turbine a marchio NORDEX, serie Delta 4000, in particolare il modello N163 - 6.X, prevedendo delle torri con altezza al mozzo di 118m e 163m di diametro del rotore.

Sono di seguito riportate le coordinate in WGS-84 dei singoli aerogeneratori:

Turbina	Comune	Lat.	Long.
B_1	Tempio Pausania	522321	4553711
B_2	Tempio Pausania	522812	4553580
B_3	Tempio Pausania	523068	4553880
B_4	Tempio Pausania	522358	4553338
B_5	Tempio Pausania	523838	523838
B_6	Tempio Pausania	524187	4553501
B_7	Tempio Pausania	522137	4552781
B_8	Tempio Pausania	522085	4552491
B_9	Tempio Pausania	524002	4555204

Tabella 1. Coordinate aerogeneratori - Formato WGS-84 32N

Partendo dalle posizioni delle turbine, viene di seguito analizzato l'impatto delle ombre sui singoli recettori individuati nell'area di progetto, rappresentati da nuclei abitativi o da singole abitazioni.

Per effettuare tale analisi di calcolo è stato utilizzato il software WindPRO, sviluppato dalla società danese EDM International. WindPRO è il software leader del settore per la progettazione e la pianificazione di progetti di parchi eolici, utilizzato sia da grandi industrie che da piccoli sviluppatori. Si tratta di un software che considera a 360° tutte le implicazioni derivanti dall'installazione dell'impianto, dall'analisi del vento, al calcolo dei rendimenti energetici, alla quantificazione delle incertezze, alla valutazione dell'idoneità del sito, al calcolo e alla visualizzazione dell'impatto ambientale.

In particolare, al fine di valutare l'incidenza delle ombre sull'ambiente circostante il parco eolico, WindPRO detiene un apposito tool dedicato, chiamato modulo SHADOW. SHADOW consente di calcolare le ore annue

di impatto dello sfarfallio dell'ombra generato da una o più turbine su destinatari specifici o per una determinata area. L'ombreggiamento si verifica quando le pale di una turbina passano attraverso i raggi del sole visti da un punto specifico (e.g. una finestra di un recettore nelle vicinanze di una turbina eolica).

Questi calcoli sono basati sullo scenario peggiore (detto "ombra massima astronomica", ossia basata sulla posizione del sole rispetto alle WTG). Se il cielo è coperto o c'è calma di vento, o la direzione del vento è tale da porre il piano del rotore in posizione parallela rispetto alla linea sole-edificio, la WTG non produrrà ombra, ma la sua influenza apparirà comunque nei calcoli. In altre parole, il calcolo descrive lo scenario peggiore possibile, e rappresenta, quindi, il massimo rischio potenziale di impatto.

La posizione del Sole rispetto al disco del rotore e l'ombra risultante vengono calcolate ad intervalli di un minuto per un anno intero. Se il disco del rotore genera in qualunque momento un'ombra sulla finestra spaziale che definisce il recettore, ciò verrà registrato come 1 minuto di potenziale impatto d'ombra.

Tale supposizione è decisamente conservativa; i moderni aerogeneratori presentano velocità di rotazione molto ridotte rispetto ai vecchi modelli, frutto di una maggiore dimensione sia dei generatori sia delle pale stesse, che assicurano un'intensità della rotazione del rotore minore a fronte di una produzione elettrica considerevolmente maggiore, avendo una incidenza minore in termini di sfarfallio sul potenziale recettore. Ad ogni modo, il software considera ogni passaggio della pala sul recettore considerato come un minuto di ombra.

Al fine di poter valutare la situazione specifica, vengono inseriti nel software WindPRO le seguenti informazioni:

- Posizione delle WTG (coordinate x, y, z);
- Altezza del mozzo e diametro del rotore delle WTG;
- Posizione del recettore d'ombra (coordinate x, y, z);
- Dimensione della "finestra" e sua orientazione, sia direzionale (rispetto al Sud) che angolare (inclinazione rispetto al piano orizzontale);
- Posizione geografica (latitudine e longitudine), fuso orario ed eventuale ora legale;
- Modello di simulazione che contenga le informazioni sull'orbita della Terra e la sua rotazione.

Nel modello di calcolo usato in WindPRO, i seguenti parametri definiscono l'angolo di propagazione dell'ombra oltre il disco del rotore:

- Diametro del Sole (D): 1.390.000 km
- Distanza dal Sole (d): 150.000.000 km
- Angolo d'attacco: 0.531°

Teoricamente, questo condurrebbe ad un ombreggiamento fino a 4.8 km di distanza, supponendo un rotore di 45 m di diametro. In realtà, però, le ombre non raggiungono mai il massimo teorico di lunghezza, a causa delle caratteristiche ottiche dell'atmosfera. Quando il Sole è molto basso sull'orizzonte e le ombre diventano molto lunghe, esse si dissipano prima di raggiungere il suolo (o il recettore). Quanto lontano dalla WTG un'ombra sia visibile non è ben documentato, ed al momento soltanto le linee-guida tedesche prevedono dei limiti su questo punto. Il dato di default utilizzato nei calcoli da WindPRO è una distanza di 2 km, o quella che dia una copertura del 20% del disco solare (si usa la più breve), e l'angolo minimo della direzione luminosa è di 3° sopra l'orizzonte. Se si utilizzano le linee-guida tedesche, la distanza massima da ciascuna WTG può essere calcolata usando la formula:

$$D_{\max} = (5 \cdot w \cdot d) / 1.097.780$$

dove w è l'ampiezza media della pala, d è la distanza del recettore dall'aerogeneratore ed il valore 1.097.780 è derivato dal diametro del Sole, ridotto di un fattore che compensa il fatto che il disco solare è un cerchio.

Oltre al calcolo della visibilità dell'ombra da un edificio adiacente, grazie al Modulo SHADOW è possibile generare una mappa di isolinee dell'impatto dell'ombra, visualizzando il peso di tale impatto su qualunque punto dell'area di progetto.

WindPro combina il calcolo del modulo SHADOW con quello del modulo ZVI, escludendo così il contributo di turbine invisibili ai recettori. Questo vale anche per la mappa dell'ombra, in cui verranno incluse solo le turbine visibili da ogni punto della griglia di calcolo.

Per eseguire il calcolo ZVI deve essere disponibile un modello digitale di elevazione (DEM), in forma di un "Oggetto Linee" con curve altimetriche. Possono essere inclusi anche "Oggetti Aree" che definiscono ostacoli visuali, come foreste o villaggi, ed "Oggetti Ostacolo". Il DEM utilizzato per effettuare le simulazioni del presente elaborato è quello fornito dalla Regione Sardegna, con risoluzione 10 m. Inoltre, si è ipotizzata l'altezza degli occhi di un osservatore di media statura, pari a 170 cm, come altezza da terra delle considerazioni effettuate. Come accennato pocanzi, lo studio proposto comprende l'analisi orografica del terreno, la quale può determinare l'ostruzione della vista degli aerogeneratori da parte dei recettori; per cui, in questi casi, non è considerata la possibilità di ombreggiamento.

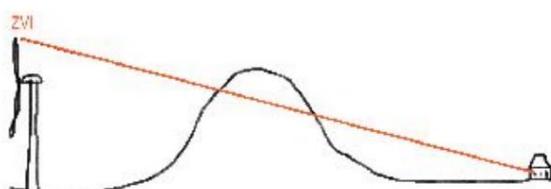


Figura 2. Rappresentazione dell'interferenza dell'orografia del terreno sul recettore
Fonte WindPRO

Inoltre, non conoscendo l'esatta disposizione delle aperture dei singoli recettori per effettuare la simulazione, ogni recettore viene considerato in modalità "*green house mode*", ovvero come se tutte le pareti esterne fossero esposte al fenomeno, senza considerare la presenza di finestre e/o porte dalle quali l'effetto arriva realmente all'interno dell'abitazione. I calcoli effettuati per l'ombreggiamento rappresentano un approccio molto conservativo e di conseguenza peggiorativo, in cui la situazione reale risulterà ben al di sotto dei risultati ottenuti.

Seguendo le linee guida tedesche precedentemente descritte, si pone la soglia del 20% come rapporto minimo tra la dimensione angolare della pala e la dimensione angolare del sole affinché lo sfarfallio dell'ombra possa risultare un problema. Gli interrogativi esposti in precedenza non sussistono qualora:

- Il recettore subisca meno di 30 ore/anno di ombra da parte degli aerogeneratori;
- per ogni giorno dell'anno, il recettore subisca meno di 30 minuti di ombra.

Inoltre, le linee guida specificano che gli ombreggiamenti diventano rilevanti solamente quando si considerano i recettori comportanti attività residenziali e lavorative stabili: è infatti auspicabile che l'effetto *flickering* si mantenga al di sotto delle 30 ore/anno in presenza di attività lavorative statiche, quali uffici, scuole, ospedali, strutture interessate direttamente da impatto. Questa indicazione è legata al fatto che all'interno di un edificio adibito ad uso ufficio, le postazioni di lavoro sono generalmente fisse; pertanto, se l'edificio con pareti finestrate risulta prospiciente l'impianto eolico, chiaramente lo sfarfallio delle ombre oltre certi limiti può costituire un problema per quei lavoratori che si ritrovino con le loro postazioni proprio davanti alle pareti vetrate. Viceversa, lo sfarfallio risulta trascurabile per tutti i recettori di tipo non residenziale e/o dedicati ad attività che non richiedono una presenza regolare in una stazione fissa, come ad esempio le attività agricole e agropastorali, nelle quali il personale addetto si muove in continuazione all'interno dei terreni per svolgere le proprie mansioni. Le stesse considerazioni valgono per tutti i beni paesaggistici, manufatti, beni archeologici e similari; i quali possono risultare frequentati ma i visitatori devono, per natura dei luoghi, muoversi in continuazione e non stazionare ferme nello stesso punto per quantità considerevoli di tempo. L'unica eccezione vale per quei contesti nei quali delle persone devono svolgere dei lavori e/o passare del tempo in maniera continuativa in una certa posizione fissa rispetto alle turbine. In tali casi, si procede ad uno studio approfondito esattamente come nel caso dei recettori residenziali.

Nel presente elaborato verrà analizzato l'impatto dell'effetto shadow flickering su tutti i recettori localizzati in un buffer di 1000m, demandando l'approfondimento di casistiche particolari alla fase esecutiva, qualora risultasse necessario.

6.1 ELIOFANIA E DISTRIBUZIONE DEI VENTI

Grazie alla combinazione dei diversi moduli di lavoro, WindPro permette di avere delle mappe di incidenza le più realistiche possibili; per ovvi motivi, i problemi legati allo sfarfallio delle ombre prodotte dagli aerogeneratori sono presenti solamente quando è presente illuminazione diretta del sole (cd *eliofania*).

Grazie al software, è possibile inserire nei calcoli la probabilità mensile di insolazione, ovvero la percentuale mensile di ore di sole durante l'arco della giornata. I dati rilevanti ai fini delle simulazioni condotte nel presente studio sono la lunghezza del dì (ovvero le ore intercorrenti tra alba e tramonto, indipendentemente dalle condizioni meteorologiche) e le ore di illuminazione diretta.

La prima varia con continuità nell'arco dell'anno, senza apprezzabili distinzioni tra le varie zone della Sardegna, mentre la seconda è variabile da zona a zona e dipende da fenomeni a grande scala che influenzano in maniera sostanzialmente uniforme l'intera superficie isolana.

Di conseguenza, il valore climatologico dell'eliofania è da considerarsi il medesimo su tutta la Sardegna (fonte: ARPA Sardegna), e per questo motivo sono stati utilizzati i valori di eliofania forniti dalla stazione meteorologica di Olbia Costa Smeralda, la più prossima all'area di studio, i cui dati sono disponibili agli utenti WindPRO prelevandoli dal grande database di oltre 6000 stazioni meteorologiche di cui il software è equipaggiato.

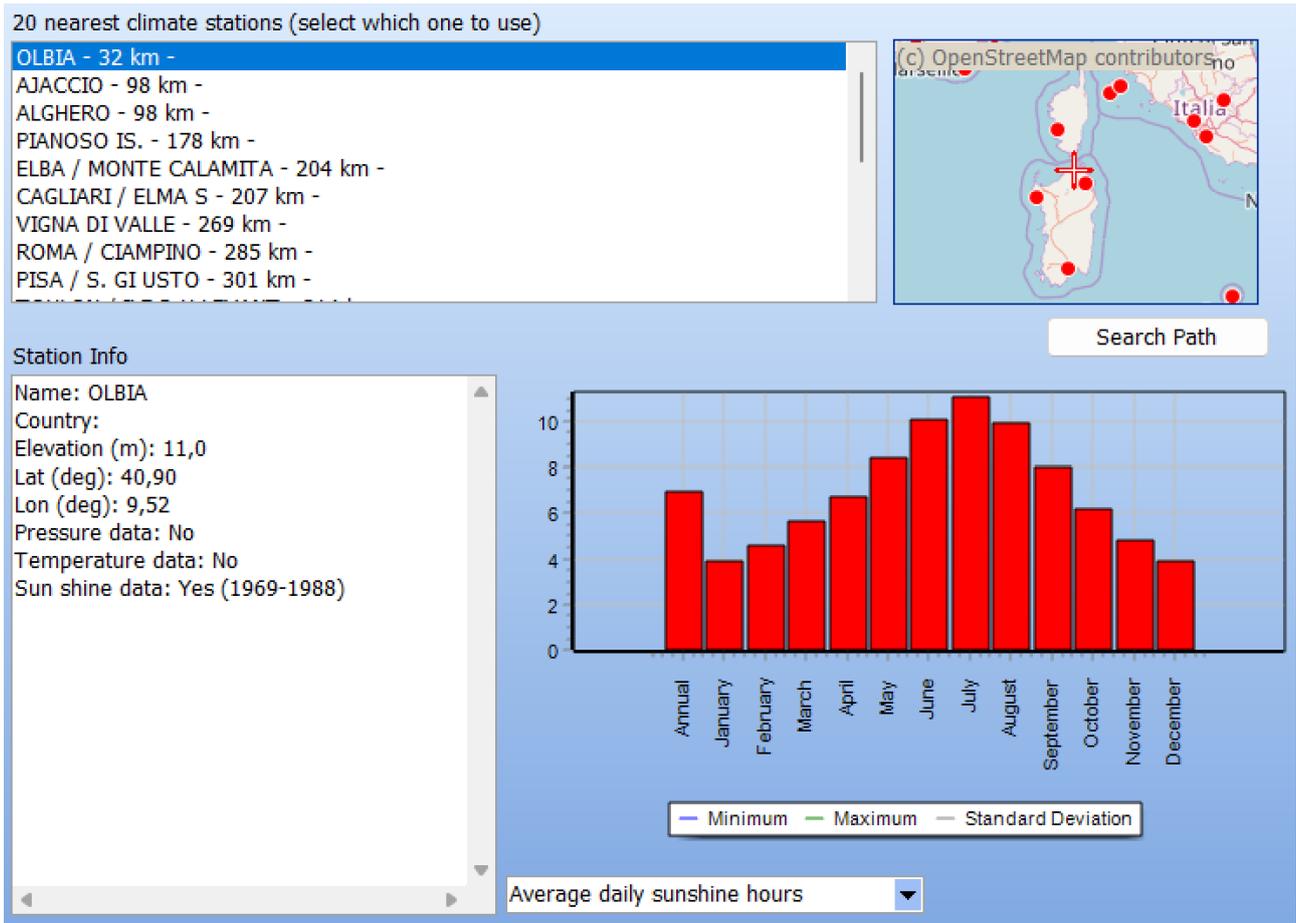


Figura 3. Dati stazione meteorologica Olbia-Costa Smeralda_
 Fonte WindPRO

GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
3.87	4.61	5.62	6.73	8.36	10.04	11.06	9.91	8.03	6.21	4.80	3.87

Tabella 2. Dati eliofanìa media in formato tabellare, rilevata dalla Stazione di Olbia Costa Smeralda

Inoltre, l'ombra proiettata dagli aerogeneratori sui singoli recettori individuati dipende dalla direzione del piano di rotazione delle pale, a sua volta influenzata dalla direttrice principale del vento; vengono perciò analizzate da WindPro le ore di funzionamento macchina secondo le condizioni del vento sito-specifiche. Nel caso di studio, l'ombra è massima quando il piano di rotazione delle pale è perpendicolare al recettore, nonché quando l'aerogeneratore si posiziona frontalmente rispetto ad una direttrice vento in direzione ovest.

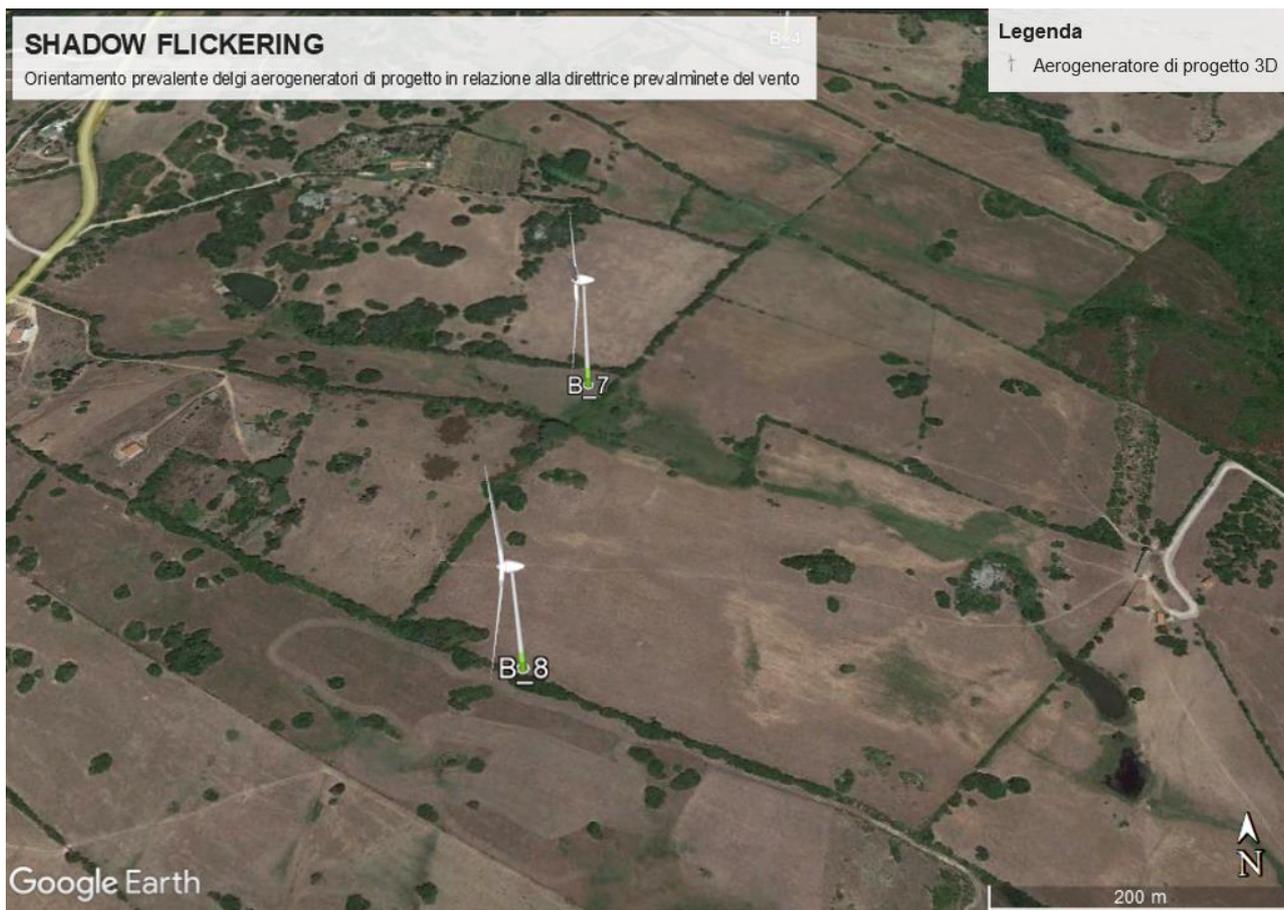


Figura 4. Orientamento prevalente degli aerogeneratori di progetti in relazione alla direttrice principale del vento - Vista Sud

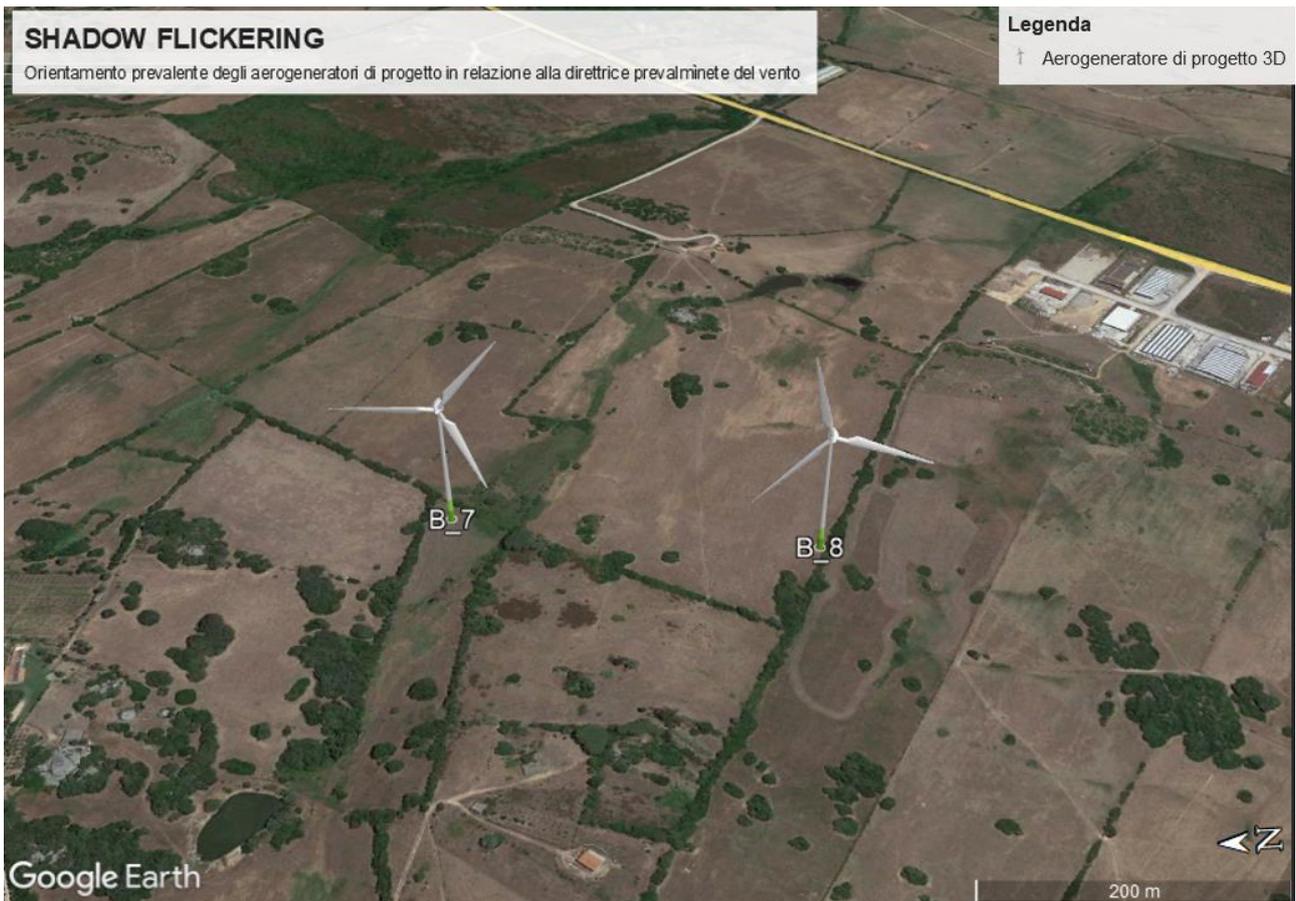


Figura 5. Orientamento prevalente degli aerogeneratori di progetti in relazione alla direttrice principale del vento - Vista Ovest

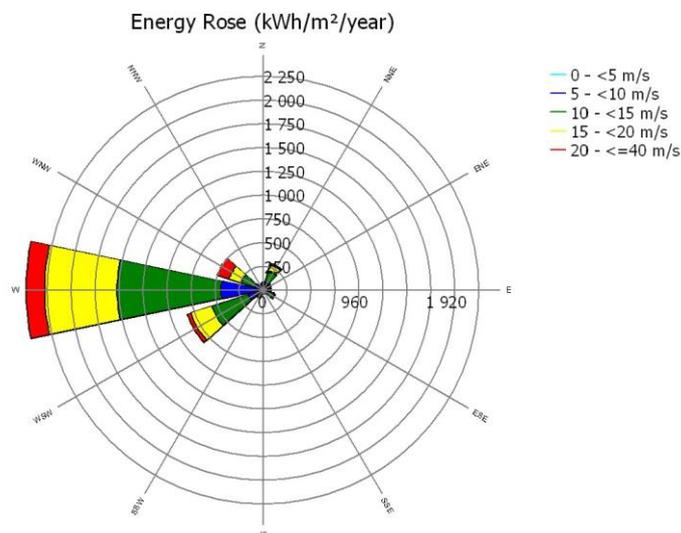


Figura 6. Rosa dei venti nell'area del Parco Eolico Bassacutena
Fonte WindPro

La rosa dei Venti di cui alla Figura 6 denota chiaramente in maniera grafica la direttrice principale del vento, che per il caso di studio è in direzione ovest, per cui l'aerogeneratore risulterà, per la maggior parte del tempo di funzionamento, orientato perpendicolarmente in questa direzione.

Nella Tabella 2, illustrativa delle ore annue di funzionamento delle turbine eoliche distinte in base alla direttrice principale del vento, sempre sulla base dei calcoli effettuati con il software WindPro direttamente consultabili nel documento RTS07 "Studio anemologico e produzione energetica", viene rappresentata la distribuzione normalizzata del vento su un anno di attività dell'intero impianto, per un totale di 2938 ore sul totale annuo di 8760 ore, pari ad un tempo medio stimato di attività del parco dell'33,5%.

Questo ammontare di ore di attività delle macchine è quello che viene inserito nel Modulo SHADOW come input nella simulazione per determinare la porzione di tempo nella quale una turbina ruota in una specifica direzione.

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW
50	273	110	68	173	78	8	46	257	1610	250	14

Tabella 3 Distribuzione del vento durante l'anno, sulla base di un anno di funzionamento macchina (7528 ore)
Fonte WindPro

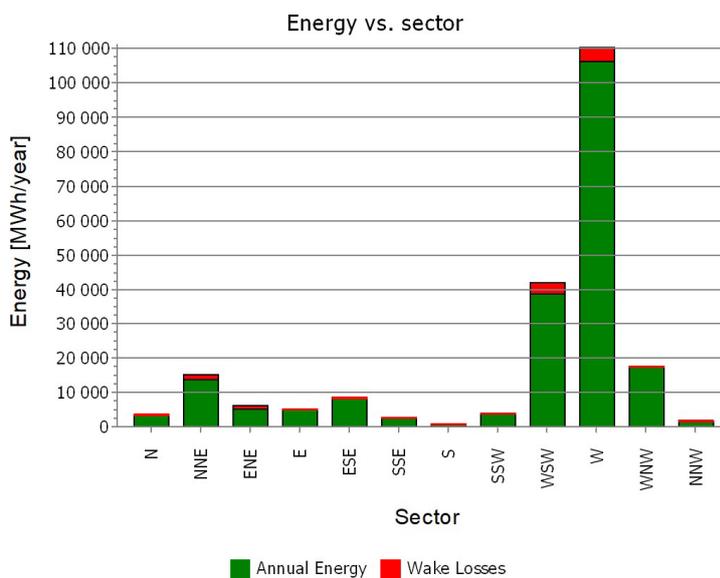


Figura 7. Produzione energetica sulla base dell'intensità della fonte eolica
Fonte WindPro

Grazie al modulo SHADOW, WindPro permette di combinare l'eliofania con le condizioni di vento effettivamente misurate in situ per calcolare quante ore di ombreggiamento i recettori subiscono durante l'anno di riferimento.

6.2 EFFETTI CUMULATIVI

Ai fini dello studio delle ombre, l'impatto dei parchi eolici viene considerato nullo per distanze maggiori di 1000 m, come risulta evidente dalle isolinee d'ombra di cui alle immagini successive.

Nella zona di interesse del Parco Eolico Bassacutena sono già presenti altre turbine eoliche di proprietà diversa

dalla scrivente, che già comportano un impatto in termini di ombreggiamento sull'area di impianto. Risulta per cui evidente come gli effetti del nuovo parco in proposta vadano ad aggiungersi agli effetti determinati dalle turbine già esistenti.

Per questo, dopo aver individuato le posizioni degli aerogeneratori già presenti sull'area (vedi Figura 8 Figura 8. Parco Eolico Bassacutena inserito nel contesto attuale dell'area), tali coordinate sono state inserite nel Software al fine di calcolarne l'effetto cumulativo sull'area di progetto.

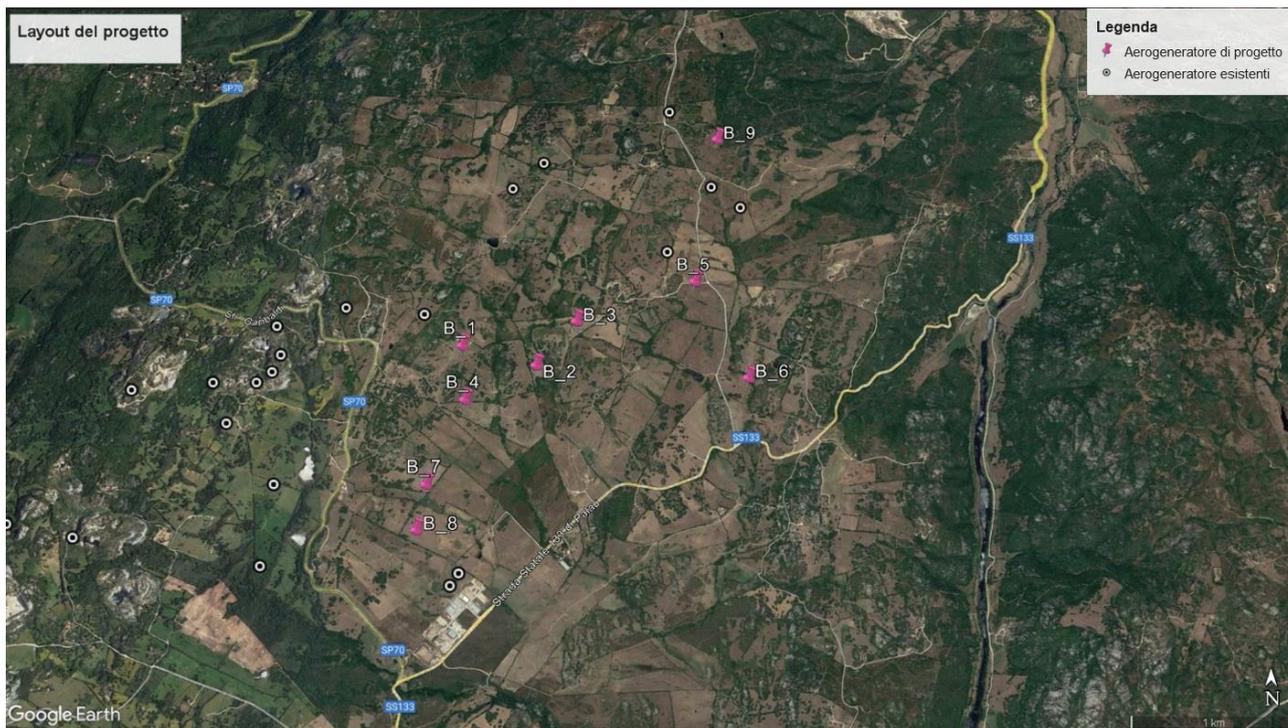


Figura 8. Parco Eolico Bassacutena inserito nel contesto attuale dell'area

7 INDIVIDUAZIONE DEI RECETTORI SENSIBILI

Al fine di rilevare l'incidenza delle ombre del Parco Eolico Bassacutena, sono stati individuati i potenziali "recettori sensibili" si trovano nelle immediate vicinanze delle turbine.

Al di là di una certa distanza, l'ombra smette di essere un problema perché il rapporto tra lo spessore della pala e il diametro del sole diventa così infinitesimamente piccolo da poter essere trascurato. Siccome non vi è un valore generalmente accettato per questa distanza massima, il modulo utilizzato permette di specificare il limite in metri o multipli del diametro della turbina. Nel caso specifico è stata considerata una distanza dalla turbina di 1000m, pari a più di 6 diametri rotore. La scelta di considerare un valore di 1000m è stata fatta prendendo spunto dalle Linee guida Tedesche, che, come da bibliografia, riportano che ad una distanza massima di 2 Km, in piano, gli effetti dell'ombreggiamento risultano trascurabili. Questa scelta arbitraria è stata fatta sulla base del fatto che non è ancora stabilito dalla normativa italiana quale sia la distanza massima dalla turbina a cui si risenta ancora dell'ombreggiamento.

Le elaborazioni per il calcolo dell'ombreggiamento provocato dalle turbine eoliche considerano perciò un totale di 129 recettori, tra i quali figurano edifici classificati a catasto a destinazione diversa, tra cui fabbricati rurali, magazzini, stalle, edifici industriali e abitazioni, così come definiti dalle visure catastali, oltre a fabbricati agricoli che alla stesura del presente non risultano iscritti ai registri catastali e che, per tale motivo, non verranno vagliati dal presente elaborato.

Per i recettori residenziali, qualora i risultati non indicassero superamenti dei limiti indicati nelle linee guida, non si procederà oltre; in caso contrario, potrebbe essere necessario procedere a verifiche di dettaglio considerando le reali aperture dei ricettori (dimensioni ed orientazioni di finestre e porte), oltre alla presenza di alberature o altro genere di schermature tali da impedire il verificarsi del fenomeno stesso. Per i recettori non residenziali, invece, non è necessario procedere con ulteriori analisi, in quanto lo shadow flickering non è impattante per questa fattispecie (si veda paragrafo 6).

Il modello numerico utilizzato, al pari di altri presenti sul mercato, produce in output una mappa del potenziale impatto dell'ombra sul terreno, nel caso più penalizzante denominato "worst case", corrispondente alle ore in cui il sole permane al di sopra dell'orizzonte nell'arco dell'anno (circa 2538 h/annue di luce), indipendentemente dalla presenza o meno di nubi, le quali inficerebbero il fenomeno stesso di ombreggiamento per impossibilità che si generi il fenomeno di flickering, oltre agli input specificati precedentemente, che rendono il caso in oggetto nettamente peggiorativo, ma soprattutto trascurano le condizioni vento del sito, ponendo per i calcoli una costante presenza di vento sufficiente a mettere in moto il rotore e, di conseguenza, prevedendo turbine sempre in movimento e con velocità di rotazione delle pale sempre al valore massimo di 11.6 rpm.

Di seguito, vengono riportate (Tabella 4. Tabella riepilogativa dei ricettori sensibili) le coordinate geografiche di tutti i recettori individuati nell'area di interesse, per ognuno dei quali viene altresì definita la categoria catastale:

ID	latitudine	longitudine	sez.	foglio	particella	Categoria catastale
R1	41.115843	9.262964	A	28	39	A/3
R2	41.116898	9.263128	A	28	97	A/3
R3	41.116701	9.264907	A	28	95	E/9
R6	41.118101	9.266283	A	28	236	D/7
R7	41.119142	9.266023	A	28	222	C/2
R8	41.119523	9.266053	A	28	201	D/10
R9	41.119782	9.266571	A	28	209	A/3
R9	41.119782	9.266571	A	28	209	D/1
R11	41.119600	9.267868	A	28	225	C/2
R11	41.119600	9.267868	A	28	225	F/4
R12	41.119944	9.268029	A	28	263	A/3
R12	41.119944	9.268029	A	28	263	D/10
R12	41.119944	9.268029	A	28	263	F/3
R13	41.120589	9.267790	A	28	206	C/2
R14	41.121198	9.271826	A	28	197	A/3
R15	41.122171	9.274180	A	28	280	D/10
R16	41.122692	9.274344	A	28	279	A/3
R16	41.122692	9.274344	A	28	279	C/2
R17	41.122521	9.274762	A	28	185	C/2
R18	41.122954	9.275057	A	28	86	A/3
R19	41.123692	9.274850	A	28	231	A/3
R19	41.123692	9.274850	A	28	231	C/2
R20	41.126101	9.275085	A	28	99	A/3
R20	41.126101	9.275085	A	28	99	D/10
R21	41.126319	9.275165	A	28	100	D/10

R22	41.126928	9.275844	A	28	101	A/3
R23	41.127222	9.275950	A	28	332	A/3
R24	41.126989	9.276342	A	28	75	A/3
R25	41.128311	9.274896	A	28	344	D/10
R26	41.127444	9.275658	A	28	275	F/2
R28	41.129361	9.279280	A	29	149	D/10
R29	41.128666	9.283373	A	29	154	A/3
R30	41.130193	9.283039	A	29	153	D/10
R32	41.126132	9.286044	A	29	211	F/6
R33	41.125368	9.289576	A	29	179	D/10
R34	41.125274	9.290431	A	29	180	A/3
R35	41.125873	9.290701	A	29	216	D/10
R36	41.125499	9.291063	A	29	183	D/10
R37	41.124513	9.292096	A	29	197	F/2
R38	41.124272	9.291802	A	29	176	A/3
R39	41.124091	9.292163	A	29	188	A/3
R40	41.124288	9.290414	A	29	185	D/10
R41	41.125635	9.294160	A	29	51	FABB DIRUTO
R41	41.125635	9.294160	A	29	80	FABB DIRUTO
R42	41.125256	9.294430	A	29	207	A/3
R42	41.125256	9.294430	A	29	202	F/2
R43	41.128271	9.296312	A	29	172	A/3
R44	41.133597	9.292159	A	29	144	A/3
R45	41.133629	9.292362	A	29	177	A/3
R46	41.134483	9.292900	A	29	139	D/1
R47	41.137641	9.297303	A	17	224	A/3
R48	41.137390	9.297352	A	17	225	D/10
R49	41.137320	9.297507	A	17	226	D/10
R52	41.137915	9.297319	A	17	221	D/10

R53	41.147348	9.292033	A	17	360	A/3
R54	41.146413	9.281113	A	16	669	D/10
R55	41.146627	9.281378	A	16	668	D/10
R56	41.146669	9.281507	A	16	667	D/10
R57	41.146867	9.281094	A	16	664	A/3
R58	41.146935	9.280851	A	16	663	D/10
R59	41.147145	9.281551	A	16	782	A/3
R60	41.147746	9.280491	A	16	781	C/6
R61	41.148161	9.282009	A	16	773	A/3
R62	41.150495	9.276902	A	16	721	A/3
R63	41.150215	9.276921	A	16	723	D/10
R64	41.150082	9.277025	A	16	722	D/10
R65	41.149941	9.276933	A	16	724	D/10
R66	41.150202	9.278916	A	16	720	D/10
R67	41.139586	9.282102	A	16	892	D/10
R68	41.138844	9.281516	A	16	769	D/10
R69	41.138298	9.281049	A	16	785	D/10
R70	41.138126	9.280887	A	16	893	A/3
R71	41.138024	9.280769	A	16	913	A/3
R72	41.137735	9.280735	A	16	929	F/2
R73	41.137773	9.279076	A	28	298	D/10
R74	41.137526	9.278174	A	28	296	D/10
R75	41.138177	9.278316	A	28	272	C/2
R76	41.138624	9.279088	A	28	191	D/10
R77	41.138654	9.278608	A	28	270	A/3
R77	41.138654	9.278608	A	28	284	A/3
R78	41.138829	9.278514	A	28	271	C/2
R79	41.138912	9.277673	A	28	269	D/10
R80	41.133948	9.279761	A	29	147	C/2
R81	41.133620	9.279826	A	29	146	A/3

R81	41.133620	9.279826	A	29	146	C/1
R83	41.137715	9.260401	A	15	312	D/10
R83	41.137715	9.260401	A	15	92	FABB RURALE
R84	41.137601	9.260067	A	15	315	D/10
R86	41.135109	9.259944	A	15	414	F/6
R87	41.133613	9.261436	A	28	214	C/2
R88	41.132838	9.261052	A	28	213	A/3
R89	41.132647	9.260894	A	28	175	D/10
R90	41.132466	9.260969	A	28	292	F/2
R91	41.134720	9.257256	A	45	245	A/3
R91	41.134720	9.257256	A	45	245	C/2
R92	41.135640	9.256186	A	15	267	A/3
R92	41.135640	9.256186	A	15	267	C/1
R93	41.135123	9.255144	A	45	370	D/1
R94	41.134898	9.255450	A	45	371	F/2
R95	41.132796	9.256132	A	45	357	C/2
R96	41.128984	9.257228	A	28	323	A/3
R97	41.128753	9.257072	A	28	324	C/2
R98	41.128185	9.255962	A	45	387	D/10
R99	41.128215	9.256364	A	45	386	D/10
R100	41.128058	9.256514	A	45	385	D/10
R101	41.127764	9.256546	A	45	384	A/3
R102	41.128522	9.261491	A	28	286	A/3
R102	41.128522	9.261491	A	28	286	D/10
R103	41.128287	9.262395	A	28	325	D/10
R105	41.126322	9.257789	A	28	330	A/3
R106	41.125614	9.259874	A	28	265	F/2
R107	41.125344	9.260342	A	28	258	C/2
R108	41.124976	9.259354	A	28	238	A/3

R109	41.124727	9.260542	A	28	259	C/2
R110	41.122805	9.256578	A	28	241	C/2
R111	41.122579	9.256193	A	28	239	A/3
R111	41.122579	9.256193	A	28	93	A/4
R111	41.122579	9.256193	A	28	239	C/2
R112	41.121882	9.256389	A	28	326	F/6
R113	41.117218	9.255097	A	45	364	A/3
R114	41.124133	9.268735	A	28	227	D/10
R115	41.123840	9.268525	A	28	228	D/10
R116	41.123958	9.269235	A	28	234	D/10
R117	41.123660	9.268705	A	28	229	D/10
R118	41.147308	9.296789	A	17	361	D/10
R119	41.146778	9.281942	A	16	666	D/10

Tabella 4. Tabella riepilogativa dei ricettori sensibili

Viene riportato nella *Figura 9*. Recettori area di impianto un estratto di mappa Google Earth nella quale vengono geograficamente individuati i recettori precedentemente riportati in tabella entro il buffer di 1 km (linea Blu) definito come limite massimo del potenziale effetto ombra.

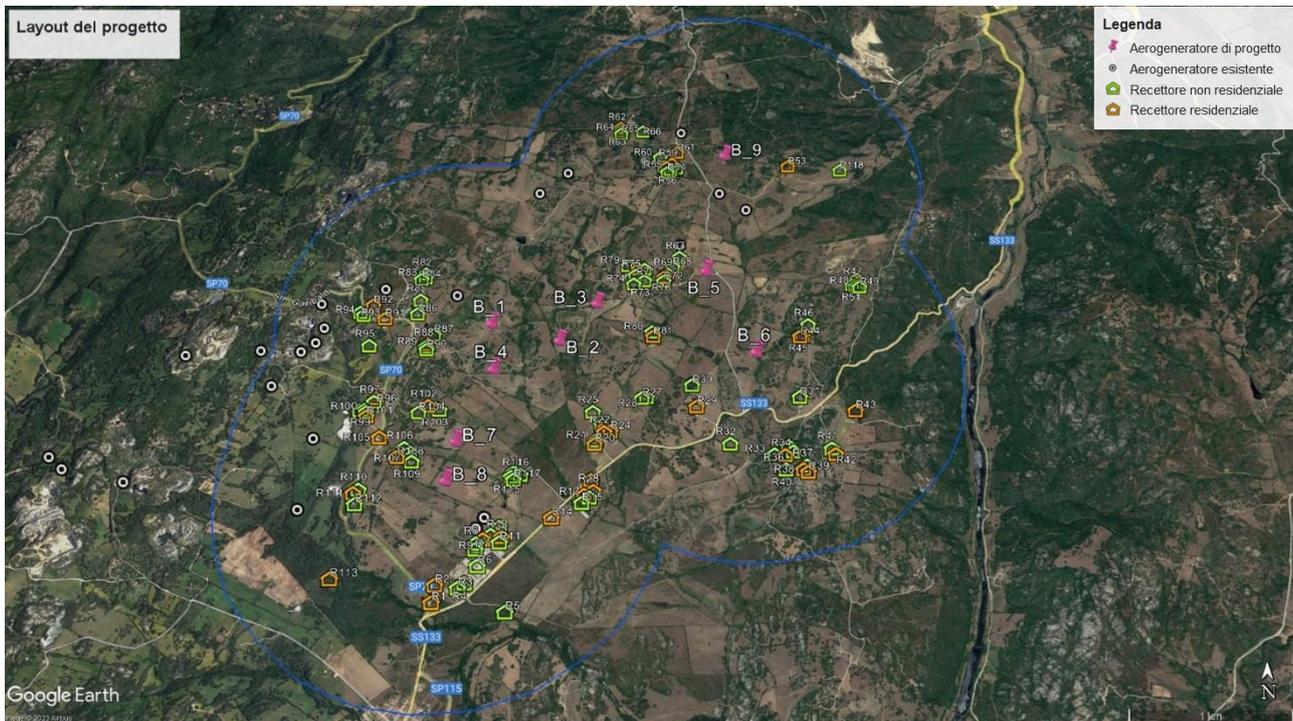


Figura 9. Recettori area di impianto

8 DESCRIZIONE DELLA STIMA DEGLI IMPATTI, DELLE MISURE DI MITIGAZIONE E COMPENSAZIONE E DEL MONITORAGGIO AMBIENTALE

Grazie al Modulo SHADOW di WindPro è stato possibile individuare sia in forma grafica, sia in forma tabellare, l'ombreggiamento generato dagli aerogeneratori di impianto, potendo cogliere le potenziali criticità derivanti dall'installazione dell'impianto sull'area oggetto di indagine.

Le considerazioni che seguono trovano fondamento dal calcolo e dall'esame del caso "*Real case*", ovvero quello eseguito ponderando lo sfarfallio con le ore stimate di operatività dell'aerogeneratore, le direzioni del vento e l'eliofania rilevata (nel caso in esame, quella constatata dalla stazione di Olbia-Costa Smeralda). Nel mondo reale, infatti, il sole non splende sempre (e di conseguenza non sempre si intercorre nella generazione del fenomeno) e la turbina non sempre è in movimento (ad esempio, secondo i dati forniti dal produttore delle turbine - Nordex - per velocità del vento inferiori a 3 m/s, la turbina non ruota, non provocando l'effetto sfarfallio).

I calcoli effettuati ponendo alla base tali considerazioni hanno determinato che 57 recettori sui 119 recettori - residenziali e non residenziali - presi in esame sono situati al di fuori del cono d'ombra, riportando meno di 30h/anno di ombreggiamento. Nei restanti casi (19 recettori residenziali, 43 classificati a catasto come non residenziali) i fabbricati presenti nell'intorno delle turbine superano le 30 h/anno; il massimo impatto potenziale può essere visualizzato dalla Figura 10 dove, su sfondo OpenStreetMap, è mostrato il modello tridimensionale dell'impatto del Parco Eolico Bassacutena, realizzato tramite WindPro.

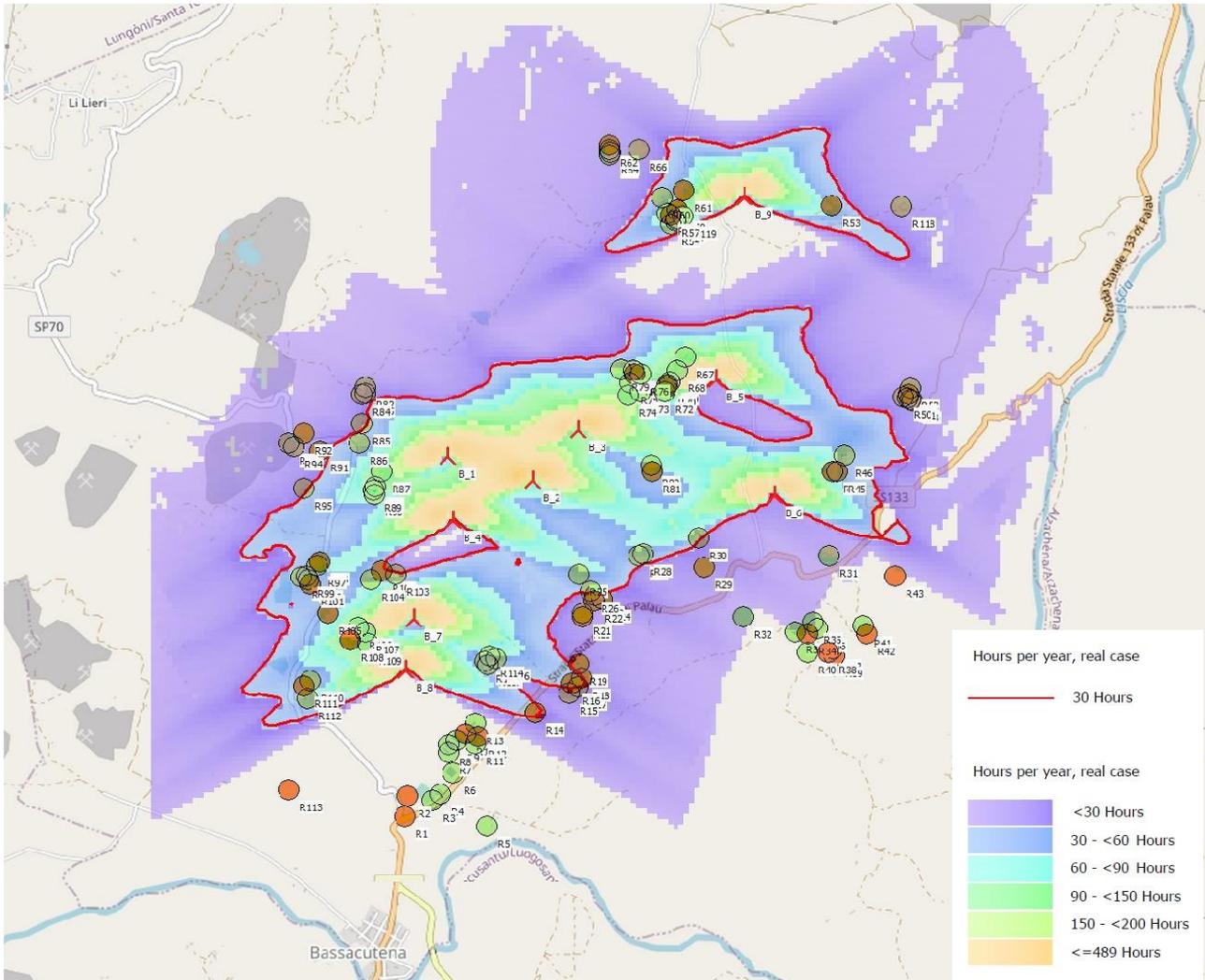


Figura 10. Effetto ombreggiamento espresso in ore/anno, su sfondo OpenStreetMap
Fonte WindPro

Vengono di seguito illustrate n° 2 mappe di inquadramento, su sfondo Google Maps, nelle quali vengono mostrati i due campi di analisi secondo quanto enunciato dalla Normativa tedesca, ovvero che il recettore venga colpito meno di 30 ore/anno e meno di 30 minuti/giorno dall'effetto sfarfallio.

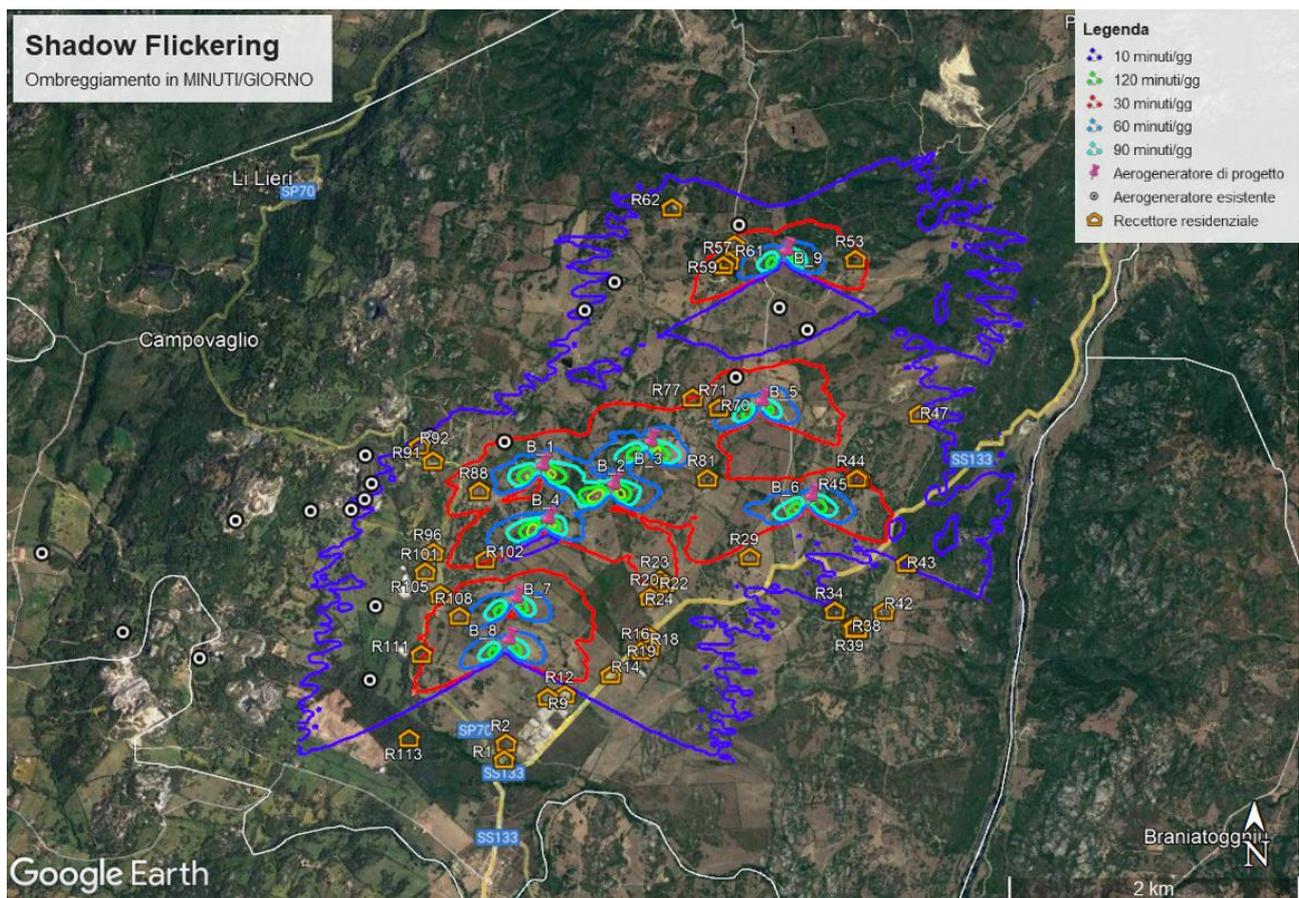


Figura 11. Effetto ombreggiamento espresso in minuti/giorno, Real case

Al fine di ottenere considerazioni quanto più realistiche possibili, viene proposta una analisi basata sulle considerazioni relative al Real Case, la quale come già scritto precedentemente prende in esame sia il valore dell'eliofania locale, come descritta nell'apposito paragrafo *Eliofania e distribuzione dei venti*, sia anche la risultanza degli studi anemologici preliminari eseguiti con WindPro, al fine di tenere ottenere dati realisticamente accettabili. Inoltre, per tutti i recettori considerati, si è ipotizzata la presenza di aperture su ogni parete degli stessi; anche in questo caso l'impatto reale andrà verificato sulla base della reale posizione degli infissi.

Ancora, l'analisi non considera la presenza di vegetazione arbustiva o alberature che fungono da schermi naturali all'effetto di shadow flickering, presenza che comporterebbe l'annullamento dell'impatto sul recettore nella fattispecie.

Fatte queste dovute considerazioni relative al Real case, ne risulta che 19 recettori di tipo residenziale risultano in una posizione tale da essere esposti al fenomeno, nell'arco di un anno solare, per un tempo maggiore di 30 ore/annue di ombreggiamento.

Risulta evidente dalla Figura 12 che il Parco Eolico Bassacutena non pone argomenti per quanto riguarda l'area industriale a sud dell'impianto, la quale rimane fuori dal cono d'ombra generato dagli aerogeneratori; non vi saranno per cui interferenze né con le attività tuttora esistenti, né con nuove iniziative che dovessero nascere nell'area. Considerazioni puntuali, invece, vanno effettuate sui recettori residenziali all'interno delle Isolinee generate dal WindPro; analisi che verranno di seguito illustrate prendendo come spunto le immagini satellitari disponibili tramite Google Earth e che in quanto tali necessiteranno, in fase esecutiva, di una puntuale identificazione.

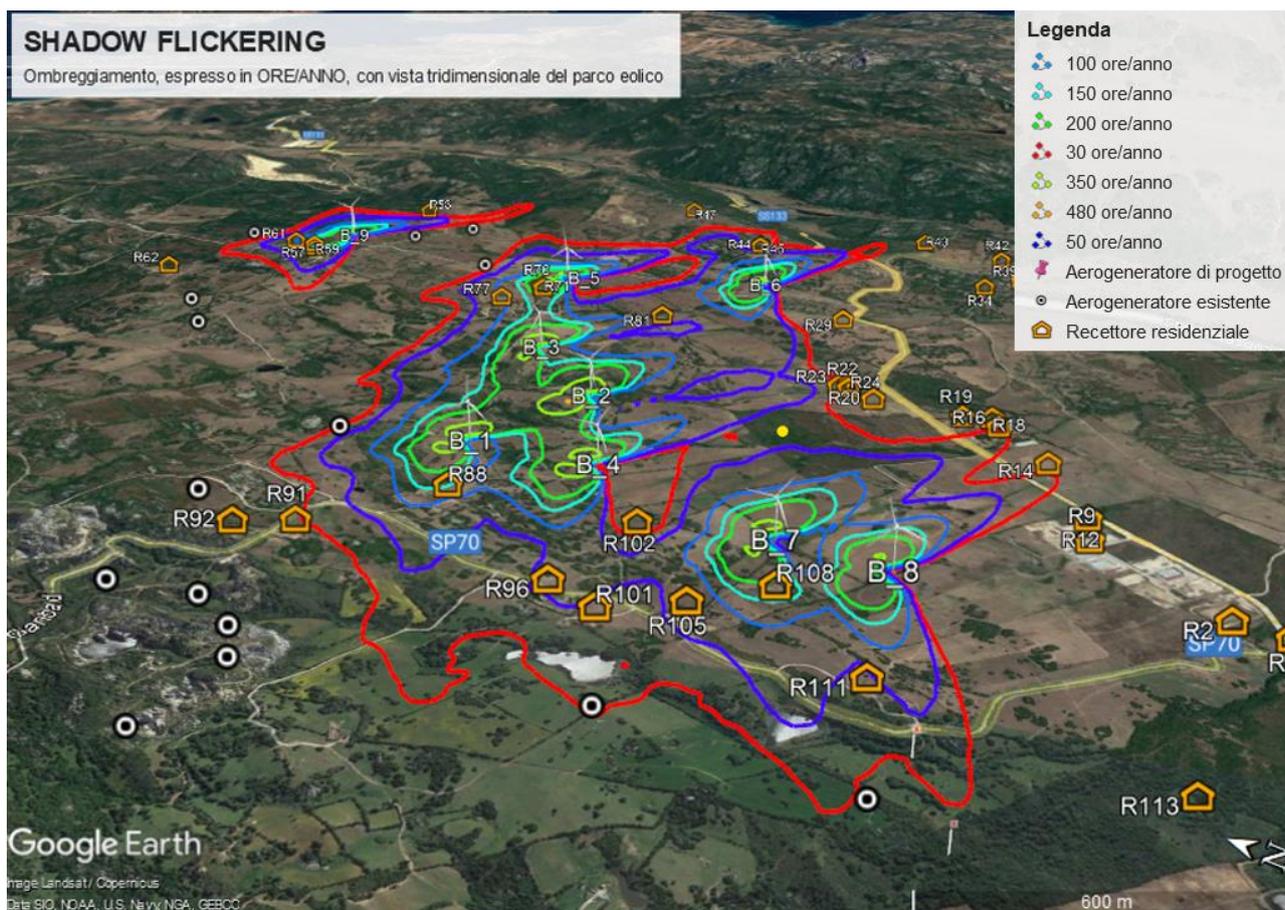


Figura 12. Ombreggiamento Ore/anno con vista tridimensionale del parco eolico

Vengono presi come spunto di riflessione due casi esemplificativi della situazione e delle analisi svolte.

Come si evince dalla Figura 13, i recettori residenziali R57, R59, R61 si trovano entro il buffer (isolinea rossa) delle 30 ore/annue di effetto ombra, essendo localizzati in una posizione tale per cui, rispetto all'aerogeneratore B_9, l'effetto di shadow flickering si manifesta durante le ore mattutine.

Come detto, tutti e tre i recettori dell'area presa in esame sono classificati a livello catastale alla categoria A/3 – Abitazione di tipo economico, per cui risulta importante valutarne l'impatto generato dall'installazione delle turbine di progetto.

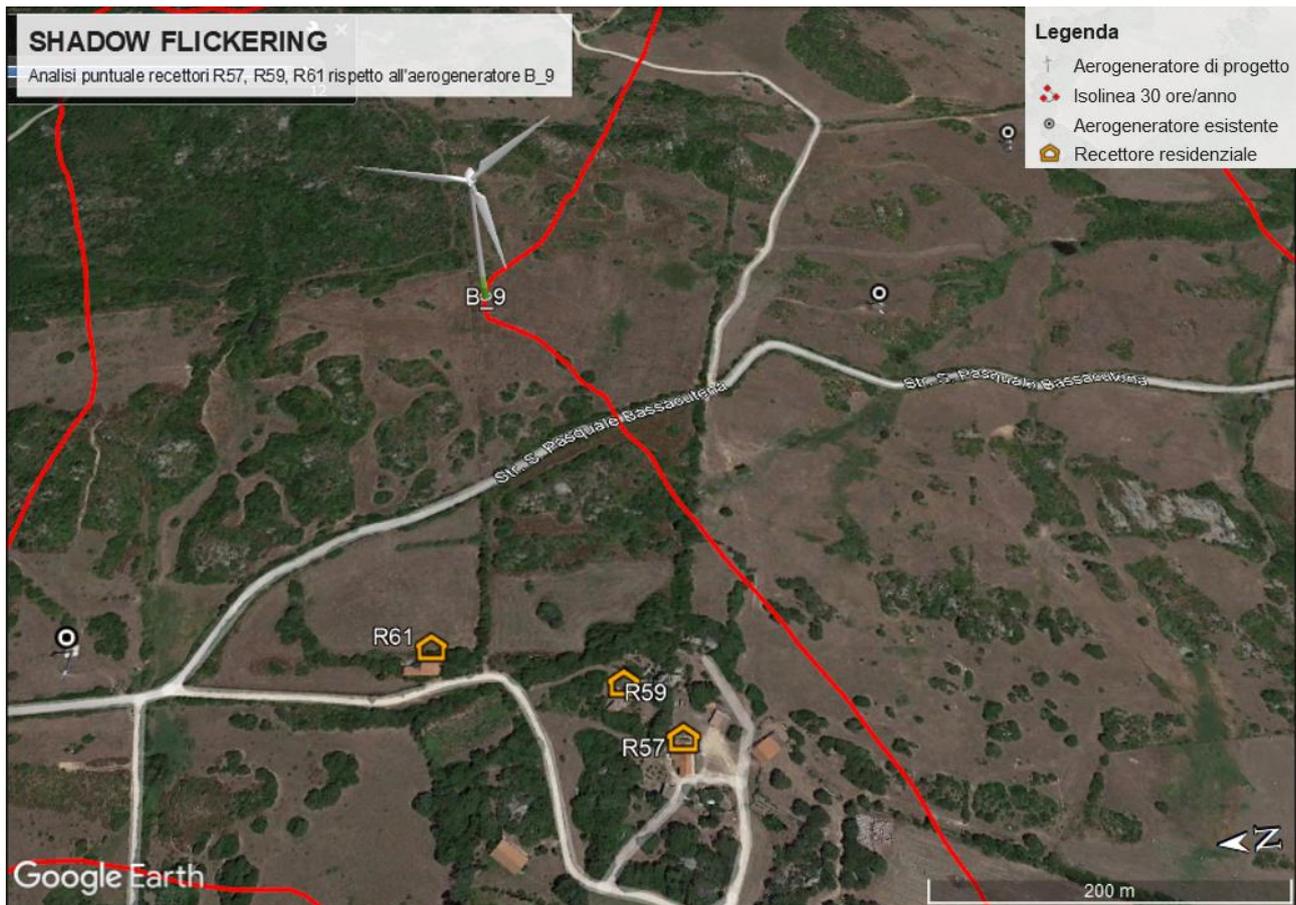


Figura 13. Analisi puntuale recettori R57, R59, R61 rispetto all'aerogeneratore B_9

Pur trovandosi in una posizione sopraelevata rispetto alla quota in cui si posiziona l'aerogeneratore, essi subiscono l'effetto ombra per via delle "ombre lunghe" che si generano all'alba dall'intercetto con le pale.

Nel dettaglio di cui alla Figura 14, si nota la notevole presenza di alberature che attorniano i terreni della zona, che inevitabilmente vengono a stretto contatto anche con le strutture esistenti.

In particolare, tutti e tre gli edifici risultano molto coperti da vegetazione esistente la quale, in termini di ombreggiamento, ha un impatto notevole sulle stesse negli stessi periodi nei quali il problema di sfarfallio risulta maggiore.

In tali casi, l'ombra e lo schermo offerto dalla vegetazione già esistente creano una barriera naturale nei confronti dello sfarfallio, che non va ad incidere direttamente sugli edifici e, di conseguenza, sugli infissi posizionati sulle pareti degli stessi. La situazione, pertanto, qualora accertata da appositi rilievi in fase esecutiva, non pone problemi in termini di contrasto al problema dello shadow flickering.

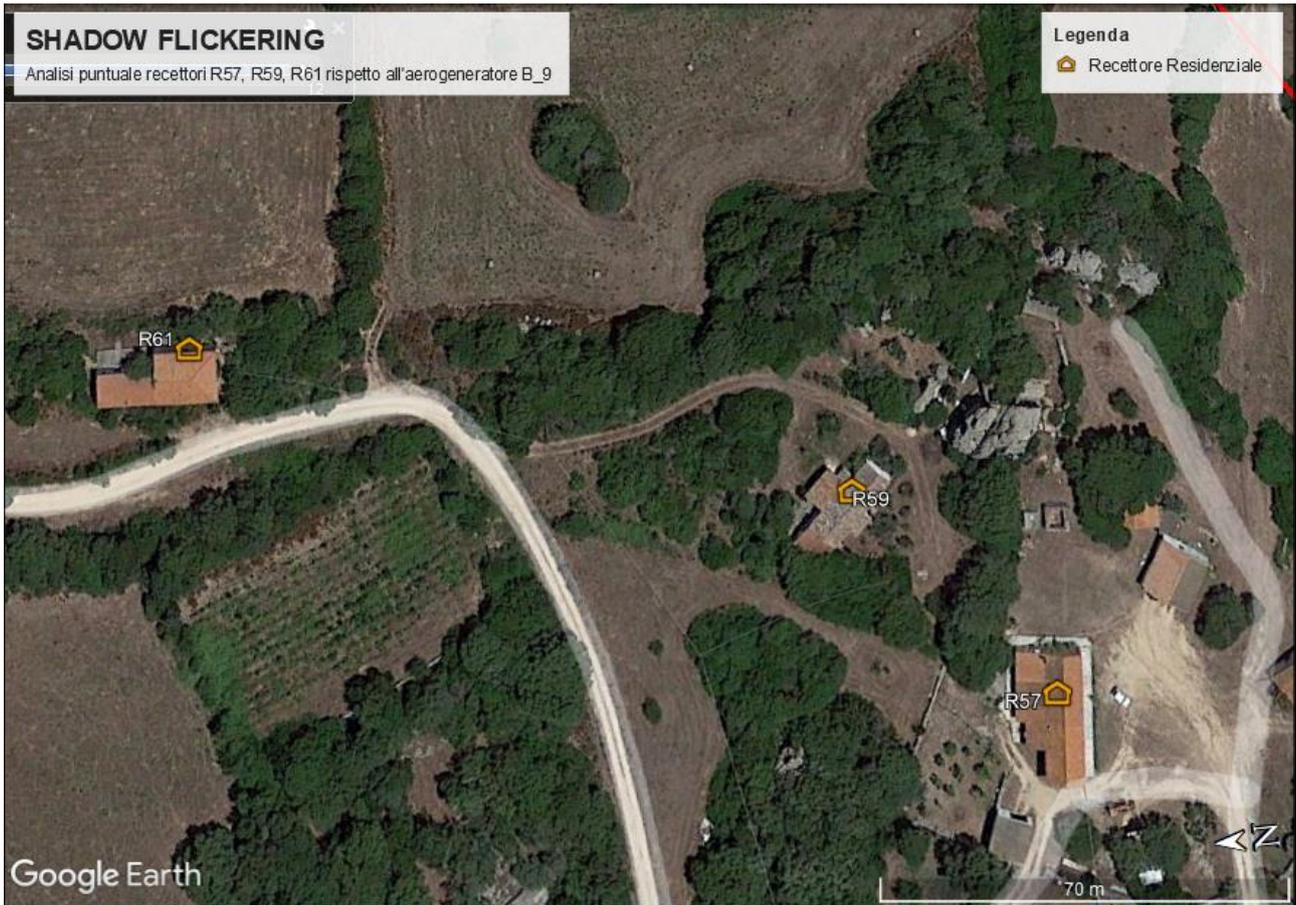


Figura 14. Dettaglio recettori R57, R59, R61

D'altro canto, la Figura 15 evidenzia per il recettore R88 una situazione opposta a quella appena analizzata.

Il recettore, infatti, anch'esso accatastato con codice A/3 in qualità di *abitazione di tipo economico*, manifesta una situazione da attenzionare, stando alle immagini satellitari disponibili tramite Google Maps, dato che l'edificio non è attorniato da alberature né da elementi di schermo tali da poter contenere il fenomeno. In tali situazioni, risulta evidente che la società Proponente si attiverà per intervenire al fine di ridurre al minimo il potenziale impatto di shadow flickering risultante dall'installazione del Parco Eolico, mediante piantumazione di alberi a fusto, in armonia con il contesto dell'area, che fungano da schermo naturale contro l'effetto di flickering.

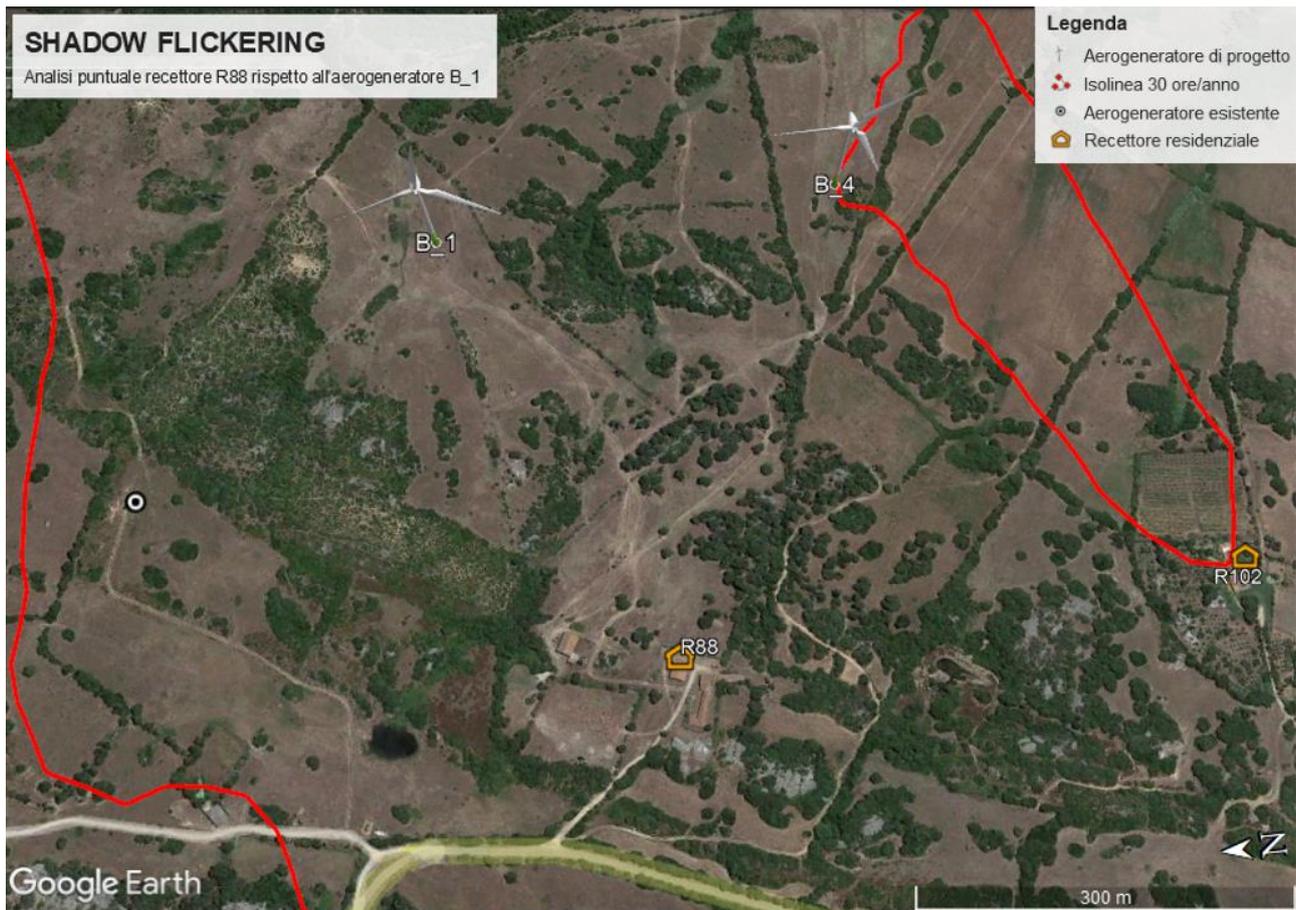


Figura 15. Recettore R88 rispetto all'aerogeneratore B_1

8.1 STRADE

Oltre ad indagare lo sfarfallio dell'ombra sugli edifici presenti nell'ambiente circostante al parco, il presente studio specialistico valuta, altresì, la possibile interferenza del Parco Eolico con le strade provinciali e comunali, analizzando la possibile formazione di ghiaccio sulle stesse in considerazione dell'effetto ombra generato dall'impianto.

La formazione di ghiaccio costituisce un pericolo per gli utilizzatori delle strade e si presenta tipicamente nelle zone montane, pedemontane o appenniniche. L'analisi è limitata alle strade statali, provinciali e alle principali strade comunali che attraversano l'area del parco. Le strade provinciali e statali sono riportate in Figura 16Figura 7.

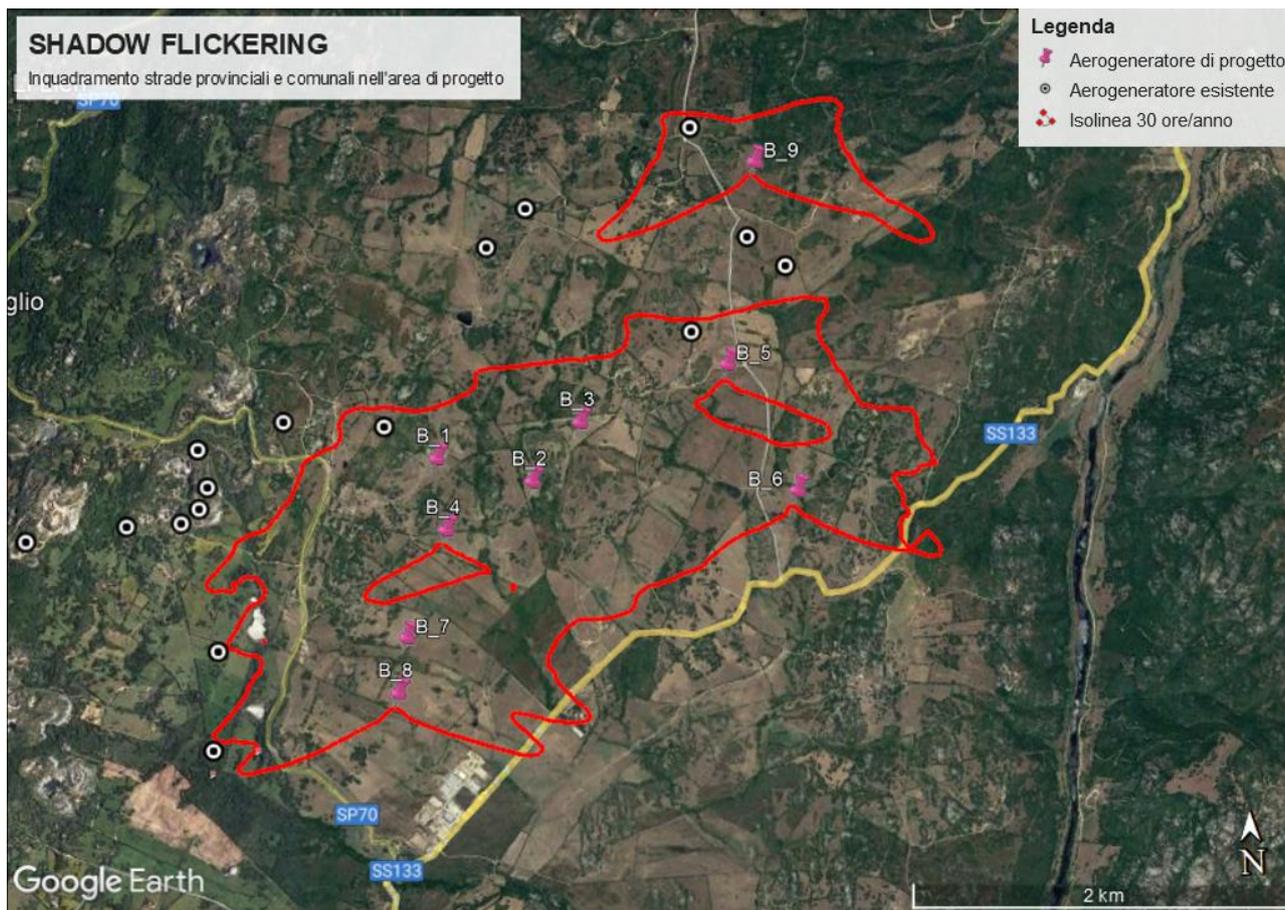


Figura 16. Inquadramento strade provinciali e comunali nell'area di progetto

La strada statale SS133 ricade soltanto parzialmente dentro l'area con ombreggiatura massima giornaliera maggiore di 30 ore/anno; nella fattispecie, ad est degli aerogeneratori B_8 e B_7 e ad est dell'aerogeneratore B_6; mentre la strada S. Pasquale-Bassacutena, situata nella parte est dell'area di impianto, risente dell'ombreggiatura dei tre aerogeneratori che la attorniano, ovvero B_5, B_6 e B_9. Tuttavia, va notato come la Str. S Pasquale-Bassacutena risulta essere attorniata, da ambo i lati, da vegetazione arbustiva e da alberi a basso fusto, che già per loro natura proiettano un ombreggiamento sul manto stradale.

Inoltre, dai dati meteo della zona, il clima risulta essere definito sicuramente come temperato durante i mesi invernali, con minime nell'intorno dei 6°C (vedi Tabella 5). In queste circostanze risulta improbabile la formazione di ghiaccio sui tratti stradali di interesse e, senz'altro, troverebbero maggiore causa dal costante ombreggiamento dovuto alla vegetazione bordo strada piuttosto che dal temporaneo proiettarsi delle ombre generato dalla rotazione delle pale.

GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
7.1	6.7	8.4	10.6	14.1	18.1	20.9	21.4	18.6	15.6	11.6	8.6

Tabella 5. Temperature minime medie Bassacutena

9 CONCLUSIONI

Il lavoro svolto ha portato alla luce la criticità di 19 recettori sui 119 presi in esame, i quali sfioravano le ore massime annue di 30h/anno, limite fissato dalla normativa tedesca, nonché unico riferimento normativo in merito cui il presente ha fatto riferimento per ovviare alla carenza giuridica italiana sul tema.

Si fa presente che, nonostante i soli 19 casi in cui si verifici il superamento delle ore annue prese come riferimento, queste sono comunque condizioni la cui valutazione è stata appositamente eseguita in maniera strettamente peggiorativa, le cui motivazioni traggono origine dalle considerazioni fatte precedentemente; se le condizioni di illuminazione naturale e le ore di funzionamento macchina possono essere stimate grazie all'interpolazione dei dati con quelli forniti dalle stazioni meteorologiche (dato sull'eliofania locale) e dai calcoli "Wasp" di WindPro basati su metadati presi dal più grande database mondiale in materia eolica, altre fattispecie non vengono considerate nei calcoli di cui sopra. Tra questi, la presenza di alberi nelle immediate vicinanze degli edifici, che formano una naturale barriera all'effetto di flickering; altresì, la reale disposizione delle aperture nelle pareti degli edifici, quali finestre, porte e balconi che consentono all'effetto di sfarfallamento di addentrarsi all'interno degli edifici, non sono analisi di cui al presente elaborato che, anzi, pone come input la presenza di aperture su ogni lato degli edifici considerati, aumentando esponenzialmente l'impatto generato dalla presenza degli aerogeneratori.

Tali accortezze risultano in alcuni casi indispensabile, come enunciato nel *paragrafo 8*, in quanto potrebbero portare il monte ore indicato a dimezzarsi se non addirittura ad azzerarsi, anche in casi di sfioramento.

Qualora ciò non avvenisse, è possibile predisporre delle opere mitigatrici naturali come alberature a schermo in posizioni utili da minimizzare l'effetto ombra, fino ad arrivare alla predisposizione di temporanei rallentamenti all'operatività di alcuni aerogeneratori durante le ore di maggiore presenza del fenomeno. La società proponente, in fase esecutiva, predisporrà le opportune indagini puntuali sui recettori maggiormente interessati dal fenomeno, al fine di indagare la presenza di alberature esistenti che potrebbero minimizzarne l'impatto fino anche ad annullarlo completamente e, in caso si manifestasse l'assenza di schermature naturali, si accollerà le spese di installazione di tali alberature in armonia con l'ambiente circostante, utili quanto meno a portare l'effetto di shadow flickering entro i limiti fissati dalla normativa tedesca presi come riferimento per la redazione del presente elaborato, pur tuttavia senza trovare analogie con appositi provvedimenti della normativa nazionale.