



**COMUNE DI
LUOGOSANTO**



**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 LUOGOSANTO", DELLA POTENZA DI 95.2 MW, LOCALIZZATO NEL COMUNE DI LUOGOSANTO, 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

<p>ELABORATO</p> <p>RTS08</p>

INDICE

1	PREMESSA	3
2	RIFERIMENTO NORMATIVO PER LA REDAZIONE DEL PROGETTO	5
3	DESCRIZIONE GENERALE DEL SITO D'INTERVENTO	6
4	BASE DEI DATI CARTOGRAFICI, BIBLIOGRAFICI E SITOGRAFICI	10
4.1	DATI CARTOGRAFICI	10
4.1.1	Nazionale.....	10
4.1.2	Sovraregionale: Autorità di Bacino (https://autoritadibacino.regione.sardegna.it/).....	10
4.1.3	Regionale: GeoPortale Sardegna - https://www.sardegnamegeoportale.it/	11
4.2	DATI SITOGRAFICI	13
4.2.1	Sovraregionale e regionale	13
4.2.2	Provinciale	13
4.2.3	Comunale	13
4.2.4	Altri riferimenti sitografici	14
5	DESCRIZIONE SINTETICA DEI CONTENUTI DEL DOCUMENTO	15
6	ULTERIORI RIFERIMENTI NORMATIVI INERENTI AL PRESENTE DOCUMENTO E AI RELATIVI ALLEGATI	16
7	MODELLI DI CALCOLO PER LA VALUTAZIONE DELL'IMPATTO.....	18
7.1	ELIOFANIA E DISTRIBUZIONE DEI VENTI	22
7.2	EFFETTI CUMULATIVI	26
8	INDIVIDUAZIONE DEI RECETTORI SENSIBILI	29
9	DESCRIZIONE DELLA STIMA DEGLI IMPATTI, DELLE MISURE DI MITIGAZIONE E COMPENSAZIONE E DEL MONITORAGGIO AMBIENTALE	36
9.1	STRADE	43
10	CONCLUSIONI	47

1 PREMESSA

La società **Myt Eolo 1 S.r.l.**, d'ora in avanti indicata sinteticamente come il “**Proponente**”, ha elaborato il presente progetto per la produzione di energia rinnovabile da fonte eolica ubicato nel comune di Luogosanto, le cui opere ed infrastrutture connesse per il collegamento alla Rete di Trasmissione Nazionale (di seguito RTN) ricadono nei comuni di Luogosanto 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 Luogosanto”, della potenza di 95,2 MW, localizzato nel Comune di Luogosanto e delle sole opere ed infrastrutture connesse per il collegamento in antenna 36kV con una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150kV/36kV da inserire in entra - esce alla linea RTN a 150kV “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. Affidandosi ad un team multispecialistico comprendente oltre quaranta tra collaboratori e consulenti che quotidianamente operano con professionalità e 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. 14 aerogeneratori della potenza nominale di 6,8 MW per una potenza complessiva di impianto pari a 95,2 MW nel comune di Luogosanto (di seguito "**Parco eolico Luogosanto**").

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 202201369**, Terna S.p.A. prevede che il "**Parco Eolico Luogosanto**" venga collegato in antenna 36kV con una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150/36kV da inserire in entra – esce alla linea RTN a 150kV "Aglientu – S. Teresa", previa realizzazione dei seguenti interventi previsti dal Piano di Sviluppo Terna:

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

E' giusto precisare che le opere "SE RTN" sopra citate non appartengono alla presente progettazione.

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 dalla quale partirà il cavidotto interrato 36kV che, seguendo per quanto più possibile il tracciato stradale esistente, veicolerà l'energia prodotta dal Parco Eolico per la connessione in antenna 36kV con la nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150kV/36kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150kV "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 al **“Progetto per la realizzazione e l’esercizio di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica denominato “Parco Eolico Luogosanto”, della potenza di 95,2 MW, localizzato nel Comune di Luogosanto e delle sole opere ed infrastrutture connesse per il collegamento in antenna 36kV con una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150kV/36kV da inserire in entra - esce alla linea RTN a 150kV “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).

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 DESCRIZIONE GENERALE DEL SITO D'INTERVENTO

Il parco eolico di progetto si sviluppa nella fascia di territorio della Gallura posizionato mediamente a circa 6,5 km in direzione nord-est rispetto al centro abitato del comune di Luogosanto, in posizione ovest rispetto al fiume Liscia e ad una altezza sul livello del mare che varia dai 40 ai 175 metri s.l.m.m.

Il territorio interessato dall'intervento è inserito all'interno del comune di Luogosanto, posto a sud del centro abitato della frazione Bassacutena del comune di Tempio Pausania, confinante a nord con Santa Teresa di Gallura, a sud con Luras, ad est con Arzachena e ad ovest con Aglientu.

Il parco eolico è composto complessivamente da n° 14 turbine.

Un primo gruppo è composto da n° 2 turbine (identificabili con i codici: **L_01** ed **L_02**) e sono ubicate in località Santu Jaccu, in posizione ovest rispetto alla S.S. n° 133. Il secondo gruppo è composto da n° 12 aerogeneratori (identificabili con i codici da **L_03** a **L_14**) sono localizzate tra le frazioni Nibbareddu e Lu Mocu, in posizione est rispetto alla stessa S.S. n° 133.

Nelle successive **figure**, si propone il layout dell'intero intervento e degli stralci del solo parco eolico.

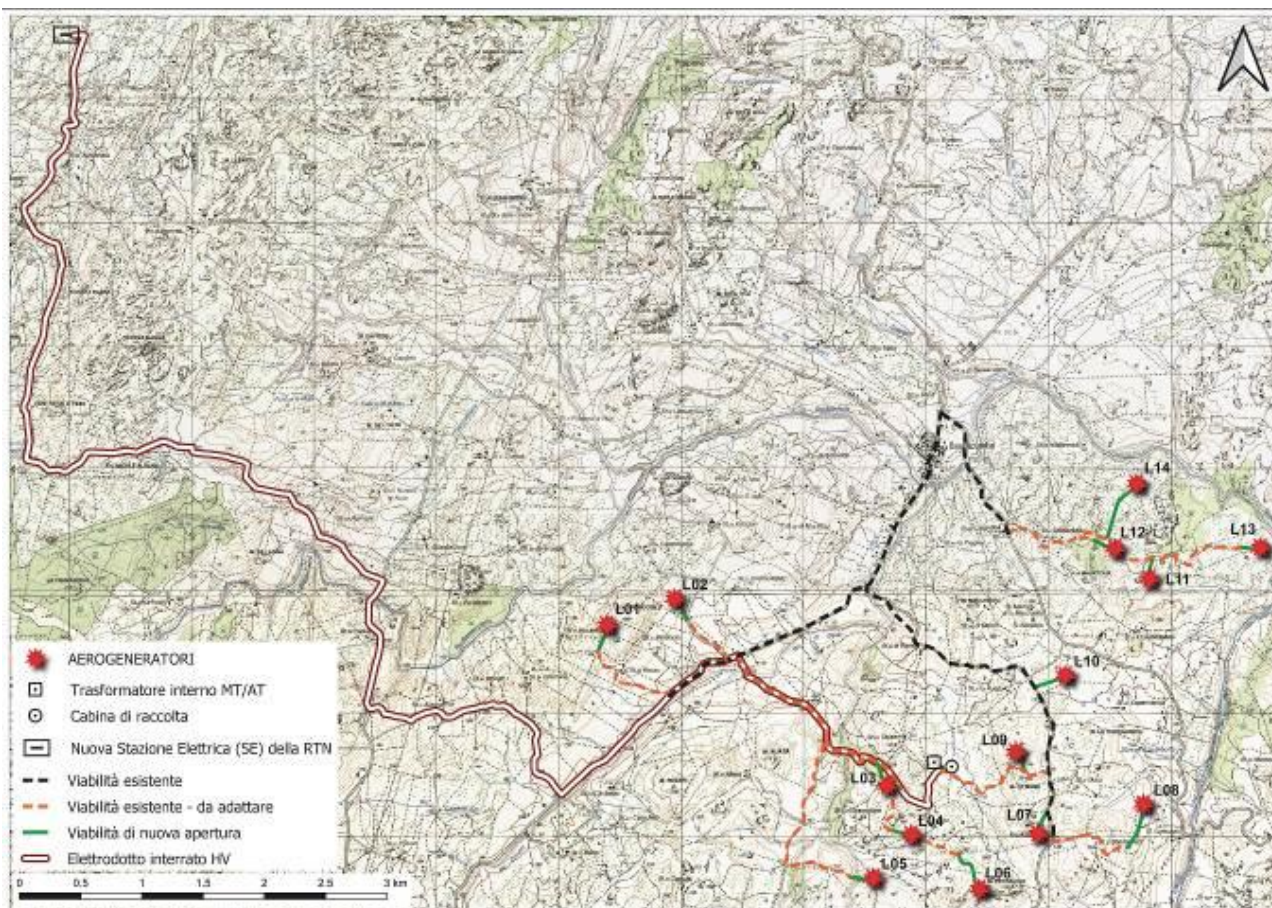


Figura 1. Individuazione dell'intero intervento su base cartografica DGBT

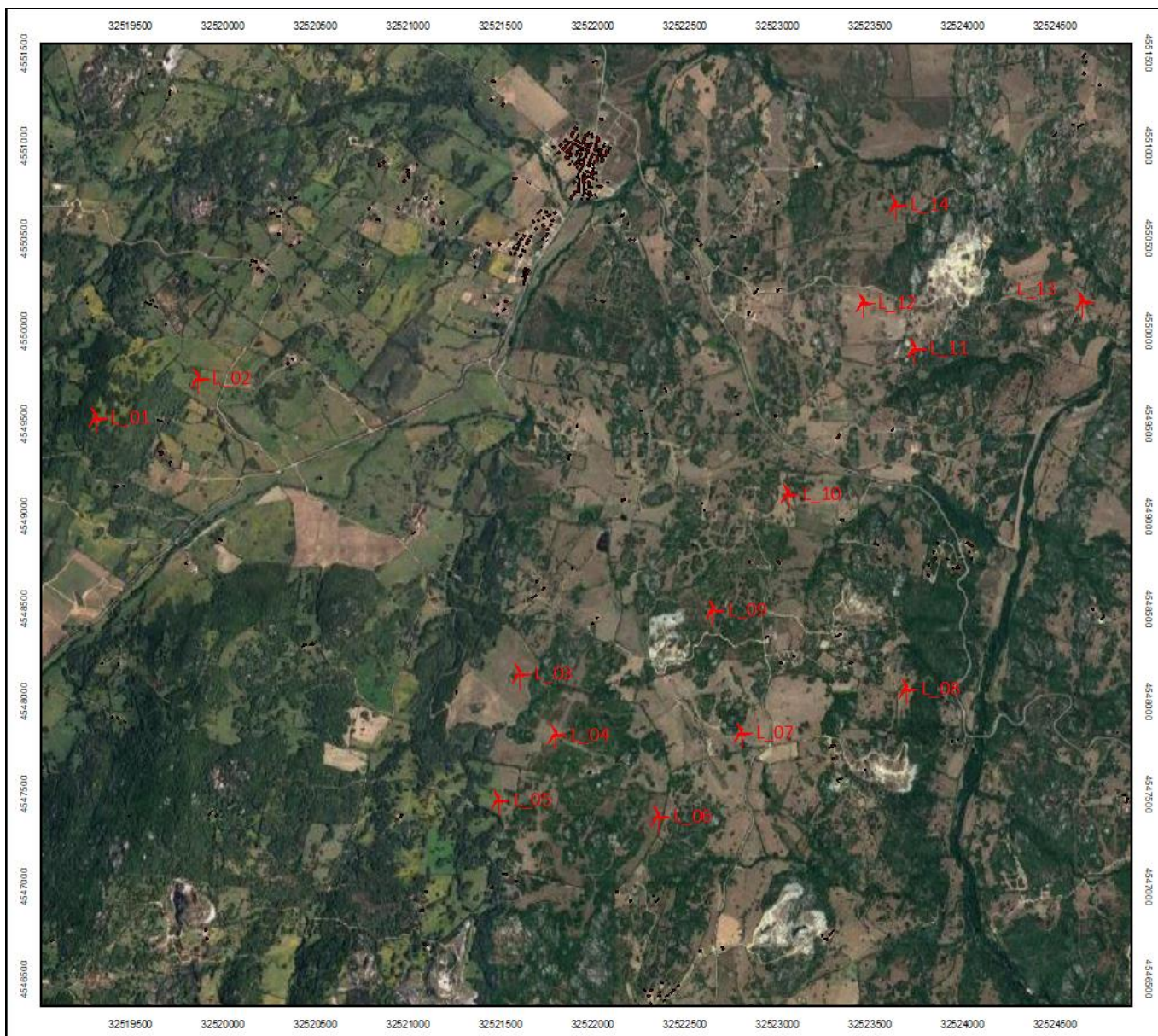


Figura 2. Stralcio del solo parco eolico su base ortofotografica

Di seguito, invece, le coordinate per l'individuazione dei singoli aerogeneratori:

Identificativo degli aerogeneratori	Comune	Coordinata UTM Nord	Coordinata UTM Est
L_01	Luogosanto	4549532.00	519312.00
L_02	Luogosanto	4549745.71	519865.02
L_03	Luogosanto	4548224.17	521599.48
L_04	Luogosanto	4547824.48	521797.06
L_05	Luogosanto	4547471.16	521487.65
L_06	Luogosanto	4547382.49	522353.81
L_07	Luogosanto	4547833.09	522831.19
L_08	Luogosanto	4548072.30	523695.44
L_09	Luogosanto	4548497.40	522652.10
L_10	Luogosanto	4549123.40	523054.99
L_11	Luogosanto	4549906.80	523740.64
L_12	Luogosanto	4550154.91	523462.18
L_13	Luogosanto	4550162.21	524649.83
L_14	Luogosanto	4550682.03	523637.89

Tabella 1. Coordinate aerogeneratori Parco Eolico Luogosanto, in formato UTM

La rete stradale appare ben articolata sulla dorsale della S.S. n° 133 "Palau" e della S.P. n° 115.

La viabilità interna del parco è ben collegata rispetto alle due sopraccitate dorsali.

L'elettrodotto di collegamento alla nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN (150kV/36kV) si sviluppa, mediante cavidotto interrato a 36kV, lungo una strada interna esistente fino alla S.S. n° 133 e poi da questa, sempre attraverso dei collegamenti esistenti, raggiunge la cabina di consegna Terna 36kV/150kV in Comune di Aglientu.

Dall'esame dell'elaborato "**SCGG - Studio di Compatibilità Geologica e Geomorfologica**", allegato alla presente progettazione, emerge quanto segue:

"Da un punto di vista geologico il territorio in esame appartiene unicamente al complesso intrusivo tardo - ercinico che si estende fra la Sardegna nord orientale e la Corsica e denominato "**Batolite Sardo - Corso**". Il complesso granitoide risulta iniettato da manifestazioni filoniane acide o basiche, tardo erciniche, orientate secondo la direttrice principale **SSW - NNE** analogamente alle principali faglie cartografate nell'area. Secondo le Note Illustrative della **Carta Geologica d'Italia alla scala 1:50.000 "Foglio 428 - Arzachena"**, l'insieme dei dati petrografici e strutturali permettono di definire singole unità intrusive caratterizzate ognuna da geometria, aspetti composizionali e strutturali propri, e contraddistinte dalla cronologia relativa di messa in posto, deducibile dall'analisi dei contatti tra differenti litofacies delle diverse unità intrusive. I depositi quaternari olocenici, di origine alluvionale, detritica ed eluvio - colluviale, non raggiungono mai estensioni superficiali e potenze tali da renderli prevalenti, seppure localmente, rispetto alle formazioni paleozoiche. Nei dintorni dell'area di indagine, tra i più significativi depositi alluvionali si segnalano quelli lungo il **fiume Liscia**, ad est degli aerogeneratori in progetto, mentre gli affioramenti di coltri eluvio - colluviali sono ben rappresentati nelle ampie aree sub - pianeggianti di **Bassacutena** nel contiguo comune di **Tempio Pausania**, a nord o ad ovest degli aerogeneratori in progetto. Infine, si riscontra la presenza di coperture terrigene antropiche associate all'estrazione del granito (discariche minerarie)".

4 BASE DEI DATI CARTOGRAFICI, BIBLIOGRAFICI E SITOGRAFICI

4.1 DATI CARTOGRAFICI

4.1.1 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 – Luogosanto – Serie 25**
- **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>)

4.1.2 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

4.1.3 Regionale: GeoPortale Sardegna - <https://www.sardegna.geoportale.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.
- **Accesso 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

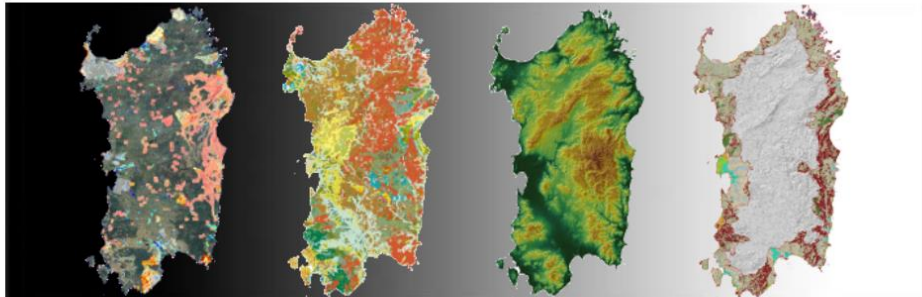
Q

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_DBG_T10K” perché è il database più aggiornato disponibile. La scala più comunemente utilizzata è stata 1:10.000, come raccomandato.



4.2 DATI SITOGRAFICI

4.2.1 Sovraregionale e regionale

I riferimenti consultabili sono i seguenti:

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

4.2.2 Provinciale

I riferimenti consultabili sono i seguenti:

- **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)

4.2.3 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 Luogosanto:** <https://www.comuneluogosanto.ss.it/>
- **Comune di Aglientu:** <https://comune.aglientu.ot.it/index.php>

4.2.4 Altri riferimenti sitografici

I riferimenti consultabili sono i seguenti:

- **Gazzetta Ufficiale, Ministero dello Sviluppo Economico, Decreto 10 settembre 2010, *Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. (10A11230)* (GU Serie Generale n.219 del 18-09-2010):**
<https://www.gazzettaufficiale.it/eli/id/2010/09/18/10A11230/sg>
- **Regione Autonoma della Sardegna, Delibera del 27 novembre 2020, n. 59/90, *Individuazione delle aree non idonee all'installazione di impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili:***
https://delibere.regione.sardegna.it/it/visualizza_delibera.page;jsessionid=CB94BE8C159752C700D098227D0963E4.app4?contentId=DBR53435
- <https://www.nrel.gov/docs/fy16osti/64735.pdf>

5 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 Luogosanto.

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 (*Verkujlen 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 3. Modello di effetto Shadow Flickering

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

Il riferimento più aggiornato ed affidabile in materia è attualmente costituito dalle linee guida tedesche 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%.

Sono, inoltre, 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.**

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

Anche nel caso del calcolo in esame, affinché sia possibile effettuare uno studio dello **Shadow Flickering** estremamente affidabile, 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.

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.

7 MODELLI DI CALCOLO PER LA VALUTAZIONE DELL'IMPATTO

Il presente studio considera il layout proposto per il **Parco Eolico Luogosanto**, il quale prevede l'installazione di n. 14 aerogeneratori della potenza nominale di 6,8 MW per una potenza complessiva di impianto pari a 95,2 MW nel comune di Luogosanto.

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, modello N163 - 6.X serie Delta 4000**, 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	Longitudine	Latitudine
L_01	Luogosanto	9,229964	41,096833
L_02	Luogosanto	9,236556	41,098745
L_03	Luogosanto	9,257157	41,084994
L_04	Luogosanto	9,259495	41,081389
L_05	Luogosanto	9,255799	41,078214
L_06	Luogosanto	9,266107	41,077392
L_07	Luogosanto	9,271806	41,081438
L_08	Luogosanto	9,282105	41,083568
L_09	Luogosanto	9,269699	41,087427
L_10	Luogosanto	9,274519	41,093055
L_11	Luogosanto	9,282713	41,100092
L_12	Luogosanto	9,279407	41,102335
L_13	Luogosanto	9,293551	41,102365
L_14	Luogosanto	9,281520	41,107078

Tabella 2. Coordinate aerogeneratori WGS-84

Partendo dalle posizioni degli aerogeneratori, 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 **EMD 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** che 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 (ad esempio, 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 agli aerogeneratori). 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 turbina eolica 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 inferiore 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 degli aerogeneratori (coordinate x, y, z);
- Altezza del mozzo e diametro del rotore degli aerogeneratori;
- 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 (Wind Turbine Generator)** 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 chilometri 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**, acronimo di *Digital Elevation Model*), 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.

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.

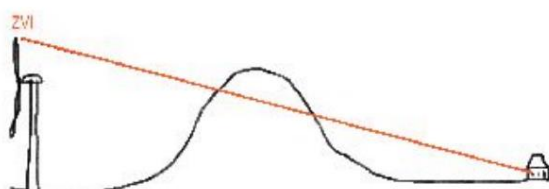


Figura 4. Rappresentazione dell'interferenza dell'orografia del terreno sul recettore
Fonte WindPro

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, 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.

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 dediti 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, che possono risultare frequentati, ma i visitatori devono, per natura dei luoghi, muoversi continuamente 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 da ogni turbina di progetto, demandando l'approfondimento di casistiche particolari alla fase esecutiva, qualora risulti necessario.

7.1 ELIOFANIA E DISTRIBUZIONE DEI VENTI

Grazie alla combinazione dei diversi moduli di lavoro, il software **WindPro** permette di disporre delle mappe di incidenza le più realistiche possibili.

I problemi legati allo sfarfallio delle ombre prodotte degli aerogeneratori si presentano soltanto in presenza di illuminazione diretta del sole (c.d. **eliofania**).

Grazie al **WindPro**, 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.

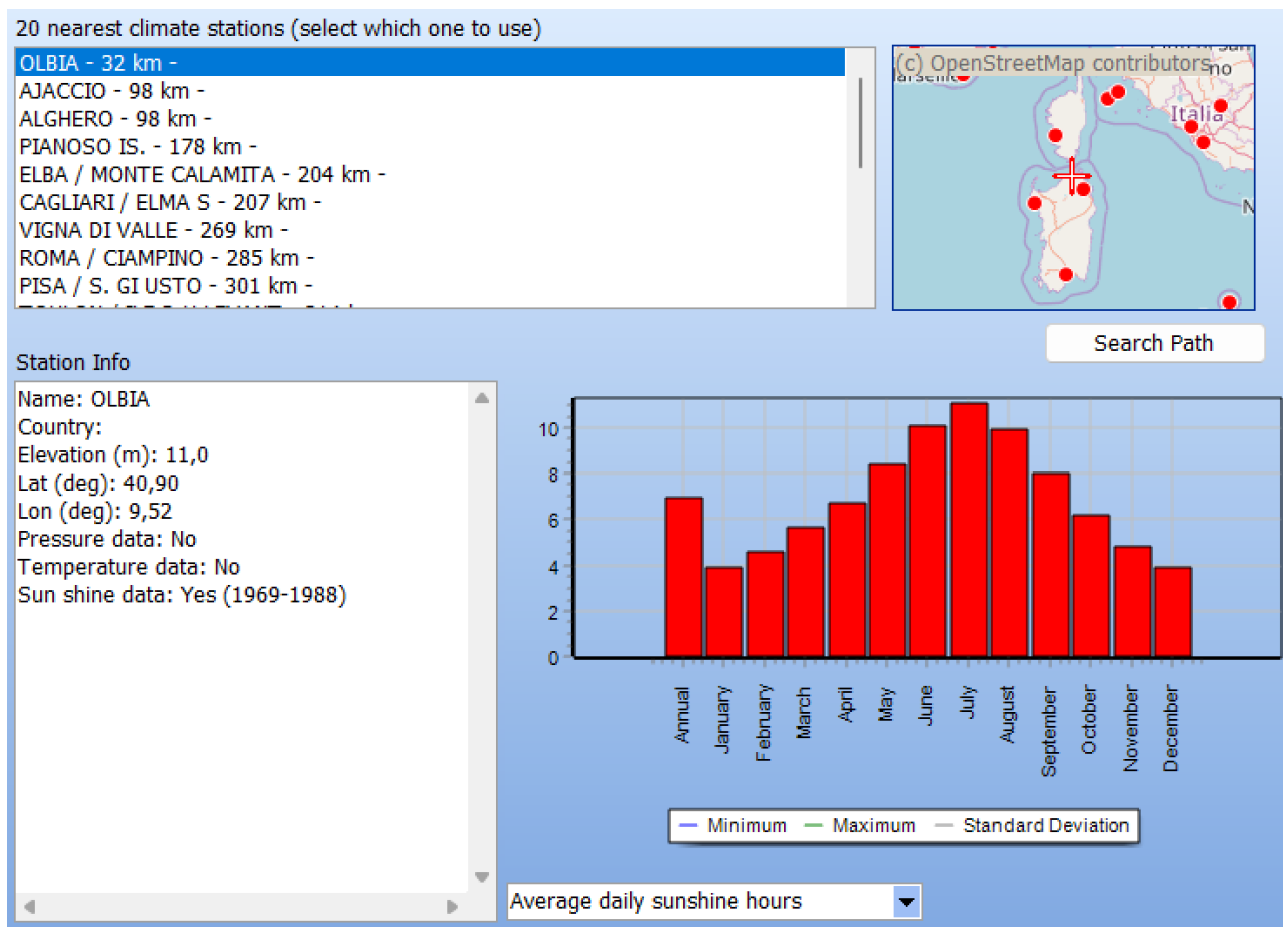


Figura 5. Dati stazione meteorologica Olbia-Costa Smeralda_ Fonte WindPro

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 3. Dati eliofania media in formato tabellare, rilevata dalla Stazione di Olbia Costa Smeralda

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

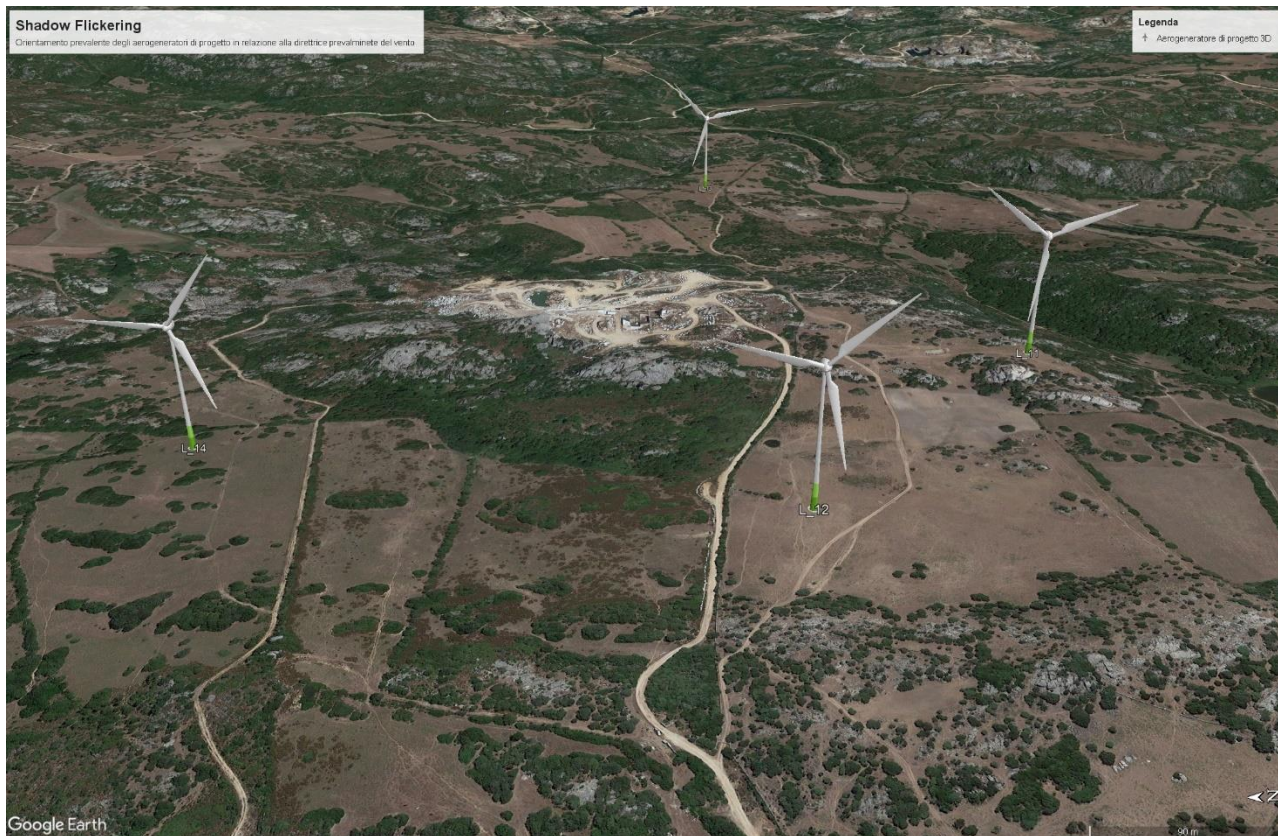


Figura 7. Orientamento prevalente degli aerogeneratori di progetti in relazione alla direttrice principale del vento - Vista Ovest

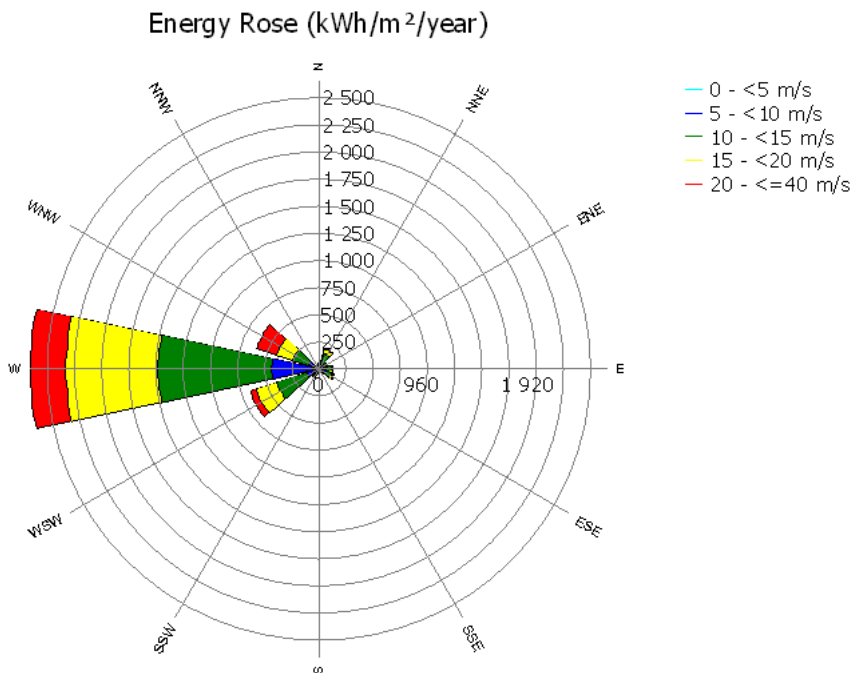


Figura 8. Rosa dei venti nell'area del Parco Eolico Luogosanto
Fonte WindPro

La Rosa dei Venti di cui alla precedente **Figura 8** mostra 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 precedente **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 nell'elaborato "**RTS07 - Studio anemologico e produzione energetica**" allegato alla presente progettazione, è rappresentata la distribuzione normalizzata del vento su un anno di attività dell'intero impianto, per un totale di 2.760 ore sul totale annuo di 8.760 ore, pari ad un tempo medio stimato di attività del parco dell'31,5%.

Tale valore è inserito nel Modulo **SHADOW** come input nella simulazione per determinare la porzione di tempo nella quale una turbina ruota in una specifica direzione che forniscono i risultati riportati in **Tabella 4** e **Figura 9**.

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW
80	215	80	71	226	43	9	64	337	1.524	394	21

Tabella 4. Distribuzione del vento durante l'anno, sulla base di un anno di funzionamento macchina (8.760 ore)
Fonte WindPro

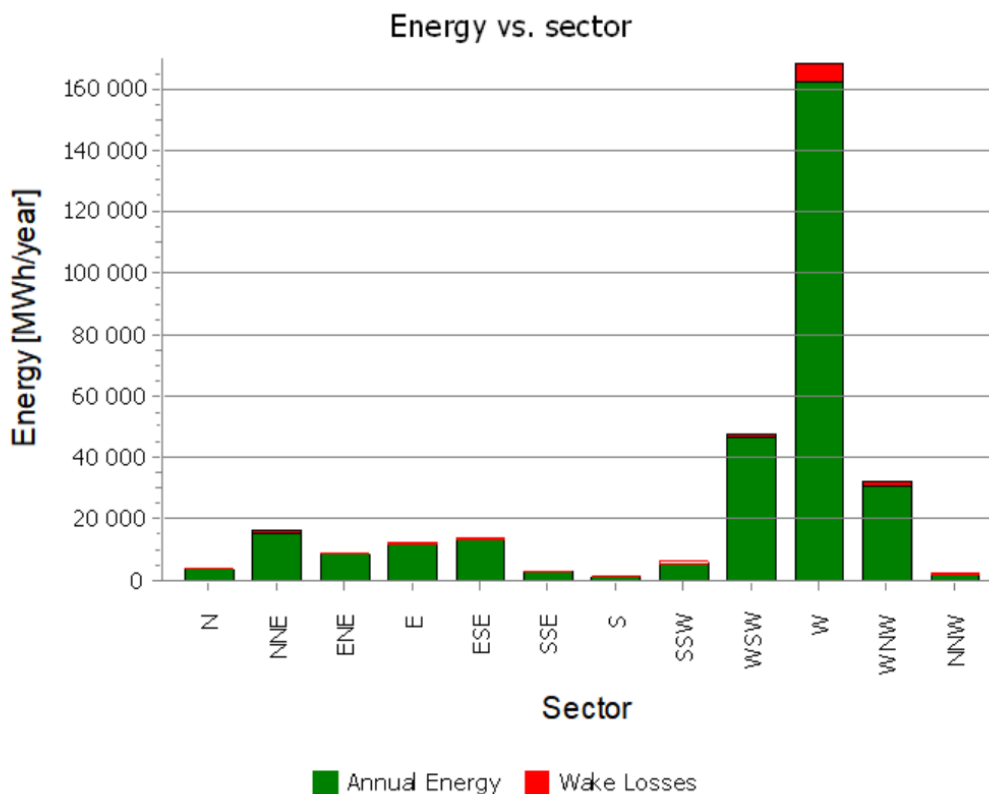


Figura 9. Produzione energetica sulla base dell'intensità della fonte eolica
Fonte WindPro

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

7.2 EFFETTI CUMULATIVI

Ai fini dello studio delle ombre, l'impatto dei parchi eolici viene considerato nullo per distanze maggiori di 1.000 m, come risulta evidente dalle isolinee d'ombra di cui agli elaborati **RTS08.EG01** ed **RTS08.EG02** allegati alla presente progettazione.

Nel territorio comunale di Luogosanto, la presenza di installazioni eoliche è limitata ad un paio di aerogeneratori di piccola taglia, certamente ordinabili alla categoria mini-eolico.

La turbina esistente più vicina è situata a circa 2.350 metri a nord-ovest della turbina **L_01**. Considerando le turbine installate nei comuni limitrofi, la seconda turbina più vicina si trova nel comune di Tempio Pausania e dista circa 2.900 metri a nord-est dalla turbina **L_02**.



Figura 10. Vista panoramica dell'aerogeneratore esistente in località Nibbareddu

Tale aerogeneratore, di proprietà diversa dalla scrivente, già comporta un impatto in termini di ombreggiamento sull'area circostante. Risulta per cui evidente come gli effetti del nuovo parco in proposta vadano ad aggiungersi agli effetti determinati dalla turbina già esistente.

Considerando le dimensioni delle turbine esistenti e la distanza dal parco eolico proposto, le turbine esistenti non hanno un impatto diretto sull'ombreggiamento in prossimità degli aerogeneratori proposti. Per questo motivo, non dovrebbero essere considerate come fattore che influenza lo shadow flicker.



Figura 11. Parco Eolico Luogosanto inserito nel contesto attuale dell'area

8 INDIVIDUAZIONE DEI RECETTORI SENSIBILI

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

Al di là di una certa distanza, l'ombra smette di essere un vincolo, 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 202 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 7).

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 5. 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	Longitudine	Latitudine	Sez.	Foglio	Particella	Categoria catastale
R1	9,220750	41,102417	-	4	543	C/2
R2	9,221888	41,103035	-	4	382	A/4
R3	9,221454	41,102905	-	4	381	C/2
R4	9,221967	41,103049	-	4	397	A/3
R5	9,221451	41,103039	-	4	416	F/2
R6	9,226117	41,097514	-	5	538	F/2
R7	9,233919	41,096691	-	5	539	F/2
R8	9,234116	41,095014	-	5	612	A/3
R9	9,234453	41,094689	-	5	106	C/6
R10	9,234170	41,095102	-	5	598	A/3
R11	9,242367	41,106294	-	5	533	C/2
R12	9,241585	41,106459	-	5	532	C/2
R13	9,241726	41,106633	-	5	531	A/3
R14	9,225519	41,096151	-	5	604	A/3
R15	9,225688	41,096200	-	5	604	A/3
R16	9,242667	41,105256	-	5	170	A/3
R17	9,234115	41,096653	-	5	602	A/4
R18	9,242552	41,105175	-	5	170	A/3
R19	9,242424	41,105038	-	5	170	C/2
R20	9,243079	41,105365	-	5	512	C/2
R21	9,241226	41,106736	-	5	400	C/2
R22	9,241750	41,105721	-	5	425	C/2
R23	9,242164	41,095039	-	5	601	C/2
R24	9,242412	41,099457	-	5	470	A/3
R25	9,242585	41,099586	-	5	469	D/10
R26	9,242704	41,099655	-	5	468	D/10
R27	9,244425	41,093797	-	5	462	D/10
R28	9,229398	41,102453	-	5	478	D/10
R29	9,240452	41,104134	-	5	335	FABBR.RURALE
R30	9,233883	41,102237	-	5	524	C/2
R31	9,233645	41,102549	-	5	524	C/6
R32	9,233725	41,102283	-	5	524	C/6
R33	9,233223	41,102455	-	5	524	C/2
R34	9,233485	41,102557	-	5	524	C/2
R35	9,234267	41,101407	-	5	525	A/3
R36	9,234458	41,101407	-	5	525	A/3
R37	9,234328	41,101340	-	5	525	A/3
R38	9,246969	41,102923	-	5	380	C/2
R39	9,234682	41,094632	-	5	588	C/2
R40	9,225371	41,096144	-	5	592	A/4

ID	Longitudine	Latitudine	Sez.	Foglio	Particella	Categoria catastale
R41	9,235418	41,094941	-	5	589	C/2
R42	9,234018	41,095143	-	5	587	A/3
R43	9,237724	41,095321	-	5	581	C/6
R44	9,237509	41,094935	-	5	582	C/2
R45	9,241400	41,106814	-	5	541	A/4
R46	9,246725	41,101927	-	5	472	ENTE URBANO
R47	9,244991	41,102914	-	5	471	C/2
R48	9,241741	41,105784	-	5	427	C/2
R49	9,272994	41,111331	-	6	96	A/3
R50	9,274960	41,108496	-	6	115	A/3
R51	9,272961	41,106958	-	6	87	A/3
R52	9,275249	41,111257	-	6	89	A/3
R53	9,272871	41,107594	-	6	112	D/10
R54	9,272536	41,106848	-	6	136	A/3
R55	9,272457	41,106656	-	6	94	A/3
R56	9,275120	41,110424	-	6	109	C/6
R57	9,271834	41,104058	-	6	111	D/10
R58	9,272560	41,102989	-	6	116	A/3
R59	9,273931	41,102987	-	6	110	C/6
R60	9,274086	41,107134	-	6	91	A/3
R61	9,272955	41,110595	-	6	103	A/3
R62	9,268085	41,103579	-	6	80	A/3
R63	9,267940	41,103580	-	6	80	A/3
R64	9,272669	41,103153	-	6	149	F/2
R65	9,271037	41,105569	-	6	145	A/3
R66	9,272799	41,109670	-	6	107	A/3
R67	9,272389	41,102816	-	6	27	FABBR. RURALE
R68	9,276372	41,108956	-	6	123	A/3
R69	9,277518	41,096338	-	7	241	D/10
R70	9,281264	41,096132	-	7	238	A/3
R71	9,278066	41,095761	-	7	242	D/10
R72	9,278139	41,095643	-	7	243	D/10
R73	9,285425	41,089447	-	7	288	D/10
R74	9,277698	41,095600	-	7	240	D/10
R75	9,271687	41,101892	-	7	261	A/3
R76	9,285521	41,089503	-	7	291	D/10
R77	9,286224	41,090546	-	7	293	A/3
R78	9,272003	41,101854	-	7	261	A/3
R79	9,286433	41,089842	-	7	293	D/10
R80	9,286292	41,090163	-	7	293	A/3
R81	9,273865	41,089694	-	7	233	A/3
R82	9,285918	41,090442	-	7	293	A/3

ID	Longitudine	Latitudine	Sez.	Foglio	Particella	Categoria catastale
R83	9,274171	41,096773	-	7	322	C/2
R84	9,265047	41,097097	-	7	319	A/3
R85	9,278007	41,091775	-	7	302	D/10
R86	9,280182	41,090577	-	7	298	A/3
R87	9,285809	41,090316	-	7	316	C/2
R88	9,281915	41,096413	-	7	228	A/3
R89	9,285148	41,089387	-	7	330	C/2
R90	9,270612	41,102753	-	7	332	D/1
R91	9,263870	41,092752	-	7	309	D/10
R92	9,263728	41,092157	-	7	310	D/10
R93	9,265886	41,095799	-	7	305	D/10
R94	9,265859	41,095733	-	7	304	D/10
R95	9,272136	41,089713	-	7	196	A/3
R96	9,284155	41,090596	-	7	325	A/3
R97	9,265464	41,096008	-	7	307	A/3
R98	9,258762	41,088479	-	7	255	A/3
R99	9,258583	41,088398	-	7	255	C/2
R100	9,258351	41,088837	-	7	254	C/6
R101	9,258554	41,089088	-	7	252	C/6
R102	9,270785	41,097644	-	7	280	C/2
R103	9,266651	41,098083	-	7	320	A/3
R104	9,266781	41,097733	-	7	278	C/2
R105	9,271175	41,097769	-	7	A	ENTE URBANO
R106	9,273730	41,096822	-	7	138	A/3
R107	9,270768	41,097706	-	7	A	C/2
R108	9,268964	41,092590	-	7	271	D/10
R109	9,271874	41,091095	-	7	276	D/10
R110	9,269157	41,092261	-	7	272	A/3
R111	9,269068	41,091806	-	7	273	D/10
R112	9,269308	41,093795	-	7	267	D/10
R113	9,269088	41,094288	-	7	269	D/10
R114	9,272896	41,090185	-	7	214	D/1
R115	9,260704	41,089426	-	7	257	C/6
R116	9,268679	41,092679	-	7	270	D/10
R117	9,283571	41,089567	-	7	328	A/3
R118	9,283546	41,089056	-	7	329	A/3
R119	9,283872	41,090179	-	7	326	A/3
R120	9,283977	41,089858	-	7	327	A/3
R121	9,222075	41,092832	-	10	345	F/2
R122	9,222612	41,092421	-	10	225	A/4
R123	9,222412	41,093245	-	10	365	C/6
R124	9,222791	41,093607	-	10	362	C/2
R125	9,222040	41,092169	-	10	346	D/10

ID	Longitudine	Latitudine	Sez.	Foglio	Particella	Categoria catastale
R126	9,277750	41,079169	-	12	385	A/4
R127	9,256756	41,074563	-	12	397	F/2
R128	9,268752	41,070870	-	12	305	A/3
R129	9,277938	41,079209	-	12	385	A/4
R130	9,250858	41,072827	-	12	381	A/3
R131	9,266729	41,068728	-	12	101	A/4
R132	9,270249	41,070992	-	12	351	D/10
R133	9,284947	41,075302	-	12	84	ENTE URBANO
R134	9,271593	41,071371	-	12	340	C/2
R135	9,277353	41,080179	-	12	363	D/10
R136	9,273129	41,085630	-	12	256	A/3
R137	9,277345	41,080775	-	12	367	A/3
R138	9,277112	41,080682	-	12	367	D/10
R139	9,277597	41,080940	-	12	366	D/10
R140	9,284775	41,080786	-	12	361	C/2
R141	9,278222	41,080250	-	12	365	D/10
R142	9,277366	41,080048	-	12	364	D/10
R143	9,262154	41,087030	-	12	355	C/2
R144	9,261858	41,086749	-	12	356	A/3
R145	9,258054	41,088056	-	12	313	A/3
R146	9,265824	41,073483	-	12	353	C/2
R147	9,258576	41,088167	-	12	332	C/2
R148	9,258207	41,088123	-	12	330	C/2
R149	9,263309	41,073703	-	12	326	C/6
R150	9,285017	41,080994	-	12	360	C/2
R151	9,251154	41,071150	-	12	259	C/2
R152	9,264298	41,073274	-	12	327	A/3
R153	9,266296	41,069277	-	12	375	A/3
R154	9,251103	41,073759	-	12	273	A/3
R155	9,277717	41,086167	-	12	336	C/2
R156	9,273994	41,084828	-	12	265	A/3
R157	9,270156	41,077719	-	12	358	D/10
R158	9,267029	41,068919	-	12	380	A/3
R159	9,274114	41,083430	-	12	407	D/10
R160	9,279254	41,077639	-	12	388	D/10
R161	9,277656	41,079080	-	12	386	F/2
R162	9,249609	41,077412	-	12	400	D/10
R163	9,266279	41,069261	-	12	379	A/3
R164	9,274908	41,085125	-	12	159	C/2
R165	9,274757	41,084914	-	12	159	A/3
R166	9,284829	41,075247	-	12	84	ENTE URBANO
R167	9,276484	41,084191	-	12	104	PASCOLO
R168	9,267324	41,069130	-	12	153	A/3

ID	Longitudine	Latitudine	Sez.	Foglio	Particella	Categoria catastale
R169	9,278550	41,084762	-	12	257	A/3
R170	9,285385	41,081078	-	12	A	ENTE URBANO
R171	9,265981	41,073290	-	12	212	A/3
R172	9,256210	41,074593	-	12	393	F/2
R173	9,273112	41,086075	-	12	256	A/3
R174	9,256163	41,074751	-	12	389	F/2
R175	9,256128	41,074101	-	12	396	F/2
R176	9,255380	41,073949	-	12	391	F/2
R177	9,256923	41,074254	-	12	390	F/2
R178	9,293325	41,110891	A	46	699	A/3
R179	9,291728	41,110494	A	46	702	D/10
R180	9,292958	41,110963	A	46	699	A/3
R181	9,293246	41,111139	A	46	686	D/10
R182	9,293506	41,110978	A	46	687	A/3
R183	9,297578	41,106169	A	46	689	D/10
R184	9,287626	41,111669	A	46	39	FABBR.DIRUTO
R185	9,231807	41,093745	-	11	124	C/6
R186	9,231250	41,093490	-	11	122	A/4
R187	9,231735	41,093519	-	11	123	C/2
R188	9,237957	41,090879	-	11	106	PASCOLO
R189	9,235675	41,089799	-	11	109	A/3
R190	9,249601	41,090927	-	11	113	D/10
R191	9,249964	41,090908	-	11	112	A/3
R192	9,250378	41,091225	-	11	111	D/10
R193	9,266500	41,068406	-	17	182	A/4
R194	9,265640	41,068929	-	17	171	INESISTENTE
R195	9,265545	41,068906	-	17	164	C/2
R196	9,266134	41,068680	-	17	188	A/3
R197	9,265151	41,068947	-	17	164	C/6
R198	9,266973	41,068955	-	17	502	A/3
R199	9,266039	41,068544	-	17	501	C/6
R200	9,265567	41,069241	-	17	499	C/2
R201	9,265459	41,068630	-	17	525	A/3
R202	9,266147	41,068859	-	17	527	A/3

Tabella 5. Tabella riepilogativa dei ricettori sensibili

E' riportata nella successiva **Figura 12** 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.

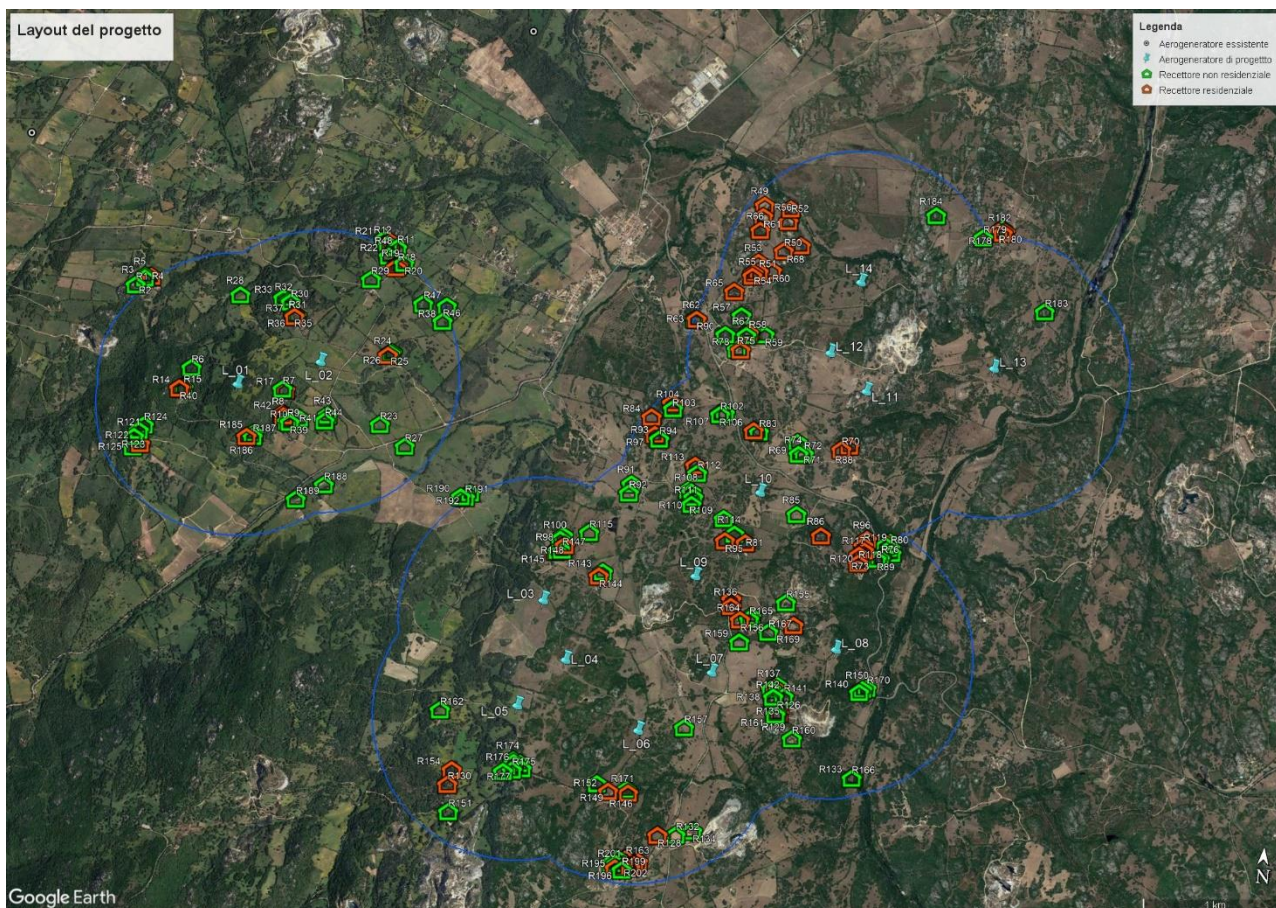


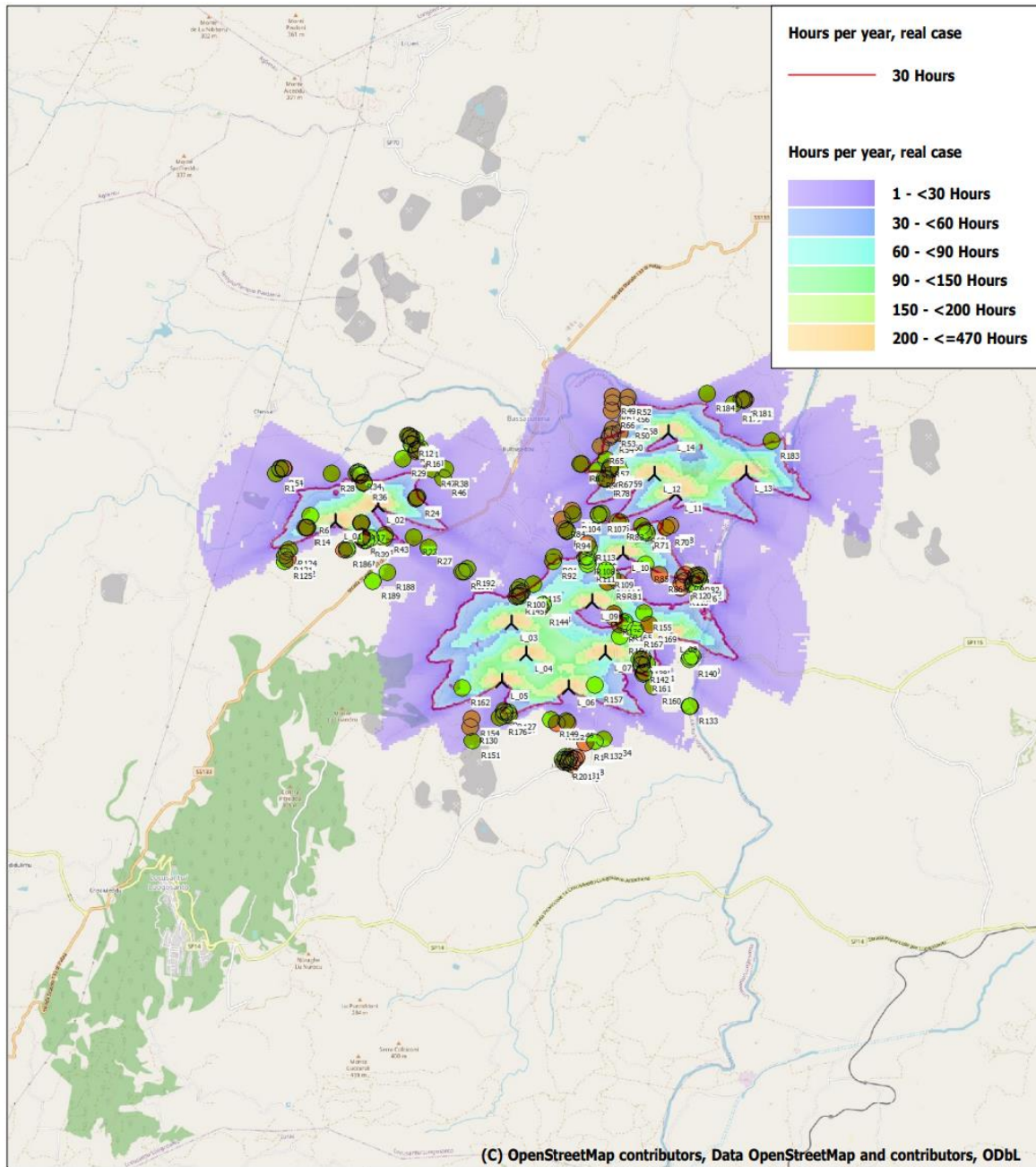
Figura 12. Recettori area di impianto

9 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 131 recettori sui 202 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 (24 recettori residenziali, 47 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 successiva **Figura 13** dove, su sfondo **OpenStreetMap**, è mostrato il modello tridimensionale dell'impatto del **Parco Eolico Luogosanto**, realizzato tramite **WindPro**.



0 1 2 3 4 km
 Map: EMD OpenStreetMap , Print scale 1:75 000, Map center UTM (north)-WGS84 Zone: 32 East: 521 730 North: 4 548 660
 New WTG Shadow receptor
 Flicker map level: Height Contours: CONTOURLINE_Luogosanto_0.wpo (1)
 Time step: 4 minutes, Day step: 14 days, Map resolution: 30 m, Visibility resolution: 15 m, Eye height: 1,7 m

Figura 13. Effetto ombreggiamento espresso in ore/anno, su sfondo OpenStreetMap
 Fonte WindPro

Sono di seguito illustrate n° 2 mappe di inquadramento, su sfondo Google Maps, nelle quali sono 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.

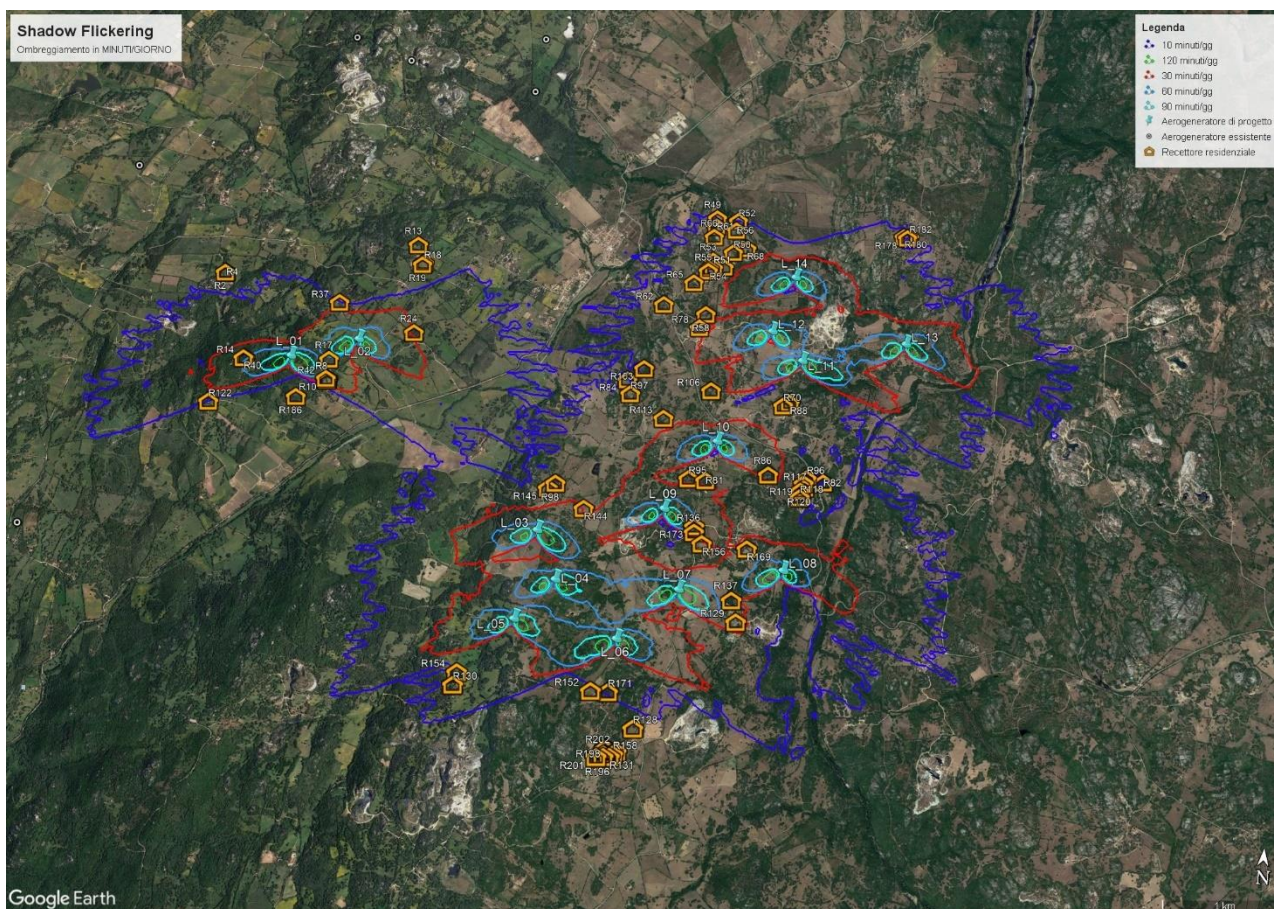


Figura 14. Effetto ombreggiamento espresso in minuti/giorno, Real case

Al fine di ottenere considerazioni quanto più realistiche possibili, viene proposta un'analisi basata sulle considerazioni relative al Real Case, la quale come già scritto precedentemente prende in esame sia il valore dell'eliofanìa locale, come descritta nell'apposito paragrafo "**Elìofania 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 24 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 successiva **Figura 15** che il **Parco Eolico Luogosanto** non pone interferenze significative con i centri abitati.

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 più puntuale identificazione.

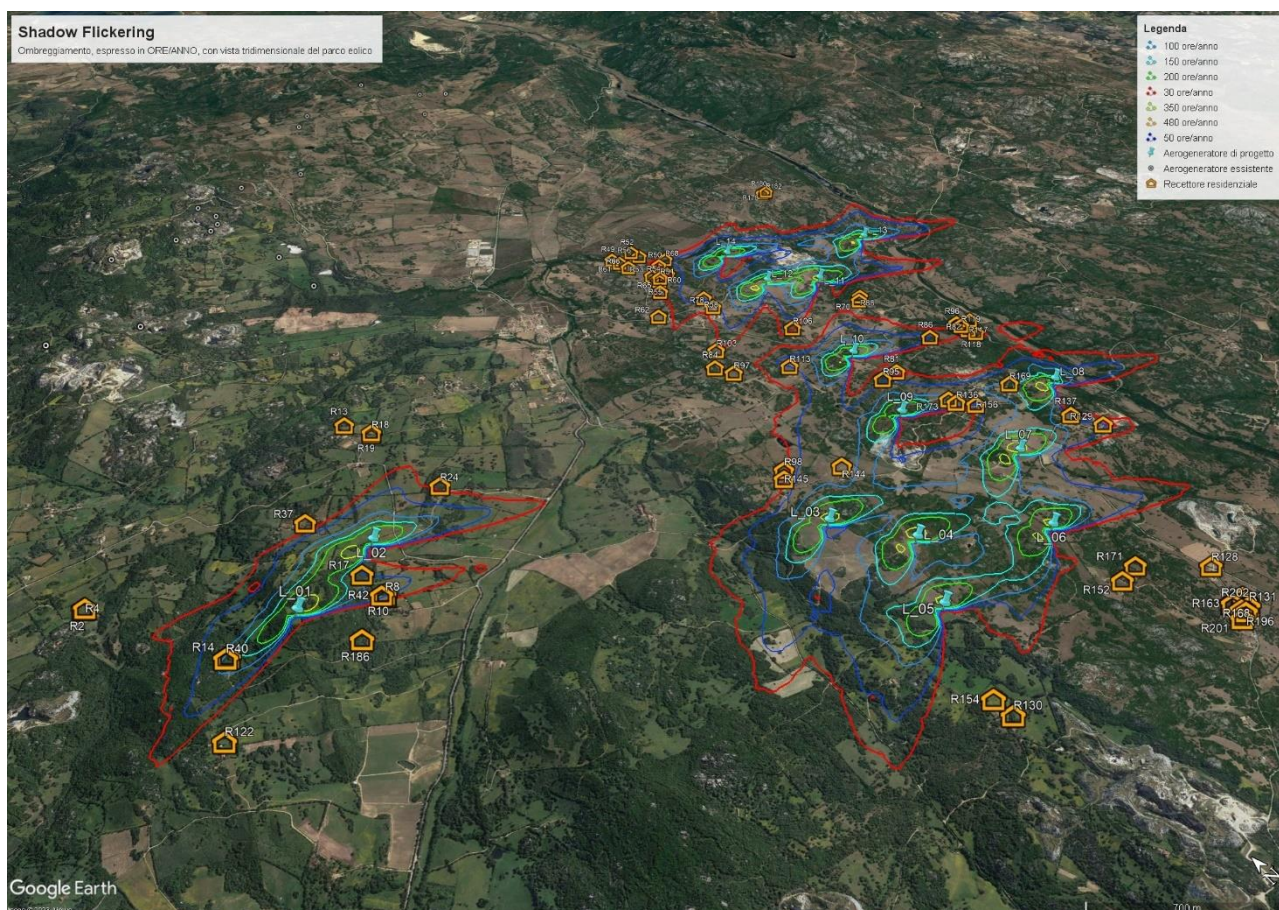


Figura 15. Ombreggiamento Ore/anno con vista tridimensionale del parco eolico

Sono presi come spunto di riflessione due casi esemplificativi della situazione e delle analisi svolte. Come si evince dalla **Figura 16**, il recettore residenziale **R17** si trova entro il buffer (isolina rossa) delle 30 ore/annue di effetto ombra, essendo localizzati in una posizione tale per cui, rispetto all'aerogeneratore **L_02**, l'effetto di shadow flickering si manifesta durante le ore mattutine, mentre rispetto all'aerogeneratore e **L_01** l'effetto compare al tramonto.

Il recettore esaminato, classificato a livello catastale alla categoria **A/3 – Abitazione di tipo economico**, si trova nell'area di indagine del presente studio; risulta importante valutare l'impatto generato dall'installazione delle turbine di progetto.

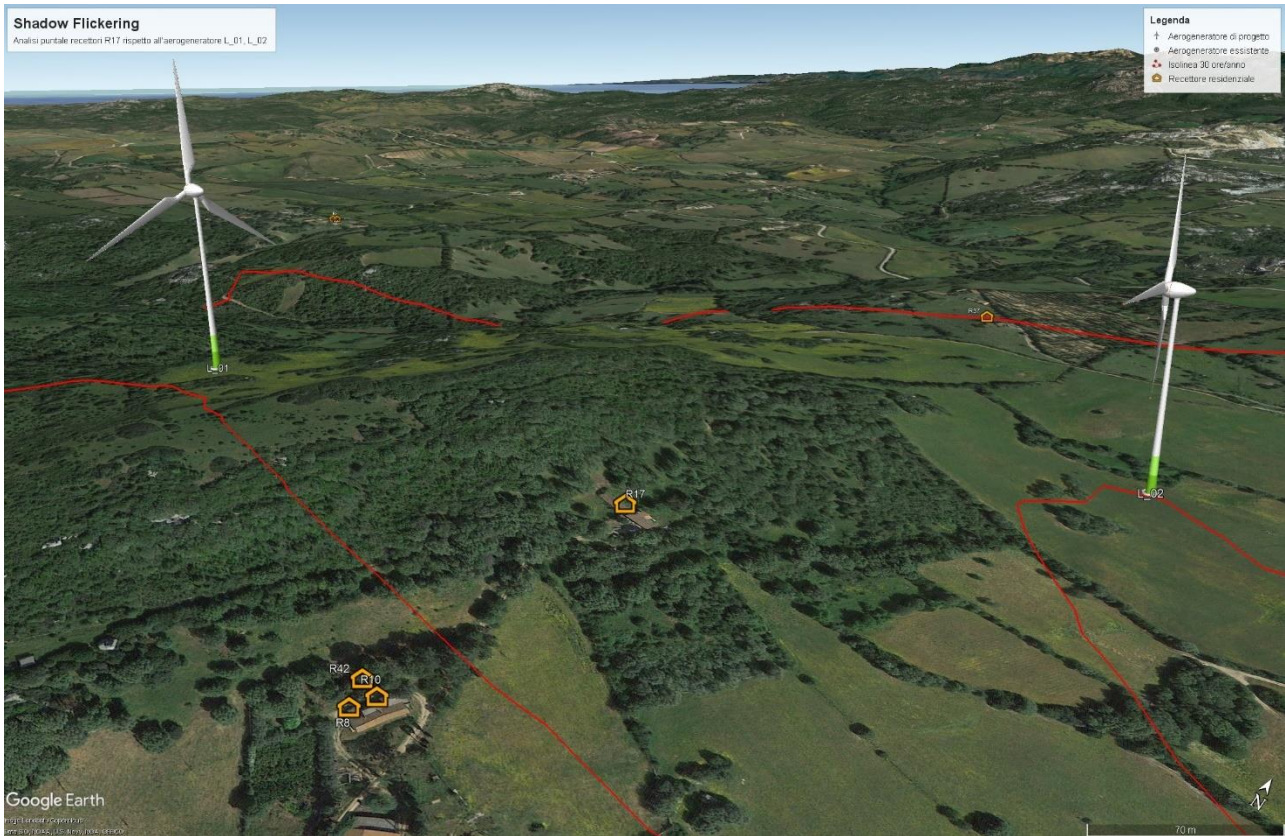


Figura 16. Analisi puntuale recettore R17 rispetto all'aerogeneratori L_01 e L_02

Pur trovandosi in una posizione sopraelevata rispetto alla quota in cui si posiziona l'aerogeneratore L_02, R17 subisce l'effetto ombra per via delle cosiddette "ombre lunghe", che si generano all'alba e al tramonto dall'intercetto dei raggi luminosi con le pale.

Nel dettaglio di cui alla **Figura 18**, spicca la notevole presenza di alberature a dominare i territori della zona, nei quali si inseriscono anche le strutture esistenti che sono state analizzate.

In particolare, l'edificio R17 è attorniato da vegetazione esistente la quale, in termini di ombreggiamento, ha un impatto notevole sulle stesse nei medesimi periodi nei quali il problema di sfarfallio risulterebbe maggiore (si veda **Figura 17**).

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.

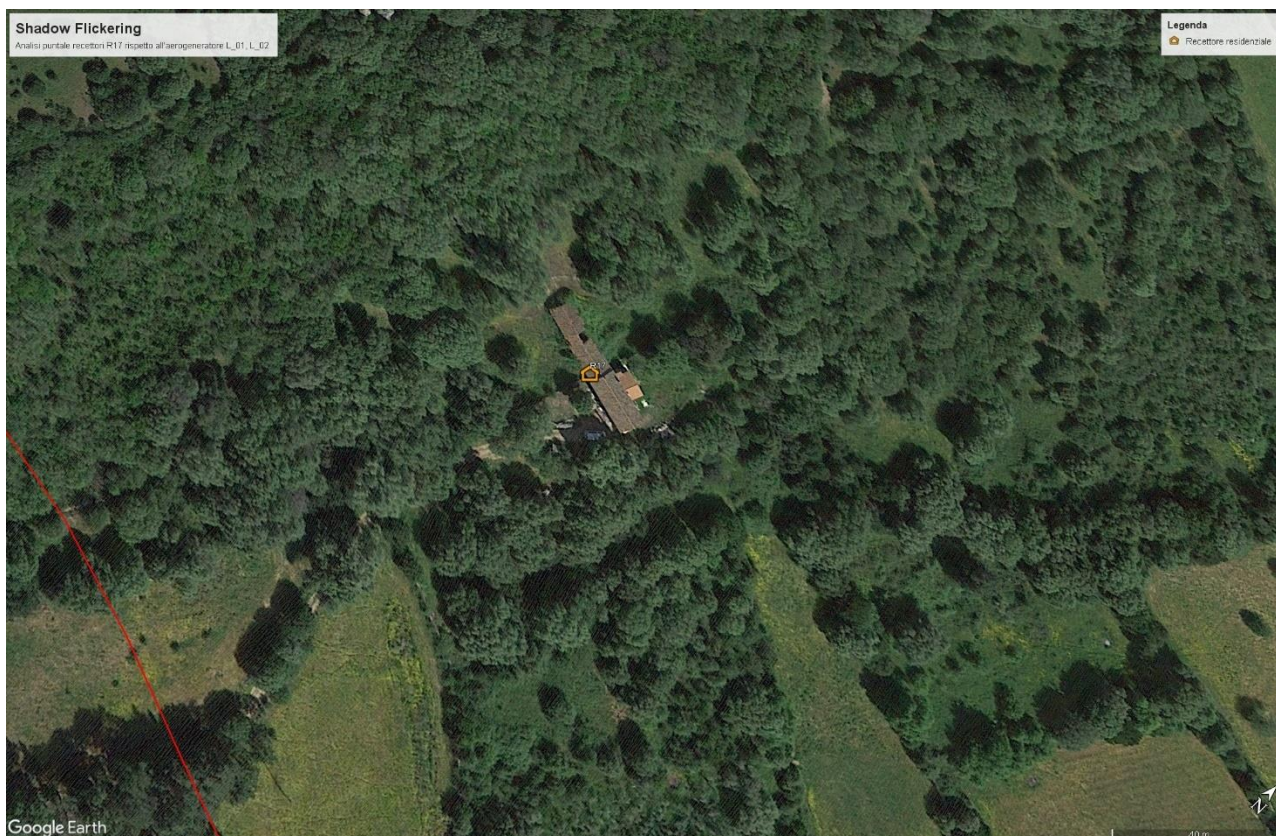


Figura 17. Dettaglio recettore R17

D'altro canto, la **Figura 18** evidenzia per il recettore R58, una situazione diversa da 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 Earth, dato che l'edificio non è completamente attorniato da elementi di schermo. In tal caso, in fase esecutiva, la scrivente si accollerà l'onere di valutare puntualmente la presenza di alberature o altre situazioni tali da contenere il fenomeno e, in caso di assenza, di provvedere ad attuare le opportune compensazioni mediante installazioni di alberature tipiche ed in armonia con la situazione nella fattispecie.



Figura 18. Dettaglio recettore R58

In particolare, nell'area analizzata in **Figura 18**, è da attenzionare l'effetto cumulativo derivante dall'ombreggiamento prodotto dall'aerogeneratore esistente in prossimità del recettore **R58** e dall'ombreggiamento che verrebbe prodotto dal parco eolico proposto. Dalla **Figura 19** si denota una situazione di fragilità rispetto all'impatto della turbina esistente sulla proprietà, dato che l'area risulta completamente esposta all'ombreggiamento che avviene, naturalmente, durante il tramonto.

L'impatto derivante dal **Parco Eolico Luogosanto** si produrrebbe, invece, all'alba, quando le ombre lunghe derivanti dagli aerogeneratori posti ad est rispetto al recettore andrebbero ad impattare sulla struttura. Dalla vista Google Earth sembrano presenti alcune alberature tali da fungere da schermo rispetto all'effetto di ombreggiamento mattutino del Parco Eolico; sarà compito della scrivente quello di verificare la presenza di tali alberature e, in caso di mancanza piuttosto che di insufficiente schermo, di proporre alla proprietà l'installazione di alberature tali da non impattare sulla struttura, in armonia con il contesto dell'area.

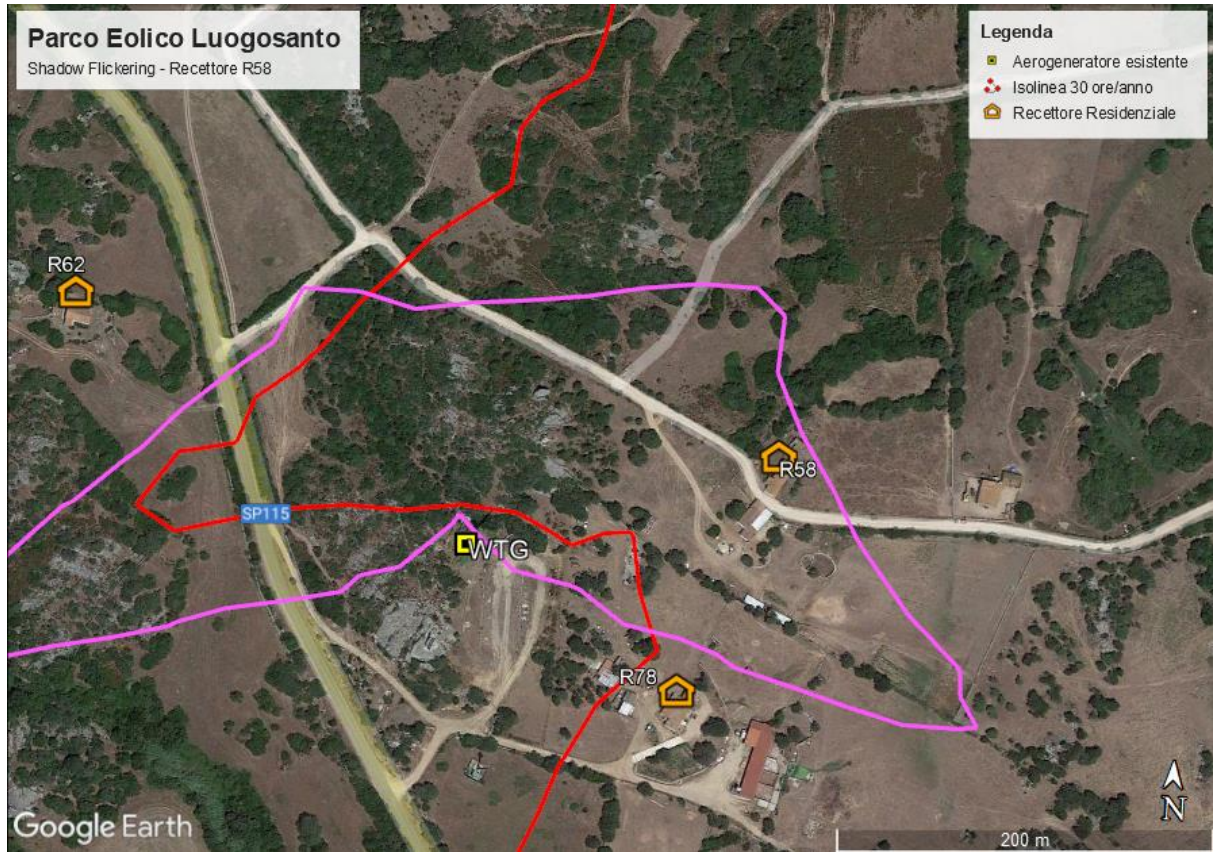


Figura 19. Dettaglio impatto cumulativo sul recettore R58

9.1 STRADE

Oltre ad indagare lo sfarfallio dell'ombra sugli edifici presenti nell'ambiente circostante al Parco Eolico, il presente studio specialistico valuta, altresì, la possibile interferenza con anche le strade Statali, 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 i fruitori 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 Eolico. Le strade Provinciali e Statali sono riportate in **Figura 20**.

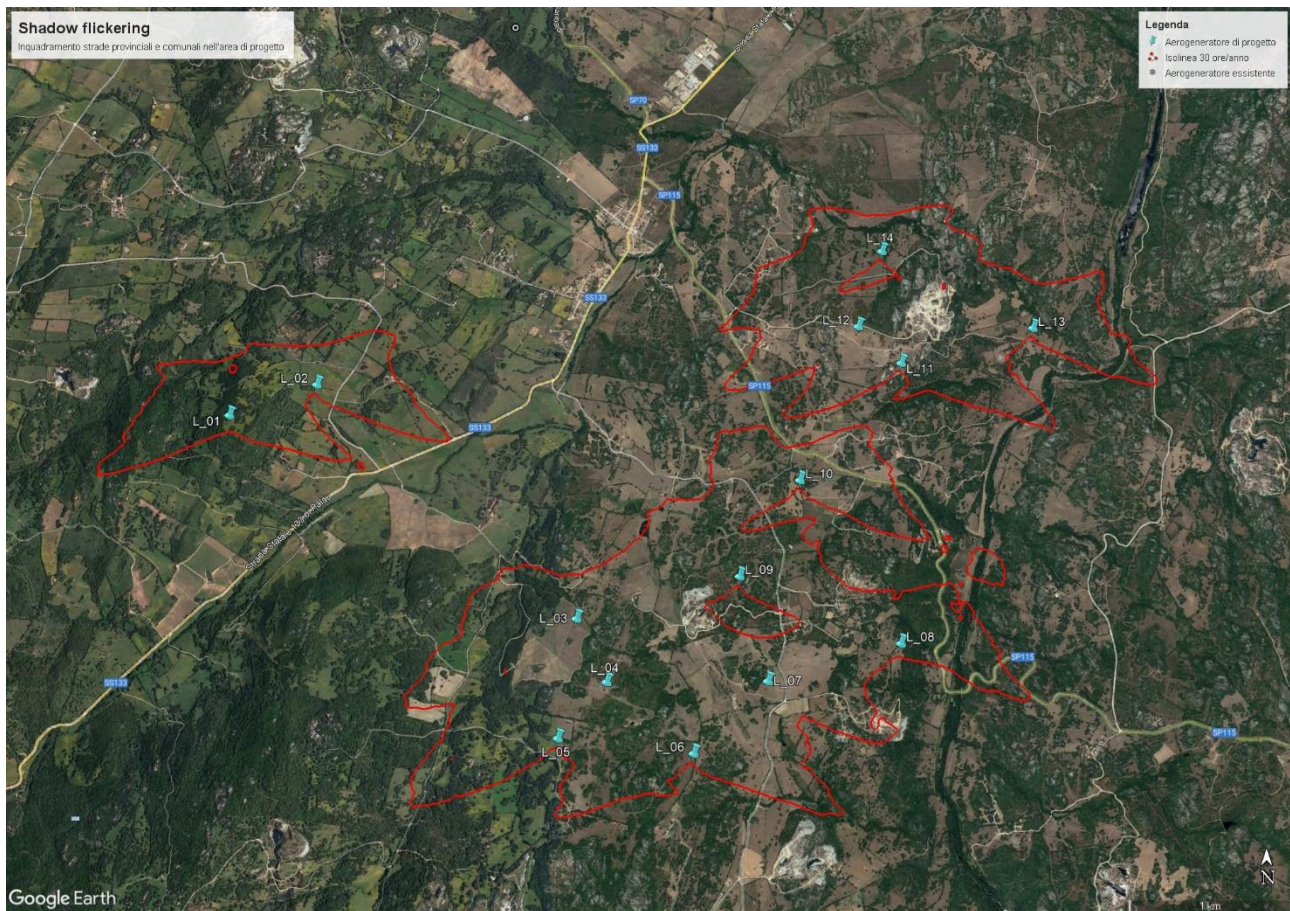


Figura 20. Inquadramento strade provinciali e comunali nell'area di progetto

La strada Statale **S.S. n° 133** traccia una linea nella parte ovest dell'area di impianto, individuando un cluster di due aerogeneratori, ovvero **L_01** e **L_02**. Essa non ricade nemmeno parzialmente dentro l'area con ombreggiatura massima giornaliera maggiore di 30 ore/anno. Sempre analizzando la precedente **Figura 20**, si nota che la "**S.P. n° 115 Arzachena – Bassacutena**" attraversa il sito di progetto, a est delle turbine **L_10** e **L_08**, individuando un cluster di n° 4 aerogeneratori a nord della stessa SP115 (**L_11**, **L_12**, **L_13**, **L_14**). Tuttavia, va notato che la **SP115** è circondata su entrambi i lati da vegetazione arbustiva e alberi a basso fusto, che per loro natura proiettano già ombra sul manto stradale.

Ad esempio, il tratto di strada individuato dalla successiva **Figura 22** risulta essere coperto dalla vegetazione che, di fatto, annulla l'effetto delle ombre lunghe generato dall'aerogeneratore di progetto **L_08**, senza considerare il fatto che tale livello stradale si trova ad una quota minore rispetto a quella dell'aerogeneratore; situazione che di sua natura annullerebbe il potenziale impatto derivante dall'installazione dell'impianto.

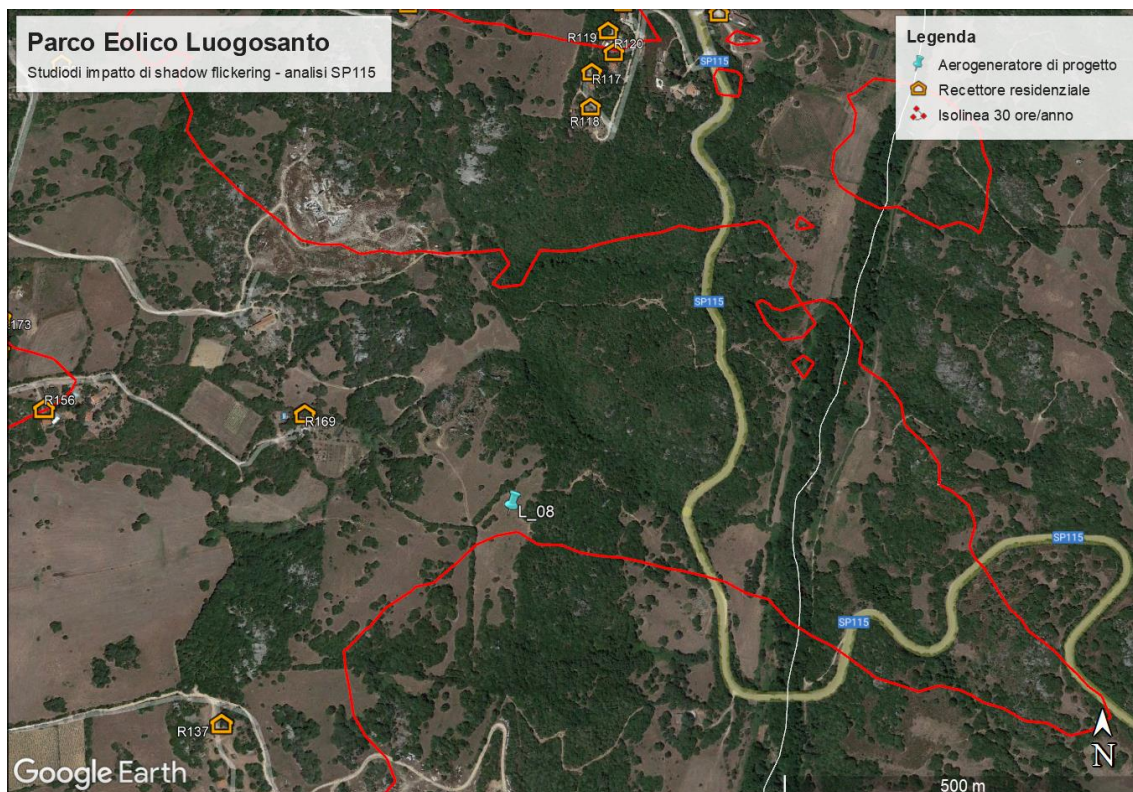


Figura 21. Analisi impatto sulla SP115

Individuando, invece, il tratto di strada che passa attraverso il layout del Parco Eolico, si evince che la vegetazione attorniante la **SP115**, che è comunque presente lungo tutto il percorso, è meno fitta e avrebbe una funzione schermante certamente minore (**Figura 22**).

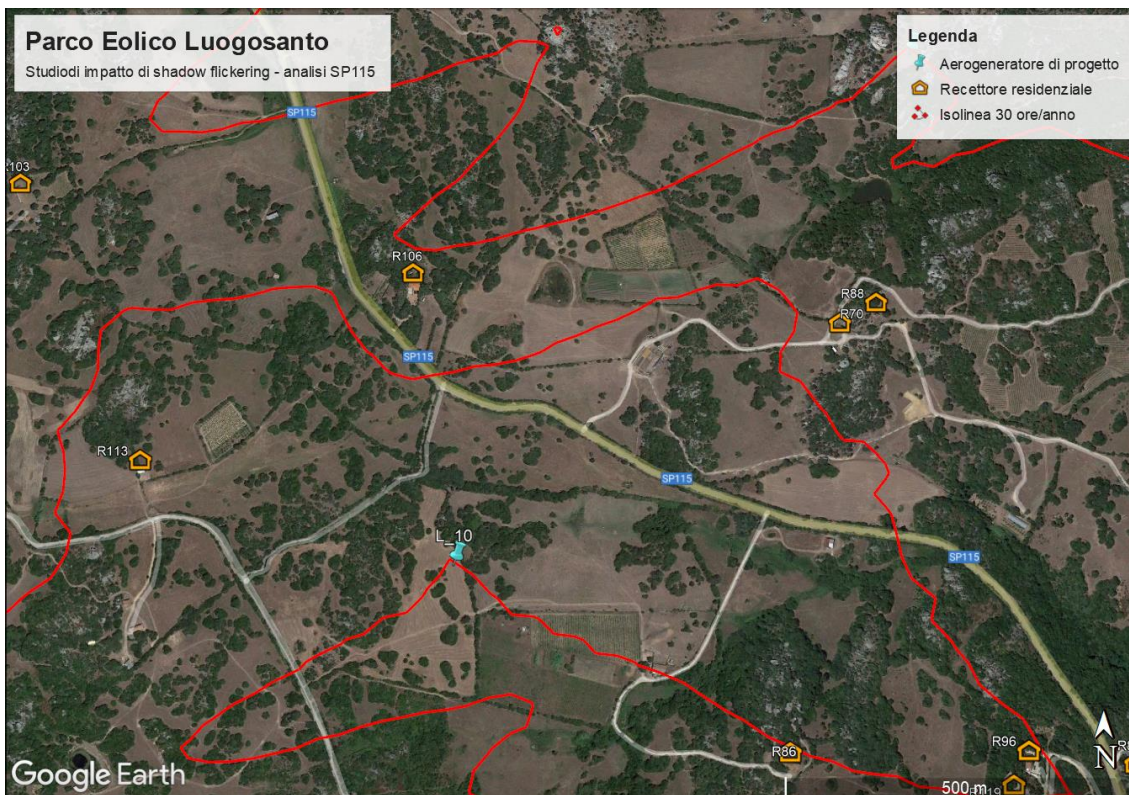


Figura 22. Analisi impatto sulla SP115

In questo caso, come per i recettori residenziali, in fase esecutiva la scrivente predisporrà le dovute misure compensative al fine di limitare quanto più possibile il potenziale impatto delle ombre generate dall'aerogeneratore **L_10**.

Inoltre, dai dati meteo della zona, il clima risulta essere definito sicuramente come temperato durante i mesi invernali con minime nell'intorno dei 7°C (vedi

GEN	FEB	MAR	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
7.2	6.8	8.5	10.6	14.0	18.0	20.7	21.1	18.5	15.6	11.6	8.7

Tabella 6).

Tabella 6. Temperature minime medie Luogosanto (1991-2021 climate-data.org)

In tali 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 lunghe generato dalla presenza degli aerogeneratori.

10 CONCLUSIONI

Il presente lavoro si prefigge lo scopo di valutare il potenziale impatto in termini di ombreggiamento (shadow flickering) sull'area di impianto del **Parco Eolico Luogosanto**.

A conclusione delle analisi svolte, sono state individuate criticità su 24 recettori rispetto ai 202 esaminati, i quali risultano essere impattati oltre il limite massimo di 30 ore/anno fissato dalla normativa tedesca.

Nonostante i soli 24 casi in cui si verifichi il superamento delle 30 ore annue, tali fattispecie dovranno essere verificate in fase esecutiva e di esercizio dell'impianto, dato che l'indagine è stata eseguita in maniera strettamente peggiorativa; infatti, 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 locali (dato dell'eliofania) e dai calcoli del tool "**WASP**" di **WindPro** basati su metadati disponibili dal più grande database mondiale in materia eolica, altre fattispecie non sono state 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. Il tutto a vantaggio di sicurezza.

Come descritto anche negli allegati grafici, è possibile predisporre delle opere mitigatrici naturali, come alberature a schermo, in posizioni tali da minimizzare l'effetto ombra, fino ad arrivare alla predisposizione di temporanei rallentamenti dell'operatività degli aerogeneratori durante le ore di maggiore presenza del fenomeno.

Il **Proponente**, inoltre, in fase esecutiva, predisporrà ulteriori indagini puntuali sui recettori maggiormente interessati dal fenomeno, per garantire il rispetto dei limiti fissati dalla normativa tedesca presi come riferimento per la redazione del presente studio.