

REGIONE SICILIANA  
Comune di Mazara del Vallo  
Provincia di Trapani

PROPONENTE:  
VRG Wind 060 S.r.l.

**VRg** wind 060

**FICHTNER**  
ITALIA

 TENPROJECT



 **INGEGNERIA  
PROGETTI** SRL

PROGETTO:

Integrale Ricostruzione del Parco Eolico "VRG Wind 060"  
ubicato nel Comune di Mazara del Vallo (TP)

Elaborato:Q.1

Formato (A4)  
Numero foglio (1 di 38)

Progetto definitivo

Elaborato:

Relazione sull'evoluzione dell'ombra indotta  
dall'impianto

I progettisti

\_\_\_\_\_ Firma

\_\_\_\_\_ Firma

\_\_\_\_\_ Firma

\_\_\_\_\_ Firma

REV

DATA

PREPARATO

CONTROLLATO

APPROVATO

0

17/03/2022

Ten Project

Fichtner

VRG Wind 060 S.r.l.

Job: F614

# INDICE

<b>1. PREMESSA</b> .....	<b>3</b>
<b>2. OBIETTIVO DELLO STUDIO</b> .....	<b>5</b>
<b>3. IL CASO STUDIO</b> .....	<b>5</b>
3.1. DESCRIZIONE DEL SITO DI INDAGINE .....	6
3.2. DESCRIZIONE DEGLI AEROGENERATORI E CARATTERISTICHE GEOGRAFICHE DI POSIZIONE .....	10
3.3. INDIVIDUAZIONE E SCELTA DEI RECETTORI .....	11
<b>4. ANALISI DI SHADOW - FLICKERING</b> .....	<b>14</b>
4.1. CENNI SUL FENOMENO DELL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA GENERATA DAGLI AEROGENERATORI .....	14
4.2. METODOLOGIA DI ANALISI .....	16
4.3. DATI DI INPUT E PARAMETRI DEL MODELLO .....	18
4.4. DTM .....	19
4.5. INPUT PER LA MODELLAZIONE DEL "REAL CASE" .....	20
<b>5. RISULTATI</b> .....	<b>22</b>
5.1. ANALISI DEI RISULTATI .....	23
<b>6. CONCLUSIONI E RACCOMANDAZIONI</b> .....	<b>25</b>
<b>7. BIBLIOGRAFIA</b> .....	<b>26</b>
<b>8. ALLEGATO 1: "MAIN RESULT": QUADRO SINTETICO DEI RISULTATI DI CALCOLO NELL'IPOTESI ELABORATA DI "WORST CASE" E "REAL CASE"</b> .....	<b>27</b>
<b>9. ALLEGATO 2: "CALENDAR": DETTAGLIO ANALITICO GIORNALIERO DELL'EFFETTO "FLICKERING" PER OGNI RECETTORE</b> .....	<b>29</b>
<b>10. ALLEGATO 3: "CALENDAR GRAPHIC": SINTESI GRAFICA DEL "FLICKERING" SUI RECETTORI ANALIZZATI</b> <b>36</b>	
<b>11. ALLEGATO 4: "SHADOW MAP SOLO IMPIANTO DI PROGETTO" MAPPA CHE RAPPRESENTA LE ORE DI OMBREGGIAMENTO ("REAL CASE") PER LE AREE LIMITROFE ALLE TURBINE DI PROGETTO</b> .....	<b>37</b>
<b>12. ALLEGATO 5: MAPPA DI ISO-OMBREGGIAMENTO IN VERSIONE PLANIMETRICA ESTRATTA DA GOOGLE EARTH</b> .....	<b>38</b>

	<b>RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO</b>	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	Q.1 05/12/2022 17/03/2022 00 3 di 38
---	---	---	--

## 1. PREMESSA

### Descrizione del Proponente

Il soggetto proponente del progetto in esame è la società VRG Wind 060 S.r.l. con sede in Via Algardi 4, 20148 Milano, P.IVA n. 02219610819; interamente parte del gruppo Sorgenia S.p.A., uno dei maggiori operatori energetici italiani. Il Gruppo è attivo nella produzione di energia elettrica con oltre 4.750 MW di capacità di generazione installata e oltre 400.000 clienti in fornitura in tutta Italia. Efficienza energetica e attenzione all'ambiente sono le linee guida della sua crescita. Il parco di generazione, distribuito su tutto il territorio nazionale, è costituito dai più avanzati impianti a ciclo combinato e da impianti a fonte rinnovabile, per una capacità di circa 370 MW tra biomassa ed eolico. Nell'ambito delle energie rinnovabili, il Gruppo, nel corso della sua storia, ha anche sviluppato, realizzato e gestito impianti di tipo fotovoltaico (ca. 24 MW), ed idroelettrico (ca.33 MW). In quest'ultimo settore, Sorgenia è attiva con oltre 75 MW di potenza installata gestita tramite la società Tirreno Power, detenuta al 50%. Il Gruppo Sorgenia, tramite le sue controllate, fra le quali VRG Wind 060 S.r.l. è attualmente impegnata nello sviluppo di un importante portafoglio di progetti rinnovabili di tipo eolico, fotovoltaico, biometano, geotermico ed idroelettrico, caratterizzati dall'impiego delle Best Available Technologies nel pieno rispetto dell'ambiente.

### Sintesi del progetto

Il Progetto prevede l'integrale ricostruzione (*repowering*) del Parco Eolico esistente di Mazara del Vallo, ricadente nei limiti amministrativi territoriali dei comuni di Mazara del Vallo (TP) e Salemi (TP), mentre dal punto di vista catastale le opere di progetto risultano individuate all'interno dei fogli del Comune di Mazara del Vallo, e di proprietà della società VRG Wind 060 S.r.l. (il soggetto proponente).

Il parco eolico esistente è costituito da

- 1) un vecchio impianto costituito da n. 24 aerogeneratori da 2 MW, per una potenza nominale complessiva di 48 MW;
- 2) un ampliamento più recente (in esercizio dal 2016) costituito da n. 6 aerogeneratori Vestas V126 da 3 MW, per una potenza nominale complessiva di 18 MW.

Il progetto di integrale ricostruzione prevede la dismissione del vecchio impianto di 24 aerogeneratori da 48 MW complessivi e l'installazione nelle stesse aree di 13 aerogeneratori di grande taglia, aventi diametro del rotore fino a 170 m, altezza al mozzo fino a 125 m e altezza totale fino a 210 m, ed una potenza nominale di 6 MW ciascuno, per una potenza totale di 78 MW.

Il progetto rispetta i criteri del DL Semplificazioni<sup>1</sup>, che specifica il numero massimo di turbine, l'altezza totale dell'estremità delle pale, nonché l'estensione dell'area di sito utilizzabile perché il progetto di repowering sia considerato una modifica non sostanziale.

<sup>1</sup> DL 77 del 31/05/2021 convertito con la Legge 108 del 29/07/2021, come modificato da DL 17/2022 convertito con la Legge 34/2022

	<b>RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO</b>	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	Q.1 05/12/2022 17/03/2022 00 4 di 38
---	---	---	--

Il progetto prevede il massimo riutilizzo della viabilità esistente a servizio del parco eolico attualmente in esercizio, con gli opportuni adeguamenti, e la realizzazione di nuove piazzole in corrispondenza della posizione dei nuovi aerogeneratori.

Il soggetto proponente ha richiesto la modifica della connessione alla rete elettrica dell'impianto esistente, e si propone di mantenere come punto di connessione quello già esistente alla Cabina Primaria a 150 kV "Mazara 2", di e-distribuzione S.p.A., situata nel Comune di Mazara del Vallo. Si prevede pertanto il riutilizzo della Sottostazione Elettrica di Utente (SSEU) e della connessione in alta tensione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) esistenti, con interventi tecnici di adeguamento degli impianti alla nuova potenza del parco eolico.

La rete di cavi elettrici interrati a servizio del parco esistente sarà rinnovata, con la posa di nuovi cavidotti in media tensione a 30 kV disposti lungo la viabilità di servizio e pubblica, su tracciato -per quanto possibile - della rete esistente. I cavidotti collegheranno gli aerogeneratori alla SSEU, dove avviene la trasformazione da 30 kV a 150 kV per consentire la consegna dell'energia a 150 kV alla RTN.

Nella SSEU esistente rimarrà connesso alla rete anche l'ampliamento del parco eolico da 18MW in esercizio dal 2016.

I progetti del tipo in esame rispondono a finalità di interesse pubblico (riduzione dei gas ad effetto serra, risparmio di fonti fossili scarse ed importate) ed in quanto tali sono indifferibili ed urgenti, come stabilito dalla legge 1° giugno 2002, n. 120, concernente "Ratifica ed esecuzione del Protocollo di Kyoto alla Convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, fatto a Kyoto l'11 dicembre 1997" e dal D.Lgs. 29 dicembre 2003, n.387 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità" e s.m.i.. L'utilizzo di fonti rinnovabili comporta infatti beneficio a livello ambientale, in termini di tonnellate equivalenti di petrolio (TEP) risparmiate e mancate emissioni di gas serra, polveri e inquinanti. Per il progetto in esame si stima una producibilità del parco eolico superiore a 240 GWh/anno, che consente di risparmiare almeno 44.800 TEP/anno (fonte ARERA: 0,187 TEP/MWh) e di evitare almeno 107.784 ton/anno di emissioni di CO2 (fonte Rapporto ISPRA 2022: 449,1 gCO2/kWh).

	<b>RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO</b>	Codice	Q.1
		Data creazione	05/12/2022
		Data ultima modif.	17/03/2022
		Revisione	00
		Pagina	5 di 38

## 2. OBIETTIVO DELLO STUDIO

Lo Shadow-Flickering è l'espressione comunemente impiegata in ambito specialistico per descrivere l'effetto stroboscopico delle ombre proiettate dalle pale rotanti degli aerogeneratori eolici quando sussistono le condizioni meteorologiche opportune. Infatti, la possibilità e la durata di tali effetti dipendono da una serie di condizioni ambientali, tra cui: la posizione del sole, l'ora del giorno, il giorno dell'anno, le condizioni atmosferiche ambientali e la posizione della turbina eolica rispetto ad un recettore sensibile.

La valutazione tecnica è eseguita con l'ausilio di un software di simulazione specifico per la progettazione degli impianti eolici WIND PRO®. Il modulo SHADOW è quello specifico per la valutazione dell'evoluzione dell'ombra e del flickering.

In tale report è riportata:

- La descrizione del caso studio con le posizioni delle turbine e loro caratteristiche tecniche;
- Una breve descrizione tecnica del fenomeno di shadow flickering;
- La descrizione dei recettori soggetti al fenomeno per i quali è stata richiesta questa analisi;
- Sintesi della metodologia di analisi seguita per lo studio;
- Sintesi dei risultati ottenuti, con allegati grafici ed analitici di dettaglio che descrivono il fenomeno su ognuno dei recettori e da parte di ognuna delle turbine per tutto l'anno solare.

## 3. IL CASO STUDIO

Come anticipato, il presente elaborato ha lo scopo di valutare in maniera tecnica l'eventuale impatto generato dall'evoluzione dell'ombra dovuto alla futura presenza di un impianto di produzione di energia da fonte eolica costituito da 13 aerogeneratori con caratteristiche dimensionali di 170 m di diametro di rotore, altezza al mozzo fissata a 125 m s.l.t. e di potenza elettrica nominale 6,0 MW per una potenza complessiva pari a 78,0 MW, in sostituzione di 24 aerogeneratori da 2 MW modello Repower.

Le elaborazioni saranno eseguite considerando il modello di aerogeneratore e i parametri progettuali ipotizzati per la realizzazione del parco eolico e riassunti nella seguente tabella.

**Tabella 1: Parametri Progettuali.**

<b>Comune - Località</b>	Mazara del Vallo (TP) - Salemi (TP) "Borgo Aquila"
<b>SCENARIO FUTURO DI REPOWERING</b>	
<b>N° WTG]</b>	13
<b>Potenza singole WTG [MW]</b>	6,0
<b>Potenza Totale Windfarm [MW]</b>	78,0
<b>Tipologia/modello WTG</b>	Diametro 170 m mozzo 125 m

 <b>TENPROJECT</b>	<b>RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO</b>	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	Q.1 05/12/2022 17/03/2022 00 6 di 38
---	---	---	--

L'area di sviluppo risulta essere interessata da altre iniziative eoliche esistenti e in fase di iter autorizzativo per le quali si prevede che l'installazione avvenga nei pressi dei punti di sviluppo progettuale del nuovo layout e che sono opportunamente tenute in considerazione nel modello. In particolare, sono considerati solo gli impianti (esistenti e in iter) che si trovano in un buffer di 2 km dall'impianto oggetto di analisi.

### **3.1. DESCRIZIONE DEL SITO DI INDAGINE**

Il sito in esame, oggetto di futura installazione della windfarm di progetto, è ubicato in Italia, in Regione Sicilia, in provincia di Trapani, a circa 11.5 km in direzione Nord Est dal comune di Mazara Del Vallo (TP) e 6,5 km in direzione Nord Ovest dal comune di Castelvetro e con quote comprese tra i 150 m e i 220 m s.l.m.

Le immagini seguenti mostrano l'inquadratura territoriale del sito su stralcio cartografico EMD OpenStreetMap e su ortofoto estratta da Google Earth presentata nella versione planimetrica e nel suo prospetto 3D.

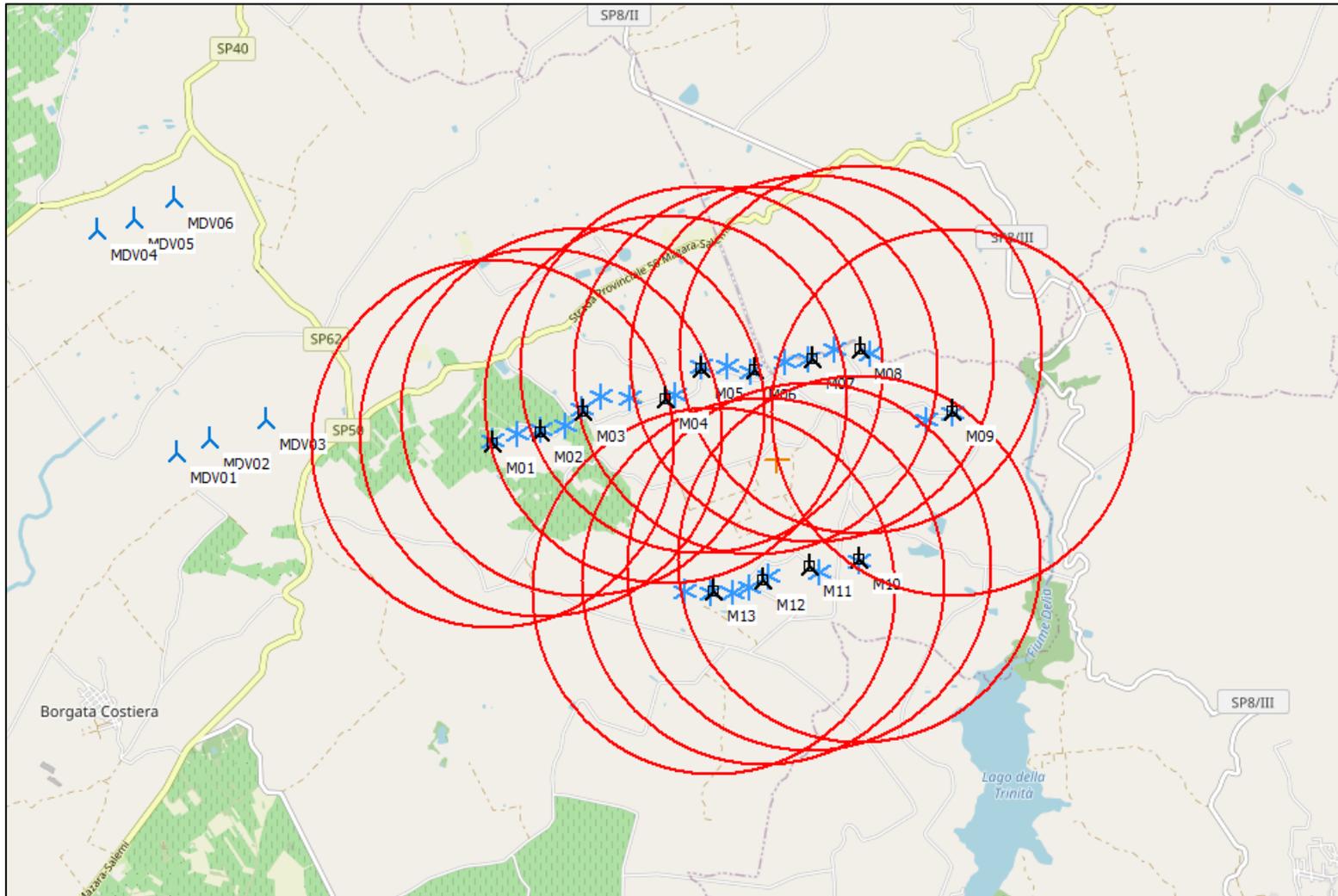


Figura 1: Individuazione dell'area di installazione della wind farm su stralcio topografico con evidenza dell'impianto di progetto (  ), del buffer di 2 km da ciascuna delle macchine di progetto, delle posizioni degli aerogeneratori esistenti in esercizio (  ) e di quelli esistenti oggetto di repowering ( \* ).



**Figura 2: Individuazione dell'area di installazione della Windfarm su immagine ortofotografica con evidenza dell'impianto di progetto (etichette bianche) e delle posizioni degli impianti esistenti oggetto di repowering (etichette gialle).**



TENPROJECT

**RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE  
DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO**

Codice  
Data creazione  
Data ultima modif.  
Revisione  
Pagina

Q.1  
05/12/2022  
17/03/2022  
00  
9 di 38



**Figura 3: Individuazione dell'area di installazione delle WTG su immagine ortofotografica nel prospetto 3D.**

### 3.2. DESCRIZIONE DEGLI AEROGENERATORI E CARATTERISTICHE GEOGRAFICHE DI POSIZIONE

Come detto precedentemente, le macchine considerate nel calcolo sono le seguenti:

- Le turbine di progetto di potenza nominale di 6 MW con altezza del mozzo posta a 125 m s.l.t e diametro del rotore pari a 170 m.
- Gli aerogeneratori in esercizio, che costituiscono un ampliamento dell'impianto esistente sono 6 aerogeneratori modello Vestas V126 3.0 MW con altezza mozzo pari a 117 m.

Si riportano di seguito le tabelle per l'individuazione geografica e le schede tecniche dei modelli di aerogeneratori considerati nel modello di simulazione.

**Tabella 2: Coordinate, tipologia e caratteristiche principali degli aerogeneratori di progetto.**

ID WTG	UTM WGS 84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine [m]	Modello Aerogeneratore	Altezza mozzo [m]	Potenza nominale [kW]
M01	296470	4179107	180	6.0 MW - 170	125	6000
M02	297006	4179213	180	6.0 MW - 170	125	6000
M03	297474	4179427	160	6.0 MW - 170	125	6000
M04	298387	4179541	193	6.0 MW - 170	125	6000
M05	298792	4179859	210	6.0 MW - 170	125	6000
M06	299387	4179836	207	6.0 MW - 170	125	6000
M07	300014	4179945	220	6.0 MW - 170	125	6000
M08	300556	4180035	200	6.0 MW - 170	125	6000
M09	301545	4179326	180	6.0 MW - 170	125	6000
M10	300482	4177749	170	6.0 MW - 170	125	6000
M11	299927	4177683	157	6.0 MW - 170	125	6000
M12	299411	4177540	150	6.0 MW - 170	125	6000
M13	298865	4177442	140	6.0 MW - 170	125	6000

**Tabella 3: Coordinate e tipologia delle turbine esistenti in un buffer di 2 km dall'impianto di progetto.**

ID WTG	UTM WGS 84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine [m]	Modello Aerogeneratore	Altezza mozzo [m]	Potenza nominale [kW]
MDV01	292990	4179088	151	VESTAS V126	117	3000
MDV02	293360	4179225	160	VESTAS V126	117	3000
MDV03	293979	4179423	160	VESTAS V126	117	3000
MDV04	292178	4181539	82	VESTAS V126	117	3000
MDV05	292592	4181653	82	VESTAS V126	117	3000
MDV06	293033	4181868	85	VESTAS V126	117	3000

	<b>RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO</b>	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	Q.1 05/12/2022 17/03/2022 00 11 di 38
---	---	---	---

### 3.3. INDIVIDUAZIONE E SCELTA DEI RECETTORI

Per il sito in esame, sono state prese in considerazione e valutate tutte le strutture presenti nell'area limitrofa i punti di futura installazione delle turbine di progetto accatastate in categoria A. Per il dettaglio della metodologia seguita per la scelta delle strutture da considerarsi come recettori sensibili si rimanda all'elaborato P1.1

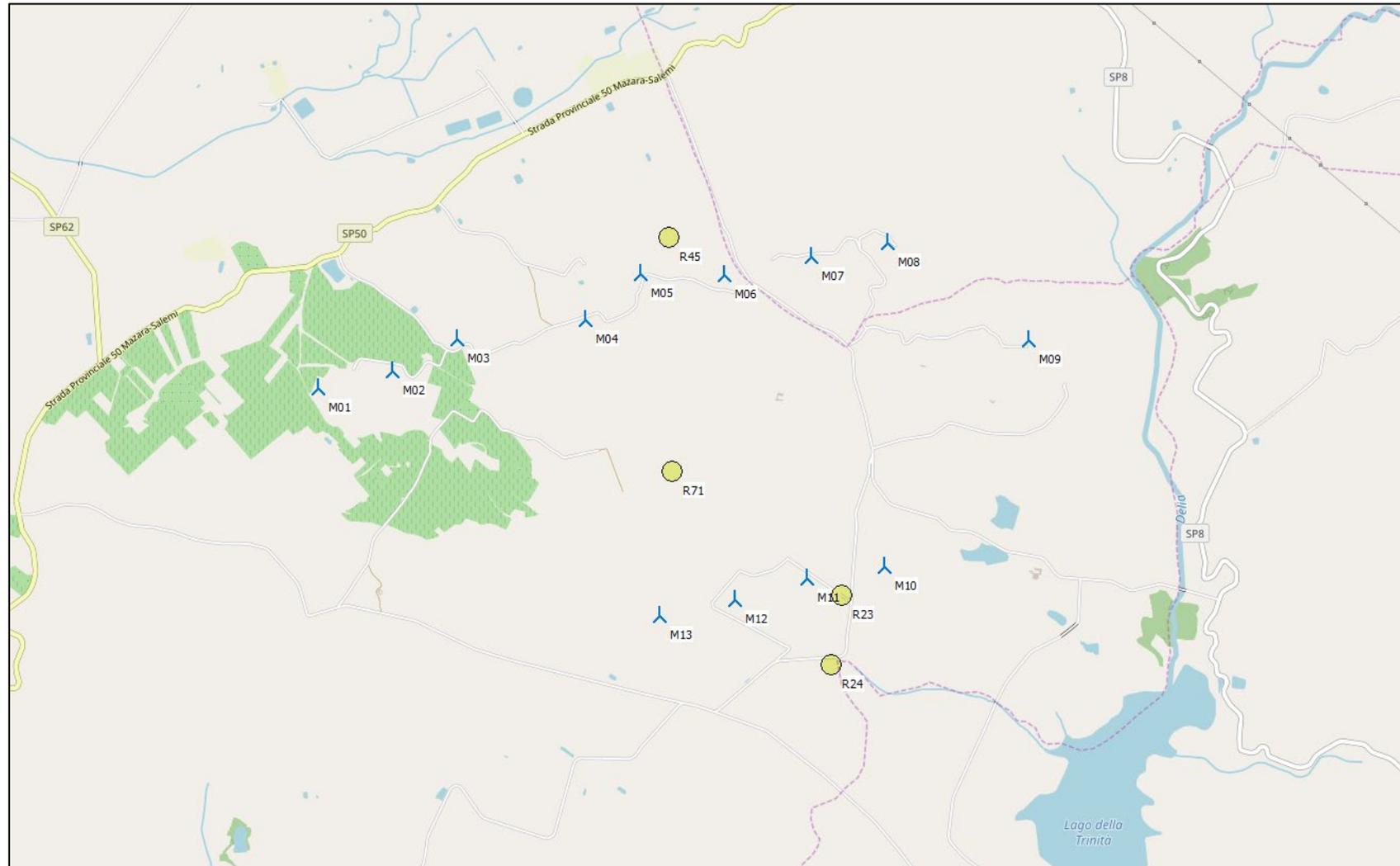
I recettori considerati sensibili sono mostrati nelle immagini a seguire e sono identificati da semicerchi gialli proposti su prospetto piano/ortofotografico estratto da Google Earth. La turbina di futura installazione è sempre contrassegnata con etichetta "M", mentre i recettori sensibili sono contrassegnati con l'identificativo "R" (Recettore).

**Per il sito in esame, l'analisi ha condotto all'individuazione di 4 recettori sensibili.**

A seguire saranno presentate una tabella di inquadramento geografico dei suddetti recettori e le immagini (proposte in versione con e senza cartografia di base onde renderne più comprensibile l'individuazione) relative alle porzioni di territorio interessate rispettivamente dalle turbine di progetto.

**Tabella 10: Inquadramento geografico – Coordinate dei recettori individuati.**

ID Recettore	UTM WGS 84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine s.l.m. [m]
<b>R23</b>	300172	4177552	164
<b>R24</b>	300085	4177065	160
<b>R45</b>	299002	4180111	175
<b>R71</b>	298983	4178458	138



**Figura 4: Vista di insieme di tutta l'area di studio con evidenza delle turbine di progetto (icone blu) e dei recettori sensibili (cerchi gialli ) indicati con etichetta "SR" su stralcio cartografico EMD OpenStreetMap estratto da WindPro.**



A seguire una tabella di riepilogo della matrice delle distanze intercorrenti tra recettori considerati nell'analisi e gli aerogeneratori di progetto.

**Tabella 11: Matrice delle distanze (in metri) aerogeneratori/recettori.**

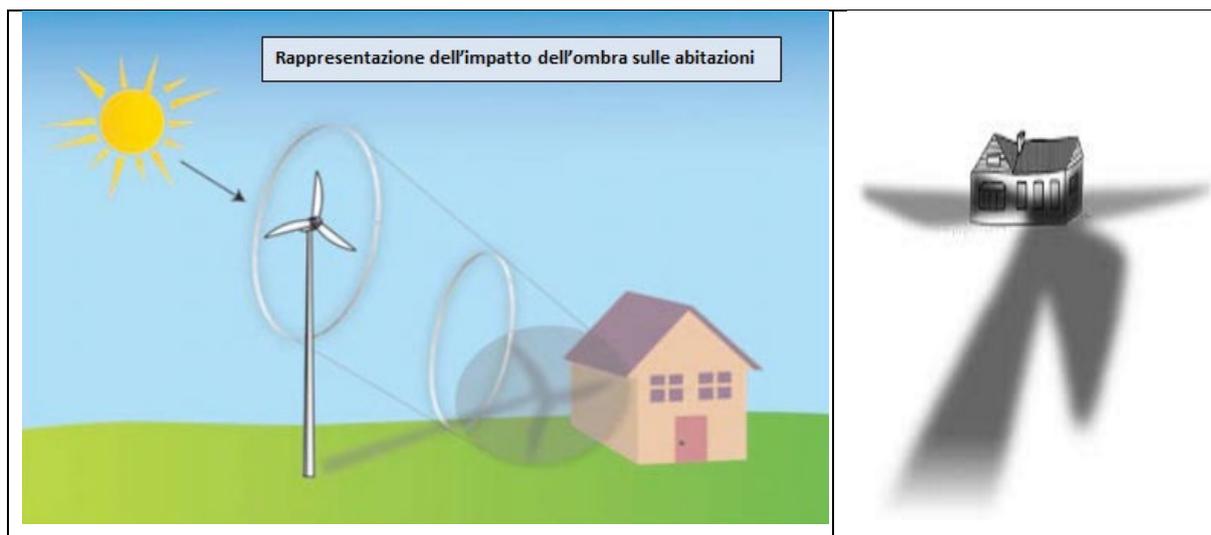
		RECETTORI			
		R23	R24	R45	R71
AEROGENERATORI	M01	4015	4152	2724	2595
	M02	3575	3754	2189	2116
	M03	3286	3521	1674	1793
	M04	2673	3002	839	1236
	M05	2688	3079	328	1414
	M06	2415	2858	473	1436
	M07	2398	2881	1026	1809
	M08	2513	3007	1556	2227
	M09	2243	2691	2661	2705
	M10	367	791	2787	1658
	M11	<b>278</b>	638	2598	1221
	M12	761	825	2603	1013
	M13	1312	1277	2673	1023

In rosso è evidenziata la distanza minima tra aerogeneratore di progetto e recettore individuato. Nello specifico il recettore R23 dista 278 m dalla turbina M11.

## 4. ANALISI DI SHADOW - FLICKERING

### 4.1. CENNI SUL FENOMENO DELL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA GENERATA DAGLI AEROGENERATORI

Le turbine eoliche, come altre strutture fortemente sviluppate in altezza, proiettano un'ombra sulle aree adiacenti in presenza della luce solare diretta.



**Figura 5: Rappresentazione grafica dell'impatto dell'ombra generata da una turbina eolica**

Il cosiddetto fenomeno del "flickering" consiste in un effetto di lampeggiamento che si verifica quando le pale del rotore in movimento "tagliano" la luce solare in maniera intermittente. Il flickering si verifica solo in determinate condizioni e coinvolge solo un'area limitata che circonda un parco eolico; tuttavia, esso può determinare disturbo per i residenti dei fabbricati situati nei pressi dell'impianto e pertanto è importante valutare e garantire che l'esposizione sia limitata.

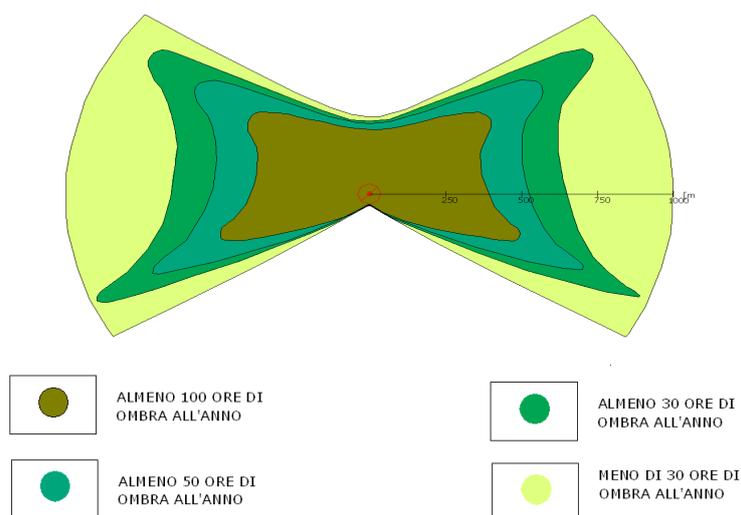
Affinché il fenomeno si verifichi presso un recettore, il cielo deve essere chiaro e la turbina deve funzionare, altrimenti non vengono emesse ombre in movimento; inoltre, il rotore della turbina deve essere situato lungo la linea di vista, senza ostacoli, dal recettore al sole. Poiché la posizione del sole cambia per tutto il giorno e per tutto l'anno, anche l'area interessata dall'ombra cambia. Il flickering è percepito come disturbante quando la variazione dell'intensità luminosa è superiore al livello di percezione dell'occhio umano.

La distanza tra una turbina eolica e un recettore influisce sull'intensità dello "sfarfallio" che diminuisce con la distanza dal recettore alla turbina, fino ad un punto in cui il cambiamento dell'intensità luminosa è inferiore a quello che l'occhio umano può distinguere. Le ombre proiettate vicino ad una turbina sono più intense, distinte e "focalizzate" perché una maggior parte del sole è bloccata intermittenemente dalle lame passanti. Quando aumenta la separazione tra il recettore e la turbina, la percentuale del sole oscurata diminuisce e le ombre diventano meno intense e meno discernibili. A una distanza di circa 10 volte il diametro del rotore, l'intensità del tremolio dell'ombra è significativamente ridotta e diventa meno percepibile all'occhio umano. L'intensità è anche ridotta se il piano del rotore è ad un angolo diverso da

quello perpendicolare alla linea di vista dal recettore al sole, anche perché le lame passanti oscurano una parte minore di sole. Le condizioni di illuminazione ambientale influenzano anche la visibilità dello sfarfallio: il flickering è più evidente in una stanza oscura con una finestra rivolta verso la turbina rispetto all'esterno dove i livelli di luce ambientale sono più alti. La frequenza o la velocità del tremolio dell'ombra è correlata alla velocità del rotore e al numero di lame sulla turbina. Alcune linee guida di paesi esteri raccomandano una velocità di flicker non superiore a 3 "tagli" al secondo.

Per la classica turbina eolica provvista di tre pale, questo effetto corrisponde quindi ad una completa rotazione del rotore in un secondo, equivalente a 60 giri al minuto (60 RPM). Tali valori sono tipici di aerogeneratori di piccola taglia con piccoli rotori (circa 20 m) e più elevata velocità di rotazione. Le attuali turbine in commercio di grande taglia hanno una velocità di rotazione ben inferiore a tali valori, con velocità del rotore tra gli 8 e i 12 giri al minuto. Ciò si traduce in bande che passano frequenze inferiori a 1 Hz o 1 ciclo al secondo. A queste basse frequenze, lo sfarfallio potrebbe essere motivo di fastidio, ma non costituisce una minaccia per la salute. Considerando la relazione spaziale tra le turbine e i recettori (localizzazioni geografiche e elevazioni del suolo) nonché la geometria delle turbine (altezza del mozzo e dimensioni del rotore), il verificarsi del fenomeno di flickering può essere accuratamente modellato e previsto con il dettaglio dei minuti.

Il grafico che segue riporta l'evoluzione annuale tipica dell'ombra di una turbina considerando il caso peggiore di pale sempre in rotazione intorno al mozzo, e orientate sempre ortogonalmente al sole durante la sua evoluzione giornaliera. Come è evidente dal grafico e dalla legenda, le ore annue di ombra sono sempre minori con l'aumentare della distanza dal pilone secondo una particolare geometria dettata dalla posizione geografica; da osservare che l'ombra arriva a proiettarsi anche sino ad una distanza di 1 km, anche se solo per pochi minuti all'anno.



**Figura 6: Evoluzione annuale tipo dell'ombra di un aerogeneratore**

In Italia, così come nella maggior parte dei paesi Europei ed extraeuropei non esiste una normativa specifica relativa al disturbo generato dal fenomeno di Shadow – Flickering. Esistono delle regolamentazioni locali ma quasi mai comprendono limiti numerici specifici, quanto piuttosto delle raccomandazioni tese a sottolineare che il fenomeno non sia "unreasonable" o "significant".

	<b>RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO</b>	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	Q.1 05/12/2022 17/03/2022 00 16 di 38
---	---	---	---

Il valore di riferimento più diffuso, presente in molte norme internazionali e assunto come valore qualitativo, è quello delle 30 ore per anno calcolate come ore effettive del fenomeno atteso al recettore, che in via generale corrisponde a circa 100-150 ore in worst case in dipendenza delle condizioni meteo.

#### 4.2. METODOLOGIA DI ANALISI

La valutazione tecnica è stata eseguita con l'ausilio di un software di simulazione specifico per la progettazione degli impianti eolici WIND PRO®, costituito da un insieme di moduli di elaborazione orientati alla simulazione di una moltitudine di aspetti che caratterizzano le diverse fasi progettuali. Il modulo SHADOW è quello specifico per la valutazione dell'evoluzione dell'ombra e del flickering.

I dati di input sono:

- modello DTM del terreno;
- la posizione degli aerogeneratori, il modello e le caratteristiche dimensionali;
- definizione di aree sensibili o recettori, posizione geografica e caratteristiche dimensionali dell'area disturbata (finestra, patio, area esterna)
- definizione di caratteristiche anemologiche dell'area per il calcolo del "real case" basato sulla effettiva distribuzione statistica dei dati del vento in relazione alle ore di funzionamento ed al posizionamento della navicella per la proiezione del rotore.
- definizione di dati meteorologici storici di una stazione di riferimento per il calcolo probabilistico delle ore di soleggiamento

Nel modello di calcolo dell'ombra utilizzato da windPRO i seguenti parametri definiscono la propagazione dell'ombra dietro il disco del rotore:

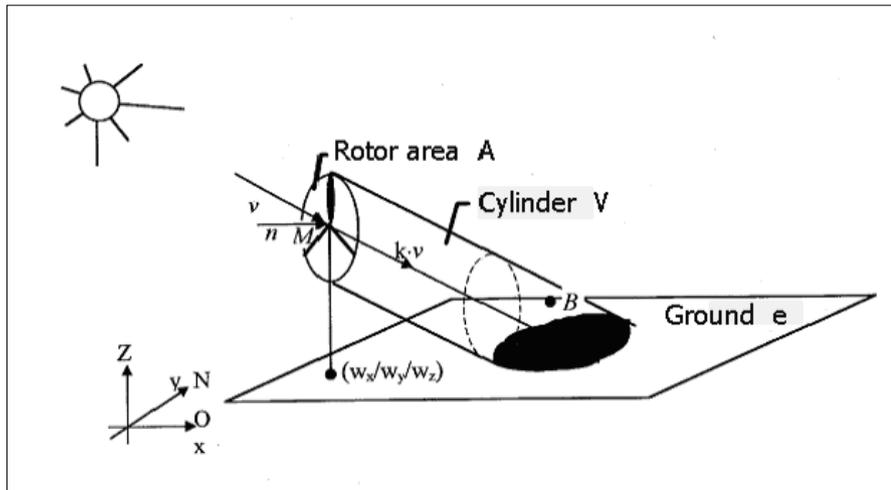
- Il diametro del Sole, D: 1.390.000 km
- La distanza dal Sole, d: 150.000.000 km
- Angolo di attacco: 0.531 gradi

Teoricamente, ciò comporterebbe un impatto di ombra fino a 4,8 km con un rotore di 45 metri di diametro. In realtà, tuttavia, le ombre non raggiungono mai il massimo teorico a causa delle caratteristiche ottiche dell'atmosfera. Quando il Sole diventa troppo basso all'orizzonte e la distanza diventa troppo lunga, l'ombra si disperde prima che raggiunga il suolo (o il recettore). Nelle impostazioni di calcolo, il flickering non è computato quando il sole è meno di 3° sopra l'orizzonte in quanto l'ombreggiamento per via della diffusione atmosferica non è percepibile, e l'area di influenza presa in considerazione è pari a 10 volte il diametro del rotore, nel caso specifico pari a 1700 m. Tali impostazioni sono decisamente cautelative.

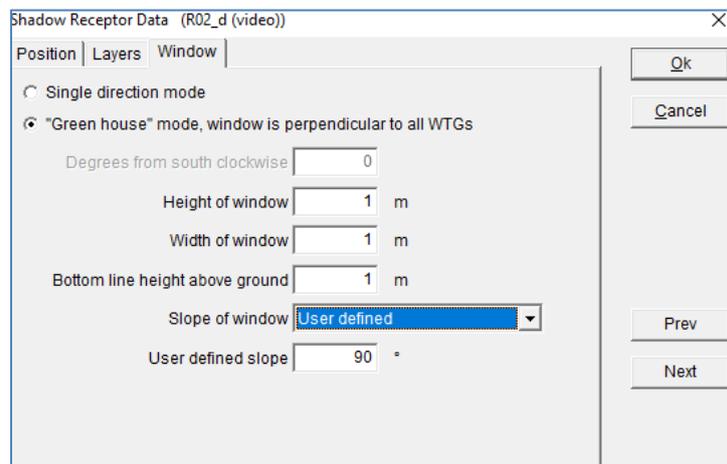
I recettori dell'ombra sono invece definiti nel modello dalle seguenti informazioni:

- La posizione della "finestra" sopra il livello del suolo e la sua dimensione (altezza e larghezza).
- L'inclinazione della "finestra" rispetto all'orizzontale (si può scegliere tra finestra verticale, orizzontale e tetto [45°]).
- L'orientamento direzionale della finestra rispetto al sud (in gradi, positivi, a ovest).
- In alternativa è possibile selezionare la modalità "Green house", ovvero il recettore è modellato con caratteristiche di una "serra" che riceve ombra da qualunque direzione in quanto

completamente esposto al fenomeno dell'ombra intermittente.

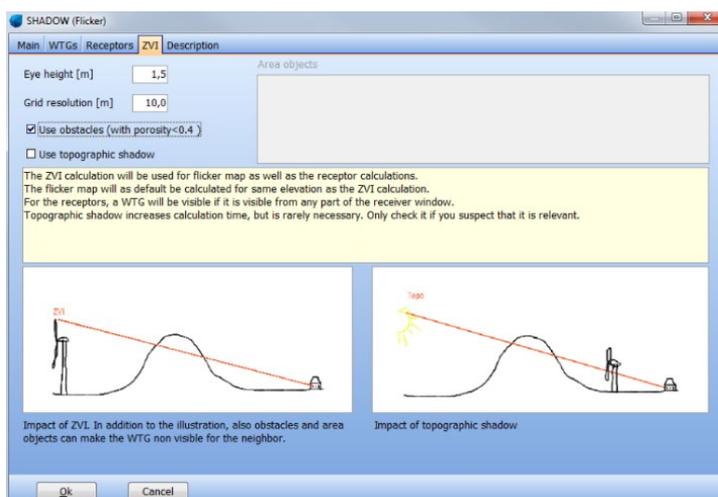


**Figura 7: Schema di calcolo del modulo Shadow**



**Figura 8: Finestra di input delle caratteristiche del recettore**

Il software tiene conto dell'ostacolo naturale costituito dall'orografia e da eventuali ostacoli inputati specificatamente (ad es. foreste, barriere naturali o artificiali etc..), grazie all'opzione ZVI.



**Figura 9: Finestra della opzione ZVI che tiene conto degli ostacoli naturali ed artificiali inputati nel software**

Per le simulazioni, ogni singolo ricettore viene considerato in modalità “green house”, cioè 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. Allo stesso tempo, si è trascurata la presenza degli alberi e di altri ostacoli posti ai margini delle strade che, “intercettando” l’ombra degli aerogeneratori, potrebbero ridurre il fastidio del flickering.

Ciò significa che i risultati ai quali si perverrà sono ampiamente cautelativi.

Ai fini di una comprensione del reale effetto di disturbo, lo studio è stato effettuato in modalità “Real Case”, ovvero tenendo conto dei dati statistici ricavati da una stazione anemometrica sita nella stessa area, e di una stazione meteo che fornisce i dati di copertura nuvolosa della zona. In tal modo, viene ricavato il numero di ore di ombreggiamento più realistico in quanto si tiene conto della reale presenza del sole e delle ore di funzionamento della turbina nell’arco di un anno anche in funzione della direzione del vento che influisce sull’orientamento delle pale rispetto al sole e dunque sull’ombra proiettata sui ricettori.

#### 4.3. DATI DI INPUT E PARAMETRI DEL MODELLO

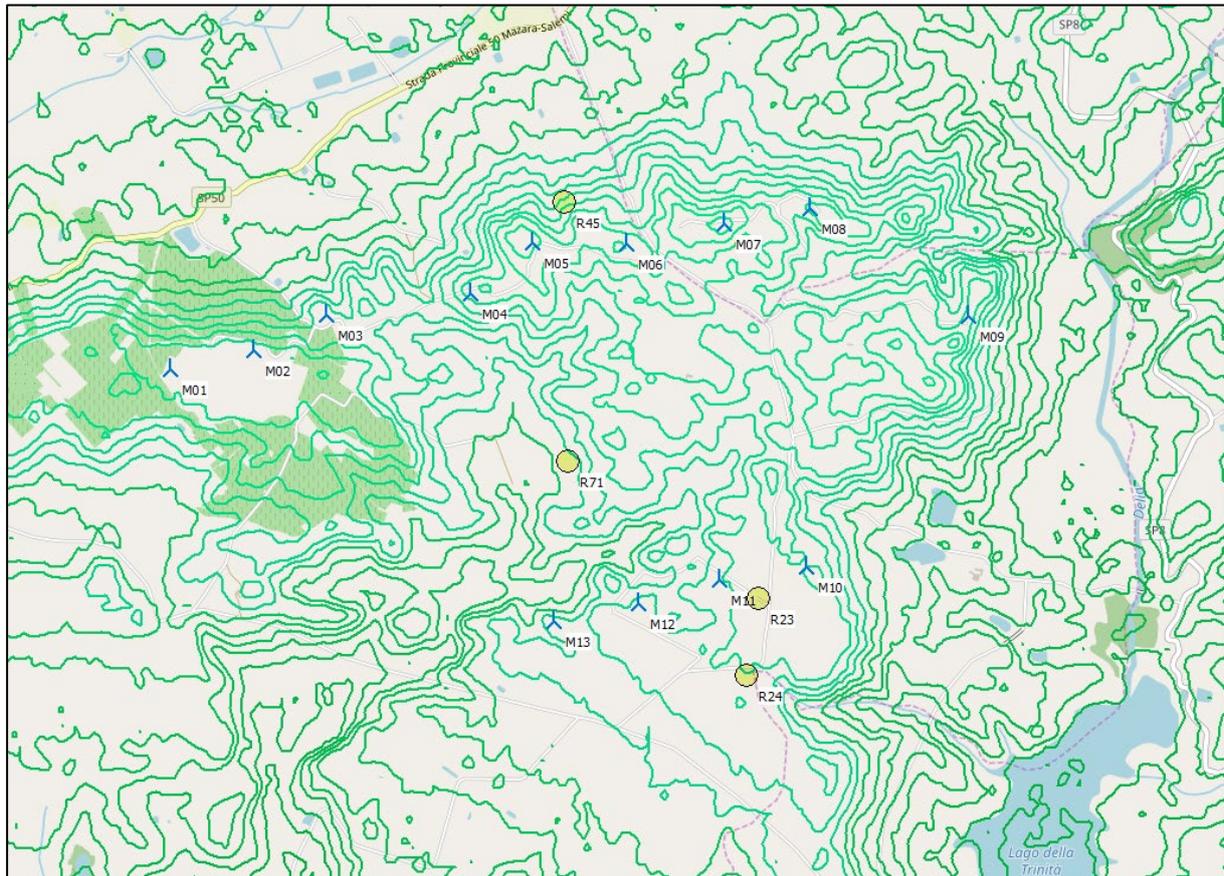
In base alla metodologia descritta nei paragrafi precedenti, sono stati utilizzati i seguenti dati di input per impostare il modello di simulazione per la valutazione del fenomeno di Shadow-Flickering degli aerogeneratori di esame:

DTM: Modello del terreno digitale per caratterizzare l’orografia, che svolge un ruolo importante nella mascheratura fisica dell’impatto dell’ombra

- Posizioni geografiche di recettori con dettaglio dimensionale delle aree più esposte.
- Posizioni geografiche di generatori di turbine eoliche e loro caratteristiche dimensionali
- Dati del vento di una stazione di misura locale per il calcolo dell’energia per stimare le ore operative e le probabilità associate alle diverse direzioni del vento
- Probabilità mensile della presenza del sole da una stazione meteo nazionale
- Nessun ostacolo naturale o artificiale è stato modellato.

#### 4.4. DTM

Il modello digitale del terreno DTM (Digital Terrain Model) è stato estrapolato dal grid disponibile in download dal satellite, georeferenziato, sovrapposto, confrontato e adeguato con le curve di livello presenti sulla cartografia ufficiale CTR 1:10.000 con uno step di 10 m. Il modello digitale ottenuto copre un'area di 40x40 Km e trova un buon riscontro con l'andamento orografico verificato in sito.



**Figura 10: Stralcio del DTM di input con posizione degli aerogeneratori.**

#### 4.5. INPUT PER LA MODELLAZIONE DEL "REAL CASE"

Per un calcolo "REAL CASE" affidabile, sono richieste le probabilità mensili di presenza di sole in aggiunta ai dati locali sul vento. I dati meteo di copertura nuvolosa sono dedotti dalla stazione meteo di Trapani/Birgi posta a circa 18 km a sud ovest dell'area di studio. La distanza dalla stazione di riferimento risulta essere rappresentativa per le condizioni locali.

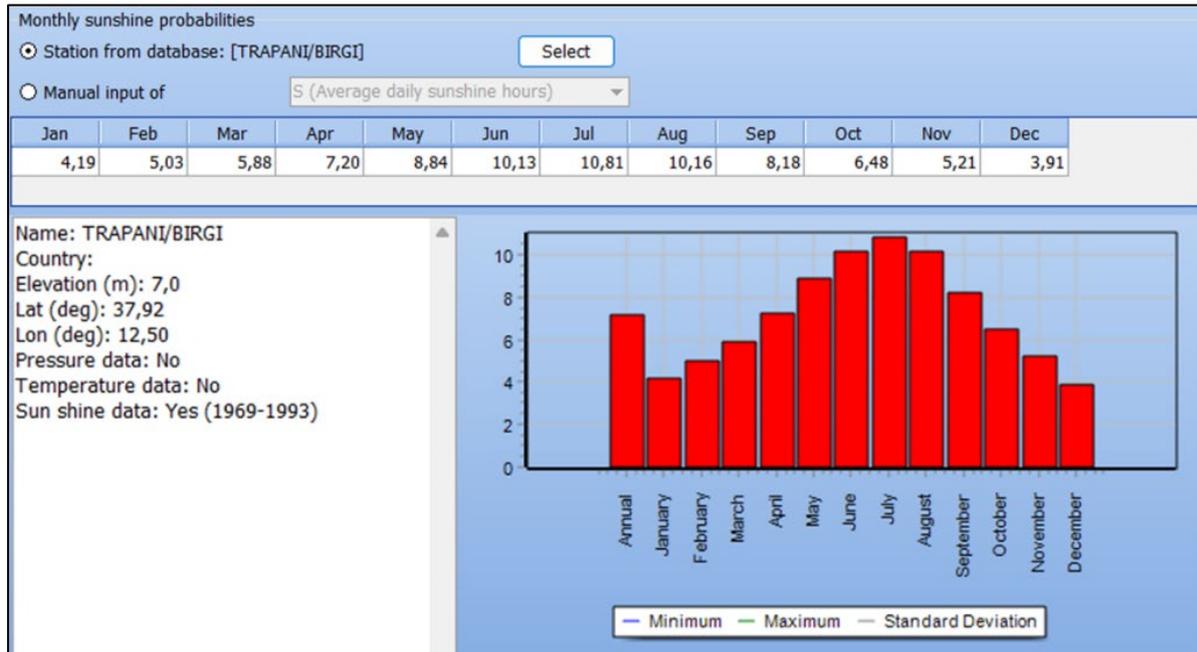
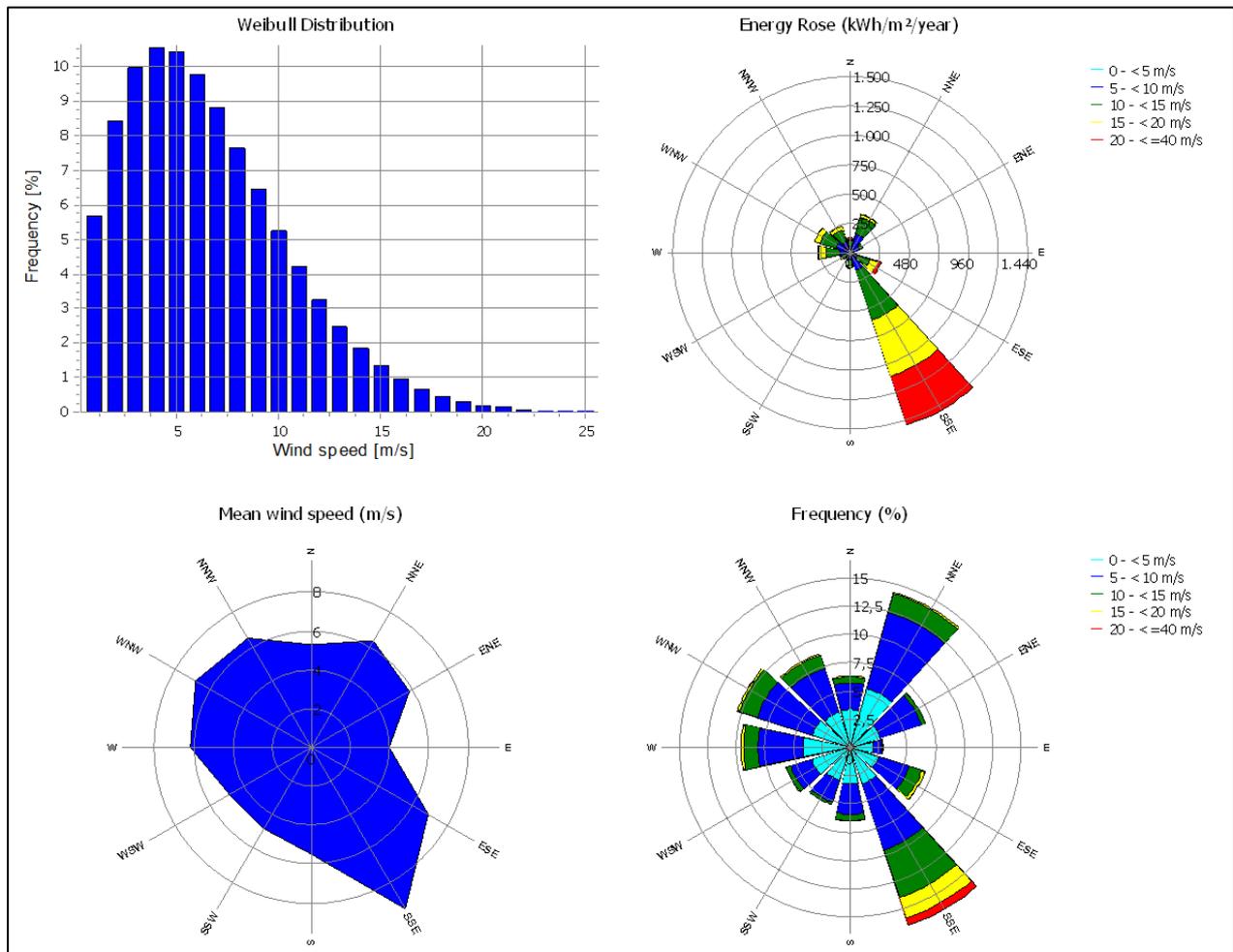


Figura 11: Valori di probabilità di soleggiamento mensile della stazione meteo di Trapani/Birgi.

I dati meteo utili al calcolo energetico e di funzionamento degli aerogeneratori sono stati ricavati dai dati anemologici di un nodo satellitare i cui dati sono disponibili per il download dal database EMD del software. Tale stazione, ha una disponibilità di dati tale da poter esser considerata rappresentativa dell'anemologia e della climatologia dell'area ed è posta in un punto centrale del layout.

I parametri anemologici a seguire fanno riferimento al dato ad altezza 100 m s.l.t.



**Figura 12: Informazioni sulla anemologia locale utili al calcolo dello shadow flickering.**

Con i dati del vento di input illustrati nella figura il software calcola la producibilità di ogni macchina e le ore equivalenti utilizzando le statistiche aggregate in Weibull per settore di direzione.

Dal calcolo worst case che considera il sole sempre presente e macchine sempre in funzionamento il software applica dei valori probabilistici di reale funzionamento e reale copertura nuvolosa tenendo anche in conto delle frequenze percentuali di ogni direzione.

	<b>RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO</b>	Codice	Q.1
		Data creazione	05/12/2022
		Data ultima modif.	17/03/2022
		Revisione	00
		Pagina	22 di 38

## 5. RISULTATI

Si riportano di seguito sinteticamente in forma tabellare i risultati di durata cumulativa del fenomeno (dovuto complessivamente alla presenza degli aerogeneratori di progetto e a quelli esistenti) per i recettori analizzati evidenziati, per le condizioni Real Case. I risultati ottenuti considerano l'effetto dello scenario di progettazione, ovvero il repowering con dismissione delle 24 turbine esistenti ed installazione dei 13 aerogeneratori di progetto, unitamente alla presenza dell'impianto esistente in esercizio di cui alle sezioni precedenti.

**Tabella 4: Risultati del calcolo cumulativo scenario di progetto ed impianto esistente: durata del fenomeno attesa in condizioni Real case sui singoli recettori nelle condizioni di repowering progettuale.**

ID Recettore	Shadow "Worst case" hours per year	Shadow days per year	Max shadow hours per day	Shadow "Real case" hours per year
	[h/year]	[days/year]	[h/day]	[h/year]
R23	167:09	162	01:52	66:40
R24	16:43	52	00:28	06:30
R45	445:56	207	03:16	118:53
R71	12:30	94	00:34	09:51

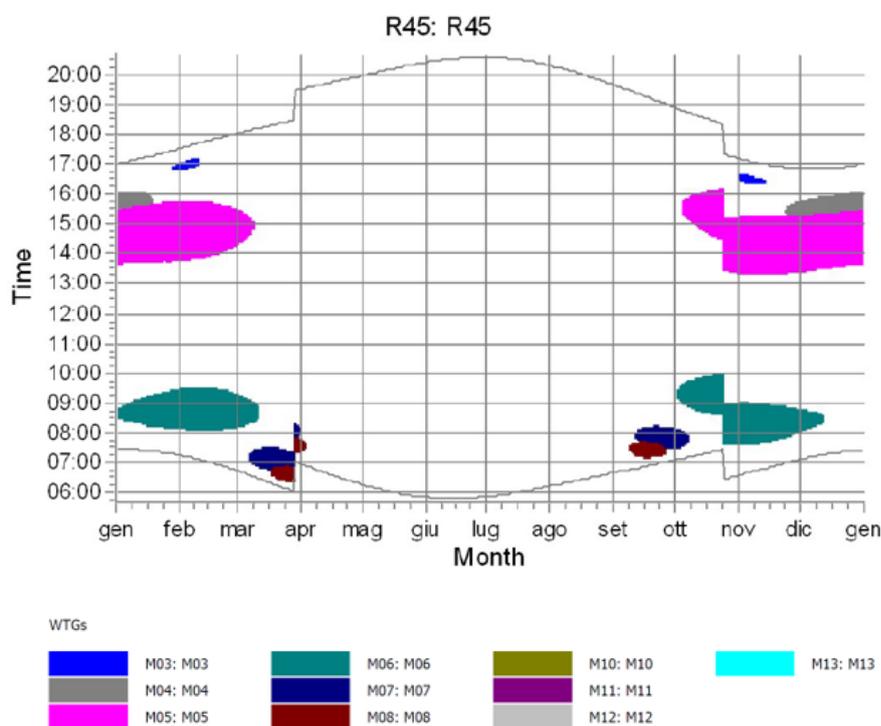
Tali risultati in forma tabellare sono altresì riportati in Allegato 3, sottoforma di grafico a bande colori che evidenzia la durata del fenomeno di ombreggiamento dovuto ai singoli aerogeneratori per ciascuno dei quattro recettori considerati.

## 5.1. ANALISI DEI RISULTATI

Dalle simulazioni effettuate, si evince che gli aerogeneratori di progetto generano il fenomeno di shadow/flickering su tutti e 4 i recettori analizzati, su due in maniera marginale e su 2 in maniera tangibile.

In appendice è allegato un calendario (rif. Appendice *Calendar*), che riporta in maniera grafica giorno per giorno, per tutto l'anno, la durata giornaliera del fenomeno, l'orario di inizio e di fine del fenomeno, nelle condizioni di caso reale. Dalla lettura del "*Calendar*" si legge che il fenomeno dell'ombreggiamento, si esplica sui recettori con intensità variabile nei diversi mesi dell'anno.

Nella figura che segue è riportato a titolo di esempio il grafico "calendar" di un recettore: le macchie individuano i momenti di shadow, la posizione nel grafico individua tempo e durata del fenomeno, il colore della macchia individua la turbina che causa il fenomeno.



**Figura 13: Rappresentazione grafica dell'ombreggiamento durante l'anno alle diverse fasce orarie e nei diversi mesi, i differenti colori sono utilizzati per distinguere le turbine che causano l'ombreggiamento.**

L'allegato 2 riporta il dettaglio analitico di quanto espresso dal grafico precedente con gli specifici orari di inizio e di fine del fenomeno. A seguire è altresì riportata la sintesi grafica annuale (allegato 3, come mostra l'immagine precedente) dell'apporto di ombreggiamento a carico di ogni recettore ed il/gli aerogeneratore/i responsabile/i del fenomeno.

Il fenomeno dell'ombreggiamento interessa marginalmente tratti di strade provinciali principali, per durate annuali che non superano le 15 ore/anno, ma solo in alcuni tratti. Le strade comunali interne all'impianto sono interessate dal fenomeno per valori che superano anche le 100 ore anno, e tra queste

	<b>RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO</b>	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	Q.1 05/12/2022 17/03/2022 00 24 di 38
---	---	---	---

un breve tratto della SP 65 di Madonna Bona nei pressi dell'aerogeneratore M6. I valori possono comunque considerarsi assolutamente compatibili con la tipologia di strada e sue velocità di percorrenza, inoltre preme evidenziare che nelle simulazioni non si è tenuto conto della possibile presenza di vegetazione capace di offrire un effetto "barriera" ai recettori e/o alle strade limitrofe. Inoltre, la percezione dell'impianto dalla strada risulterebbe essere "in movimento" e quindi legata alla breve permanenza delle automobili in transito, per cui il fastidio indotto sarebbe temporalmente limitato. A questo si aggiunge che le simulazioni sono state effettuate assumendo le "condizioni peggiori", sovrastimando pertanto l'effetto di flickering.

Lo studio eseguito ha evidenziato che il fenomeno di shadow flickering si presenta in maniera minima per alcuni dei recettori individuati, per i quali l'esposizione al fenomeno è al di sotto del limite delle 30 ore annue in condizioni real case. Gli aerogeneratori di progetto generano un fenomeno cumulativo tangibile sui recettori R23 e R45, per i quali risulta un valore di durata reale atteso superiore alle 30 ore/anno. Da osservare che i periodi di maggiore ombreggiamento corrispondono ai periodi invernali quando il sole tramonta e le ombre sono più lunghe, ma durante questi periodi l'impatto dell'ombreggiamento è meno rilevante proprio perché la luminosità del sole è più blanda.

Per i recettori citati, la durata del fenomeno risulterebbe comunque inferiore ai risultati emersi in quanto, i sopralluoghi in sito, hanno mostrato la presenza di schermature naturali (vegetazione) che circondano i fabbricati. Inoltre, sebbene siano classificati catastalmente in classe A e quindi associati a strutture di carattere abitativo, il loro stato attuale è di totale abbandono con assenza dei requisiti minimi di abitabilità o agibilità nonché di attività umana di qualsiasi tipo.

Il fenomeno dell'ombreggiamento interessa marginalmente tratti limitati della viabilità pubblica e privata sui quali gli effetti sono del tutto irrilevanti in quanto in nessun caso si superano le 35 ore/anno. Si fa presente che anche per la viabilità, nelle simulazioni effettuate non si è tenuto conto della possibile presenza di vegetazione capace di offrire un effetto "barriera" e, in genere, sono state assunte condizioni "peggiori", sovrastimandosi pertanto l'effetto di flickering. Inoltre, la percezione dell'impianto dalla strada risulterebbe essere "in movimento" e quindi legata alla breve permanenza delle automobili in transito. Il dato emerso risulta accettabile in relazione al fatto che il fenomeno si presenta soprattutto all'alba ed al tramonto.

 <b>TENPROJECT</b>	<b>RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO</b>	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	Q.1 05/12/2022 17/03/2022 00 25 di 38
---	---	---	---

## 6. CONCLUSIONI E RACCOMANDAZIONI

In conclusione, si può affermare che i risultati ottenuti delle elaborazioni evidenziano, pur considerando le condizioni più sfavorevoli, che le turbine di progetto analizzate in tale studio generano effetti di shadow flickering i cui impatti risultano entro limiti considerati accettabili per alcuni recettori, modesti o trascurabili per altri.

In via generale va comunque sottolineato che, anche laddove sussistono le condizioni più sfavorevoli di esposizione, come nel caso del recettore individuato con R45 per il quale il fenomeno di ombreggiamento si manifesterebbe per un periodo di circa 118 ore/anno per l'elaborazione effettuata nelle condizioni più verosimili ("Real Case"), i risultati devono comunque intendersi a carattere cautelativo poiché l'elaborazione ed il modello di simulazione non tiene in conto di tutte le possibili fonti di attenuazione dell'effetto cui ogni recettore è (o può essere) soggetto quali presenza di alberi, ostacoli, siepi e quant'altro possa attenuare il fenomeno dell'evoluzione giornaliera dell'ombra.

I risultati ottenuti sono fortemente cautelativi anche per i motivi di seguito dettagliati:

- da sopralluogo in sito risulta che i recettori individuati sono in stato di totale abbandono;
- la simulazione condotta ha considerato l'ipotesi di cautela della modalità "green house mode", quindi non si è tenuto conto della reale posizione di superfici trasparenti (finestre) caratterizzanti i recettori individuati, la loro relativa dimensione, nonché l'inclinazione e l'orientamento delle stesse.
- l'installazione di macchine di grandi dimensioni permette di avere una velocità di rotazione molto ridotta, significativamente inferiore a 60 RPM (pari a 9 giri/minuto circa), perciò lo sfarfallio potrebbe essere motivo di fastidio, ma non costituisce comunque una minaccia per la salute.
- l'analisi non ha tenuto conto di alcuni momenti di indisponibilità degli aerogeneratori dovuti a guasti o altri momenti di stop per la conduzione di attività di manutenzione delle singole macchine o dell'impianto in generale.

 <b>TENPROJECT</b>	<b>RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO</b>	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	Q.1 05/12/2022 17/03/2022 00 26 di 38
---	---	---	---

## 7. BIBLIOGRAFIA

*WindPRO Help, EMD International Co. Denmark, version 3.1.597*

*WindPRO, EMD International Co. Denmark, version 2.7.490*

*Photosensitive Epilepsy, Epilepsy Action (British Epilepsy Association), website:*

*<http://www.epilepsy.org.uk/info/photo.html> Leeds, UK, November 2009.*

*Wind Energy Handbook, Wiley Editions 2011, Burton Jenkins, Sharpe, Bossanyi*

*Richard Lampeter :Shadow Flicker Regulations and Guidance: New England and Beyond*

## 8. ALLEGATO 1: "MAIN RESULT": QUADRO SINTETICO DEI RISULTATI DI CALCOLO nell'ipotesi elaborata di "Worst Case" e "Real Case"

### SHADOW - Main Result

**Calculation:** Repowering

**Assumptions for shadow calculations**

Maximum distance for influence  
Calculate only when more than 20 % of sun is covered by the blade  
Please look in WTG table

Minimum sun height over horizon for influence 3 °  
Day step for calculation 1 days  
Time step for calculation 1 minutes

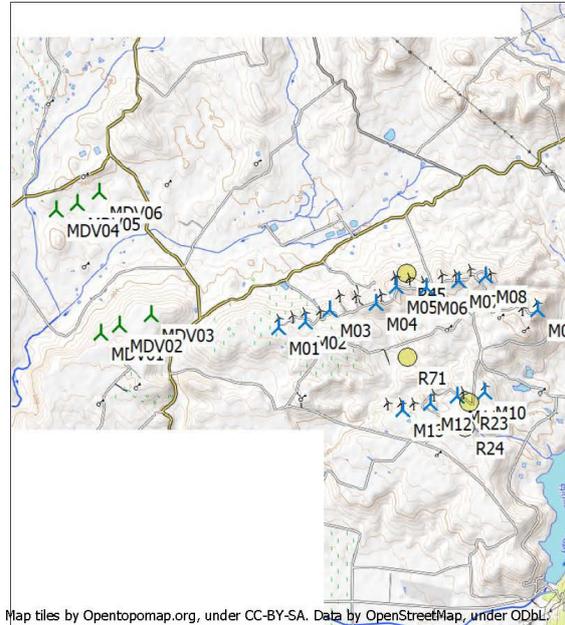
Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) [TRAPANI/BIRGI]  
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec  
4,19 5,03 5,88 7,20 8,84 10,13 10,81 10,16 8,18 6,48 5,21 3,91

Operational hours are calculated from WTGs in calculation and wind distribution:  
SDP TP\_373\_65m

Operational time  
N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum  
556 1.067 556 257 563 1.245 551 436 466 735 814 700 7.946  
Idle start wind speed: Cut in wind speed from power curve

A ZVI (Zones of Visual Influence) calculation is performed before flicker calculation so non visible WTG do not contribute to calculated flicker values. A WTG will be visible if it is visible from any part of the receiver window. The ZVI calculation is based on the following assumptions:  
Height contours used: DTM 40x40  
Obstacles not used in calculation  
Receptor grid resolution: 1,0 m  
Topographic shadow included in calculation

All coordinates are in  
UTM (north)-WGS84 Zone: 33



#### WTGs

	Easting	Northing	Z	Row data/Description	WTG type		Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data	
					Valid	Manufact.					Calculation distance [m]	RPM [RPM]
M01	296.470	4.179.107	180,0	M01	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-170-6.200	6.200	170,0	125,0	2.040	8,8
M02	297.006	4.179.213	180,0	M02	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-170-6.200	6.200	170,0	125,0	2.040	8,8
M03	297.474	4.179.427	160,0	M03	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-170-6.200	6.200	170,0	125,0	2.040	8,8
M04	298.387	4.179.541	192,8	M04	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-170-6.200	6.200	170,0	125,0	2.040	8,8
M05	298.792	4.179.859	210,0	M05	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-170-6.200	6.200	170,0	125,0	2.040	8,8
M06	299.387	4.179.836	207,3	M06	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-170-6.200	6.200	170,0	125,0	2.040	8,8
M07	300.014	4.179.945	220,0	M07	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-170-6.200	6.200	170,0	125,0	2.040	8,8
M08	300.556	4.180.035	200,0	M08	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-170-6.200	6.200	170,0	125,0	2.040	8,8
M09	301.545	4.179.326	180,0	M09	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-170-6.200	6.200	170,0	125,0	2.040	8,8
M10	300.482	4.177.749	170,0	M10	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-170-6.200	6.200	170,0	125,0	2.040	8,8
M11	299.927	4.177.683	156,8	M11	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-170-6.200	6.200	170,0	125,0	2.040	8,8
M12	299.411	4.177.540	150,0	M12	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-170-6.200	6.200	170,0	125,0	2.040	8,8
M13	298.865	4.177.442	140,0	M13	Yes	Siemens Gamesa	SG 6.0-170-6.200	6.200	170,0	125,0	2.040	8,8
MDV01	292.990	4.179.088	151,4	MDV01	Yes	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	1.720	12,8
MDV02	293.360	4.179.225	160,0	MDV02	Yes	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	1.720	12,8
MDV03	293.979	4.179.423	160,0	MDV03	Yes	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	1.720	12,8
MDV04	292.178	4.181.539	81,6	MDV04	Yes	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	1.720	12,8
MDV05	292.592	4.181.653	82,3	MDV05	Yes	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	1.720	12,8
MDV06	293.033	4.181.868	85,4	MDV06	Yes	VESTAS	V126-3.0-3.000	3.000	126,0	117,0	1.720	12,8

#### Shadow receptor-Input

No.	Name	Easting	Northing	Z	Width [m]	Height [m]	Elevation a.g.l. [m]	Slope of window [°]	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l. [m]
R23	R23	300.172	4.177.552	164,4	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R24	R24	300.085	4.177.065	160,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R45	R45	299.002	4.180.111	174,6	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R71	R71	298.983	4.178.458	138,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0

## SHADOW - Main Result

**Calculation:** Repowering

### Calculation Results

Shadow receptor

No.	Name	Shadow, worst case		Max shadow hours per day [h/day]	Shadow, expected values
		Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]		Shadow hours per year [h/year]
R23	R23	167:09	162	1:52	66:46
R24	R24	16:43	52	0:28	6:30
R45	R45	445:56	207	3:16	119:03
R71	R71	36:30	94	0:34	9:51

Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
M01	M01	0:00	0:00
M02	M02	0:00	0:00
M03	M03	2:12	0:35
M04	M04	32:40	7:01
M05	M05	247:10	60:46
M06	M06	134:05	40:45
M07	M07	23:35	7:43
M08	M08	10:02	3:21
M09	M09	0:00	0:00
M10	M10	10:02	3:00
M11	M11	149:14	58:45
M12	M12	41:47	14:11
M13	M13	27:11	9:53
MDV01	MDV01	0:00	0:00
MDV02	MDV02	0:00	0:00
MDV03	MDV03	0:00	0:00
MDV04	MDV04	0:00	0:00
MDV05	MDV05	0:00	0:00
MDV06	MDV06	0:00	0:00

*Total times in Receptor wise and WTG wise tables can differ, as a WTG can lead to flicker at 2 or more receptors simultaneously and/or receptors may receive flicker from 2 or more WTGs simultaneously.*

*The calculation of the total expected values for a given receptor assumes a weighted average directional reduction for all WTGs contributing to shadow flicker within the same day. In the case where shadow flicker from different WTGs is not concurrent within the day, the total expected time at a given receptor may deviate marginally from the individual flicker time caused by each turbine separately.*







RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO

Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina Q.1 05/12/2022 17/03/2022 00 31 di 38

SHADOW - Calendar

Calculation: Repowering Shadow receptor: R24 - R24 Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) [TRAPANI/BIRGI] Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec 4,19 5,03 5,88 7,20 8,84 10,13 10,81 10,16 8,18 6,48 5,21 3,91

Operational time N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum 556 1.067 556 257 563 1.245 551 436 466 735 814 700 7.946 Idle start wind speed: Cut in wind speed from power curve

Table with columns for months (January to December) and rows for specific times of day (07:25 to 17:30). It includes data for sun rise/set, shadow reduction, and wind direction reduction.

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm) Minutes with flicker First time (hh:mm) with flicker Last time (hh:mm) with flicker (WTG causing flicker first time) (WTG causing flicker last time)







**SHADOW - Calendar**

**Calculation:** Repowering Shadow receptor: R71 - R71  
**Assumptions for shadow calculations**

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) [TRAPANI/BIRGI]  
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec  
4,19 5,03 5,88 7,20 8,84 10,13 10,16 8,18 6,48 5,21 3,91

Operational time  
N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum  
556 1.067 556 257 563 1.245 551 436 466 735 814 700 7.946  
Idle start wind speed: Cut in wind speed from power curve

	January	February	March	April	May	June		
1	07:25	07:58 (M11)	07:14	07:37 (M10)	06:43	06:57	06:15	05:50
	17:01	33 08:31 (M11)	17:32	11 07:48 (M10)	18:02	19:32	19:59	20:25
2	07:25	07:59 (M11)	07:14	07:37 (M10)	06:41	06:55	06:14	05:49
	17:02	32 08:31 (M11)	17:33	13 07:50 (M10)	18:03	19:33	20:00	20:26
3	07:25	07:59 (M11)	07:13	07:36 (M10)	06:40	06:54	06:13	05:49
	17:03	32 08:31 (M11)	17:35	15 07:51 (M10)	18:04	19:34	20:01	20:26
4	07:25	08:00 (M11)	07:12	07:35 (M10)	06:38	06:52	06:12	05:49
	17:03	31 08:31 (M11)	17:36	17 07:52 (M10)	18:05	19:34	20:02	20:27
5	07:25	08:01 (M11)	07:11	07:34 (M10)	06:37	06:51	06:11	05:49
	17:04	31 08:32 (M11)	17:37	18 07:52 (M10)	18:06	19:35	20:03	20:28
6	07:25	08:01 (M11)	07:10	07:33 (M10)	06:36	06:49	06:10	05:48
	17:05	31 08:32 (M11)	17:38	19 07:52 (M10)	18:07	19:36	20:04	20:28
7	07:25	08:02 (M11)	07:09	07:32 (M10)	06:34	06:48	06:08	05:48
	17:06	30 08:32 (M11)	17:39	21 07:53 (M10)	18:08	19:37	20:05	20:29
8	07:25	08:03 (M11)	07:08	07:31 (M10)	06:33	06:46	06:07	05:48
	17:07	29 08:32 (M11)	17:40	22 07:53 (M10)	18:09	19:38	20:06	20:29
9	07:25	08:04 (M11)	07:07	07:30 (M10)	06:31	06:45	06:06	05:48
	17:08	28 08:32 (M11)	17:41	23 07:53 (M10)	18:10	19:39	20:06	20:30
10	07:25	08:05 (M11)	07:06	07:29 (M10)	06:30	06:43	06:05	05:48
	17:09	27 08:32 (M11)	17:42	23 07:52 (M10)	18:11	19:40	20:07	20:31
11	07:25	08:05 (M11)	07:05	07:29 (M10)	06:28	06:42	06:04	05:47
	17:10	26 08:31 (M11)	17:43	22 07:51 (M10)	18:12	19:41	20:08	20:31
12	07:25	08:06 (M11)	07:04	07:30 (M10)	06:27	06:40	06:03	05:47
	17:11	25 08:31 (M11)	17:45	21 07:51 (M10)	18:13	19:42	20:09	20:31
13	07:25	08:08 (M11)	07:03	07:31 (M10)	06:25	06:39	06:03	05:47
	17:12	23 08:31 (M11)	17:46	19 07:50 (M10)	18:14	19:43	20:10	20:32
14	07:24	08:08 (M11)	07:02	07:32 (M10)	06:24	06:37	06:02	05:47
	17:13	22 08:30 (M11)	17:47	17 07:49 (M10)	18:15	19:44	20:11	20:32
15	07:24	08:10 (M11)	07:00	07:34 (M10)	06:22	06:36	06:01	05:47
	17:14	20 08:30 (M11)	17:48	13 07:47 (M10)	18:16	19:44	20:12	20:33
16	07:24	08:12 (M11)	06:59	07:38 (M10)	06:21	06:35	06:00	05:47
	17:15	17 08:29 (M11)	17:49	6 07:44 (M10)	18:17	19:45	20:13	20:33
17	07:24	08:14 (M11)	06:58		06:19	06:33	05:59	05:47
	17:16	13 08:27 (M11)	17:50		18:18	19:46	20:13	20:33
18	07:23	08:17 (M11)	06:57		06:18	06:32	05:58	05:47
	17:17	9 08:26 (M11)	17:51		18:19	19:47	20:14	20:34
19	07:23		06:56		06:16	06:30	05:57	05:48
	17:18		17:52		18:20	19:48	20:15	20:34
20	07:22		06:54		06:15	06:29	05:57	05:48
	17:19		17:53		18:21	19:49	20:16	20:34
21	07:22		06:53		06:13	06:28	05:56	05:48
	17:20		17:54		18:22	19:50	20:17	20:35
22	07:21		06:52		06:12	06:26	05:55	05:48
	17:21		17:55		18:23	19:51	20:18	20:35
23	07:21		06:51		06:10	06:25	05:55	05:48
	17:22		17:56		18:23	19:52	20:18	20:35
24	07:20		06:49		06:09	06:24	05:54	05:49
	17:23		17:57		18:24	19:53	20:19	20:35
25	07:20		06:48		06:07	06:23	05:53	05:49
	17:25		17:58		18:25	19:54	20:20	20:35
26	07:19		06:47		06:06	06:21	05:53	05:49
	17:26		17:59		18:26	19:55	20:21	20:35
27	07:18		06:45		06:04	06:20	05:52	05:49
	17:27		18:00		18:27	19:55	20:22	20:35
28	07:18		06:44		06:03	06:19	05:52	05:50
	17:28		18:01		18:28	19:56	20:22	20:35
29	07:17	07:40 (M10)			07:01	06:18	05:51	05:50
	17:29	4 07:44 (M10)			19:29	19:57	20:23	20:36
30	07:16	07:39 (M10)			07:00	06:16	05:51	05:51
	17:30	7 07:46 (M10)			19:30	19:58	20:24	20:35
31	07:15	07:38 (M10)			06:58		05:50	
	17:31	9 07:47 (M10)			19:31	20:24		
Potential sun hours	306	302	370	395	440			
Total, worst case	479	280						
Sun reduction	0,42	0,47						
Oper. time red.	0,91	0,91						
Wind dir. red.	0,68	0,66						
Total reduction	0,26	0,28						
Total, real	125	79						

**Table layout: For each day in each month the following matrix apply**

Day in month	Sun rise (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time)	(WTG causing flicker last time)
--------------	------------------	----------------------	---------------------------------	--------------------------------	----------------------------------	---------------------------------

### SHADOW - Calendar

**Calculation:** Repowering Shadow receptor: R71 - R71  
**Assumptions for shadow calculations**

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) [TRAPANI/BIRGI]  
 Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec  
 4,19 5,03 5,88 7,20 8,84 10,13 10,81 10,16 8,18 6,48 5,21 3,91

Operational time

N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum  
 556 1.067 556 257 563 1.245 551 436 466 735 814 700 7.946  
 Idle start wind speed: Cut in wind speed from power curve

	July	August	September	October	November	December
1	05:51 20:35	06:12 20:19	06:39 19:40	07:04 18:54	06:34 17:12	06:58 (M10) 16:51 26
2	05:51 20:35	06:13 20:18	06:40 19:39	07:05 18:53	06:35 17:11	06:59 (M10) 16:51 27
3	05:52 20:35	06:14 20:17	06:41 19:37	07:06 18:51	06:36 17:10	07:00 (M10) 16:51 28
4	05:52 20:35	06:15 20:16	06:41 19:36	07:07 18:50	06:37 17:09	07:02 (M10) 16:51 29
5	05:53 20:35	06:16 20:15	06:42 19:34	07:08 18:48	06:38 17:08	07:03 (M10) 16:51 30
6	05:54 20:35	06:17 20:14	06:43 19:33	07:09 18:47	06:39 17:07	07:04 (M10) 16:51 31
7	05:54 20:35	06:17 20:13	06:44 19:31	07:10 18:45	06:40 17:06	07:05 (M10) 16:51 31
8	05:55 20:34	06:18 20:12	06:45 19:30	07:11 18:44	06:41 17:05	07:06 (M10) 16:51 31
9	05:55 20:34	06:19 20:11	06:46 19:28	07:11 18:42	06:42 17:04	07:07 (M10) 16:51 32
10	05:56 20:34	06:20 20:10	06:46 19:27	07:12 18:41	06:43 17:03	07:08 (M10) 16:51 32
11	05:56 20:33	06:21 20:08	06:47 19:25	07:13 18:39	06:44 17:02	07:10 (M10) 16:51 33
12	05:57 20:33	06:22 20:07	06:48 19:24	07:14 18:38	06:46 17:01	07:11 (M10) 16:51 33
13	05:58 20:32	06:23 20:06	06:49 19:22	07:15 18:36	06:47 17:01	07:12 (M10) 16:51 33
14	05:58 20:32	06:23 20:05	06:50 19:21	07:16 18:35	06:48 17:00	07:16 16:51 33
15	05:59 20:32	06:24 20:04	06:51 19:19	07:17 18:34	06:49 16:59	07:17 16:52 33
16	06:00 20:31	06:25 20:02	06:51 19:17	07:18 18:32	06:50 16:58	07:18 16:52 34
17	06:01 20:31	06:26 20:01	06:52 19:16	07:19 18:31	06:51 16:58	07:18 16:52 34
18	06:01 20:30	06:27 20:00	06:53 19:14	07:20 18:30	06:52 16:57	07:19 16:53 34
19	06:02 20:29	06:28 19:58	06:54 19:13	07:21 18:28	06:53 16:56	07:20 16:53 34
20	06:03 20:29	06:29 19:57	06:55 19:11	07:22 18:27	06:54 16:56	07:20 16:53 34
21	06:03 20:28	06:29 19:56	06:56 19:10	07:23 18:26	06:55 16:55	07:21 16:54 34
22	06:04 20:27	06:30 19:54	06:57 19:08	07:24 18:24	06:56 16:55	07:21 16:54 34
23	06:05 20:27	06:31 19:53	06:57 19:07	07:25 18:23	06:57 16:54	07:22 16:55 34
24	06:06 20:26	06:32 19:52	06:58 19:05	07:26 18:22	06:58 16:54	07:22 07:54 (M11) 16:55 34
25	06:07 20:25	06:33 19:50	06:59 19:03	07:27 17:20	06:59 16:53	07:23 08:02 (M11) 16:56 34
26	06:07 20:24	06:34 19:49	07:00 19:02	06:28 17:19	07:00 16:53	07:23 07:50 (M11) 16:57 34
27	06:08 20:24	06:35 19:48	07:01 19:00	06:29 17:18	07:01 16:52	07:23 08:07 (M11) 16:57 34
28	06:09 20:23	06:35 19:46	07:02 18:59	06:30 17:17	07:02 16:52	07:24 08:09 (M11) 16:57 34
29	06:10 20:22	06:36 19:45	07:03 18:57	06:31 17:16	07:03 16:52	07:24 08:10 (M11) 16:58 33
30	06:11 20:21	06:37 19:43	07:03 18:56	06:32 17:14	07:04 16:52	07:24 08:11 (M11) 16:59 33
31	06:12 20:20	06:38 19:42	06:33 17:13	06:59 (M10) 07:21 (M10)	07:04 07:25	07:24 17:00 08:12 (M11) 16:59 33
Potential sun hours	449	422	374	349	305	298
Total, worst case				101	328	1002
Sun reduction				0,58	0,51	0,41
Oper. time red.				0,91	0,91	0,91
Wind dir. red.				0,66	0,67	0,68
Total reduction				0,35	0,31	0,25
Total, real				35	102	251

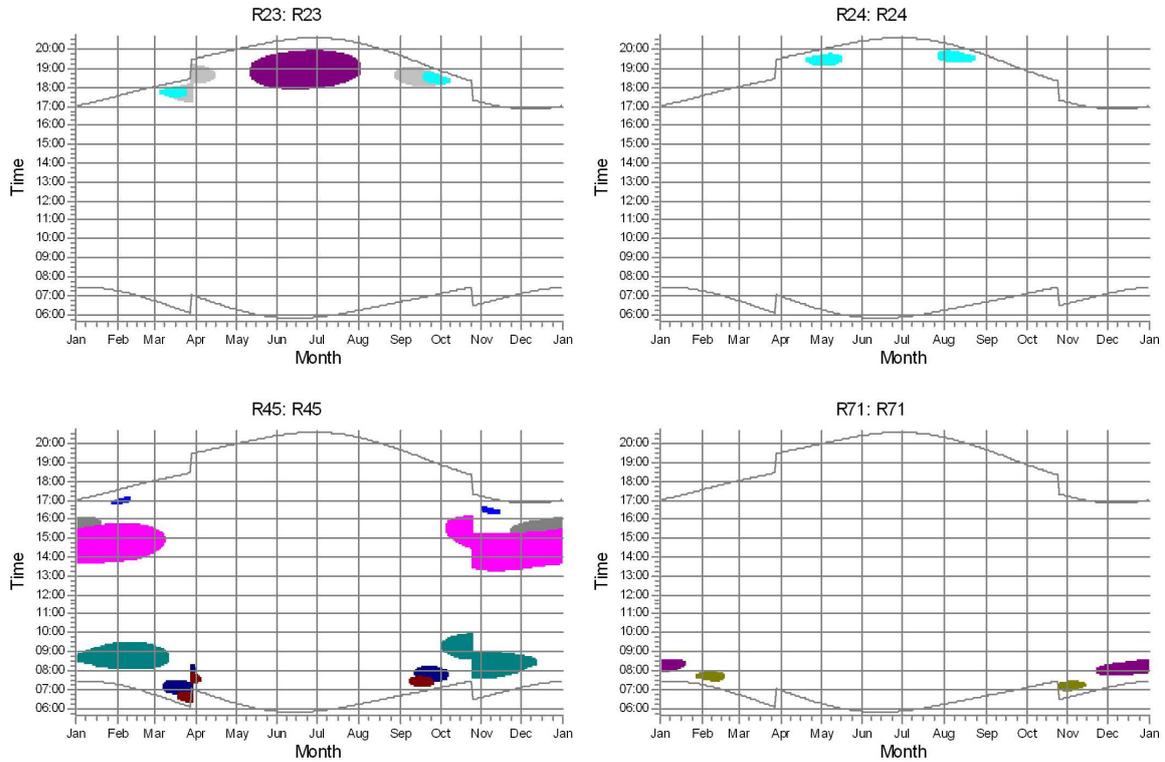
**Table layout: For each day in each month the following matrix apply**

Day in month	Sun rise (hh:mm)	Minutes with flicker	First time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker first time)
	Sun set (hh:mm)		Last time (hh:mm) with flicker	(WTG causing flicker last time)

## 10. ALLEGATO 3: "CALENDAR GRAPHIC": SINTESI GRAFICA DEL "FLICKERING" SUI RECETTORI ANALIZZATI

### SHADOW - Calendar, graphical

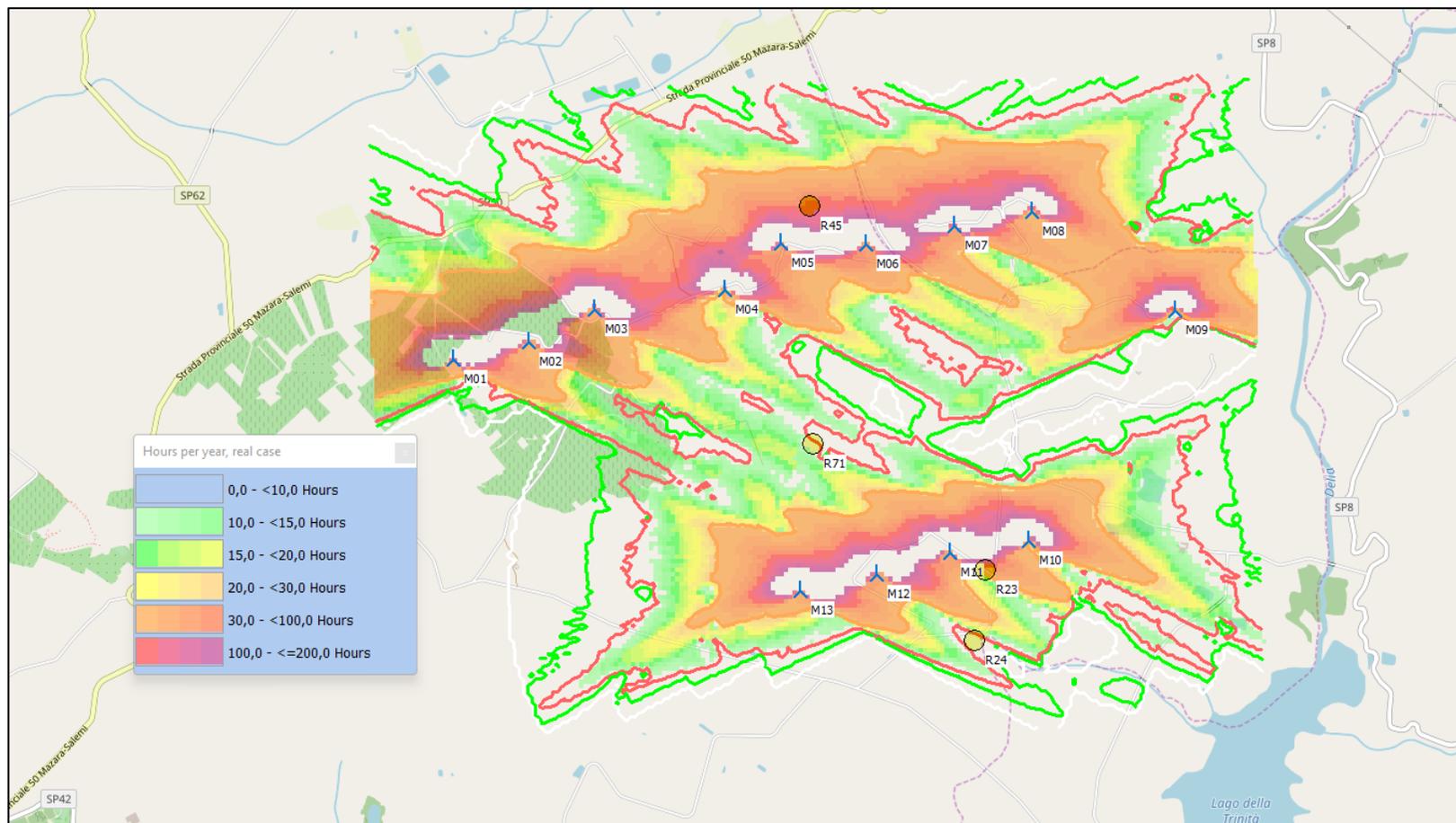
Calculation: Repowering



WTGs



**11. ALLEGATO 4: “SHADOW MAP SOLO IMPIANTO DI PROGETTO” MAPPA CHE RAPPRESENTA LE ORE DI OMBREGGIAMENTO (“REAL CASE”) PER LE AREE LIMITROFE ALLE TURBINE DI PROGETTO.**



	<b>RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO</b>	Codice	Q.1
		Data creazione	05/12/2022
		Data ultima modif.	17/03/2022
		Revisione	00
		Pagina	38 di 38

**12. ALLEGATO 5: Mappa di ISO-ombreggiamento in versione planimetrica estratta da Google Earth.**

