

PROPONENTE

Repower Renewable Spa

Via Lavaredo, 44
30174 Mestre (VE)

REPOWER
L'energia che ti serve.

PROGETTAZIONE



Sinergo Spa - via Ca' Bembo 152
30030 - Maerne di Martellago - Venezia - Italy
tel 041.3642511 - fax 041.640481
sinergospa.com - info@sinergospa.com
Numero di commessa interno progettazione:

20032



Tenproject Srl -via De Gasperi 61
82018 S.Giorgio del Sannio (BN)
t +39 0824 337144 - f +39 0824 49315
tenproject.it - info@tenproject.it

Progettista :
Ing. Nicola Forte



Ingegneria Progetti Srl - via della Libertà 97
90143 - Palermo (PA)
t +39 091 640 5229
priolo@ingegneriaprogetti.com
pupella@ingegneriaprogetti.com

Consulenti
per TENPROJECT

N° COMMESSA

1443

**NUOVO PARCO EOLICO "BORGO CHITARRA "
LIBERO CONSORZIO COMUNALE DI TRAPANI
COMUNI DI MAZARA DEL VALLO - MARSALA**

PROGETTO DEFINITIVO PER AUTORIZZAZIONE

ELABORATO

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

CODICE ELABORATO

OM-SIA01

NOME FILE

1443-PD_A_OM-SIA01_REL_r00

REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE	REDATTO	VERIFICA	APPROVAZIONE
00	Marzo 2021	PRIMA EMISSIONE	PI	ML	NF

 TENPROJECT	RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO EOLICO	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	1433-PD_A_OM-SIA01_REL_r00 16/03/2021 30/03/2021 00 2 di 47
--	--	---	---

 TENPROJECT	RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO EOLICO	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	1433-PD_A_OM-SIA01_REL_r00 16/03/2021 30/03/2021 00 3 di 47
--	--	---	---

INDICE

1. PREMESSA	4
2. IL CASO STUDIO	5
2.1. DESCRIZIONE DEL SITO DI INDAGINE	5
2.1. DESCRIZIONE DEGLI AEROGENERATORI E CARATTERISTICHE GEOGRAFICHE DI POSIZIONE	10
2.2. INDIVIDUAZIONE E SCELTA DEI RECETTORI	21
3. ANALISI DI SHADOW - FLICKERING	27
3.1. CENNI SUL FENOMENO DELL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA GENERATA DAGLI AEROGENERATORI	27
3.2. METODOLOGIA DI ANALISI	29
3.3. DATI DI INPUT E PARAMETRI DEL MODELLO	31
3.4. DTM	31
3.5. AEROGENERATORI E RECETTORI	32
3.6. INPUT PER LA MODELLAZIONE DEL "REAL CASE"	33
4. RISULTATI	35
4.1. ANALISI DEI RISULTATI	36
4.2. MISURE DI MITIGAZIONE	37
5. CONCLUSIONI E RACCOMANDAZIONI	38
BIBLIOGRAFIA	39
ALLEGATO 1: "MAIN RESULT": QUADRO SINTETICO DEI RISULTATI DI CALCOLO NELL'IPOTESI ELABORATA DI "WORST CASE" E "REAL CASE"	40
ALLEGATO 2: "CALENDAR": DETTAGLIO ANALITICO GIORNALIERO DELL'EFFETTO "FLICKERING" PER OGNI RECETTORE	42
ALLEGATO 3: "CALENDAR GRAPHIC": SINTESI GRAFICA DEL "FLICKERING" SUI RECETTORI ANALIZZATI	45
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	46

 TENPROJECT	RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO EOLICO	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	1433-PD_A_OM-SIA01_REL_r00 16/03/2021 30/03/2021 00 4 di 47
--	--	---	---

1. PREMESSA

Il progetto descritto nella presente relazione riguarda la realizzazione di un impianto eolico costituito da otto aerogeneratori della potenza di 6,00 MW ciascuno, per una potenza complessiva di 48,0 MW, da installare nel comune di Mazara del Vallo (TP) in località "Borgo Chitarra" e con opere di connessione ricadenti anche nel comune di Marsala (TP).

Proponente dell'iniziativa è la società Repower Renewable SpA.

Catastalmente l'area dove sono previsti gli aerogeneratori si inquadra tra i fogli nn. 6-10-16-17-18-19-20-32 del comune di Mazara del Vallo. Il sito è ubicato a nord del centro abitato di Mazara del Vallo, dal quale l'aerogeneratore più vicino dista oltre 12 km.

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®, costituito da un insieme di moduli di elaborazione orientati alla simulazione di una serie di aspetti che caratterizzano le diverse fasi progettuali. 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.

 TENPROJECT	RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO EOLICO	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	1433-PD_A_OM-SIA01_REL_r00 16/03/2021 30/03/2021 00 5 di 47
--	--	---	---

2. 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 presenza di un impianto di produzione di energia da fonte eolica costituito da 8 aerogeneratori con caratteristiche dimensionali di 150 m di diametro di rotore, altezza al mozzo fissata a 125 m s.l.t. e di potenza elettrica nominale 6 MW per una potenza complessiva pari a 48 MW, da installare in agro del Comune di Mazzara del Vallo (TP).

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.

Comune - Località	Mazzara del Vallo (TP) – “Borgo Chitarra”
N° WTG – Tip Massimo [m]	8 – 200
Potenza singole WTG [MW]	6
Potenza Totale Windfarm [MW]	48
Tipologia/modello WTG	Vestas V150

Inoltre, onde poter valutare il potenziale effetto cumulativo per la stima previsionale dell'effetto Shadow/Flickering, sono state inserite e considerate nel modello di simulazione anche tutte le turbine già insistenti sul territorio adiacente e quelle attualmente in iter autorizzativo, per le quali si prevede che l'installazione avvenga nei pressi dei punti di sviluppo progettuale del nuovo layout.

2.1. 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 10 km in direzione Sud Ovest dal centro del comune di Mazzara del Vallo (TP), e a circa 12 Km in linea d'aria in direzione Ovest dal comune di Petrosino (TP) in area a carattere pianeggiante, con quote altimetriche comprese tra i 90 m e i 160 m s.l.d.m.

Il layout d'impianto si sviluppa su un'area pressoché pianeggiante con quote che degradano gradualmente in direzione nord/est verso il Torrente Ludeo.

L'area è servita da una buona viabilità esistente costituita da strade statali, provinciali, comunali e da strade vicinali imbrecciate. Il sito è delimitato a nord dalla strada statale SS188, ad est dalla strada provinciale SP40, a sud dalla strada provinciale SP62, a partire dalle quali si sviluppano strada comunali, vicinali e piste esistenti consentono di arrivare nei pressi delle posizioni delle torri e per le quali si prevedono interventi di sistemazione del fondo viario e/o interventi puntuali di adeguamento. Gli aerogeneratori nella maggior parte dei casi sono previsti in adiacenza alle strade esistenti in modo da limitare gli interventi di nuova viabilità e solo in alcuni casi saranno serviti da piste di nuova realizzazione

 TENPROJECT	RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO EOLICO	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	1433-PD_A_OM-SIA01_REL_r00 16/03/2021 30/03/2021 00 6 di 47
--	--	---	---

che si svilupperanno a partire dalle strade esistenti.

La zona di interesse (nel suo complesso) risulta essere non nuova all'installazione di aerogeneratori. Gli aerogeneratori di progetto distano rispettivamente circa 700 m da una windfarm costituita da 5 aerogeneratori, 1.7 km da una seconda windfarm di 7 aerogeneratori e circa 1.5 km da una terza windfarm di quattro aerogeneratori. Tale distanza non garantisce l'assenza di interferenze per effetto cumulato con le turbine di progetto che dunque sono state considerate nel modello di simulazione. Saranno, inoltre considerate nel modello di simulazione e calcolo tutte le turbine in iter autorizzativo di futura possibile installazione nelle aree limitrofe a quella delle turbine di progetto.

A tal proposito, per quanto riguarda le turbine in iter la cui posizione è ostacolata dalla vicinanza con altre turbine, saranno considerate solo le macchine appartenenti ad impianti la cui procedura di VIA è stata presentata in data antecedente rispetto agli altri.

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



Figura 1: Inquadratura geografica del sito nel comune di Mazara del Vallo (TP) in località "Borgo Chitarra"

 TENPROJECT	RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO EOLICO	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	GE.MAZ01.PD. 30/03/2021 30/03/2021 00 7 di 47
---	--	---	---

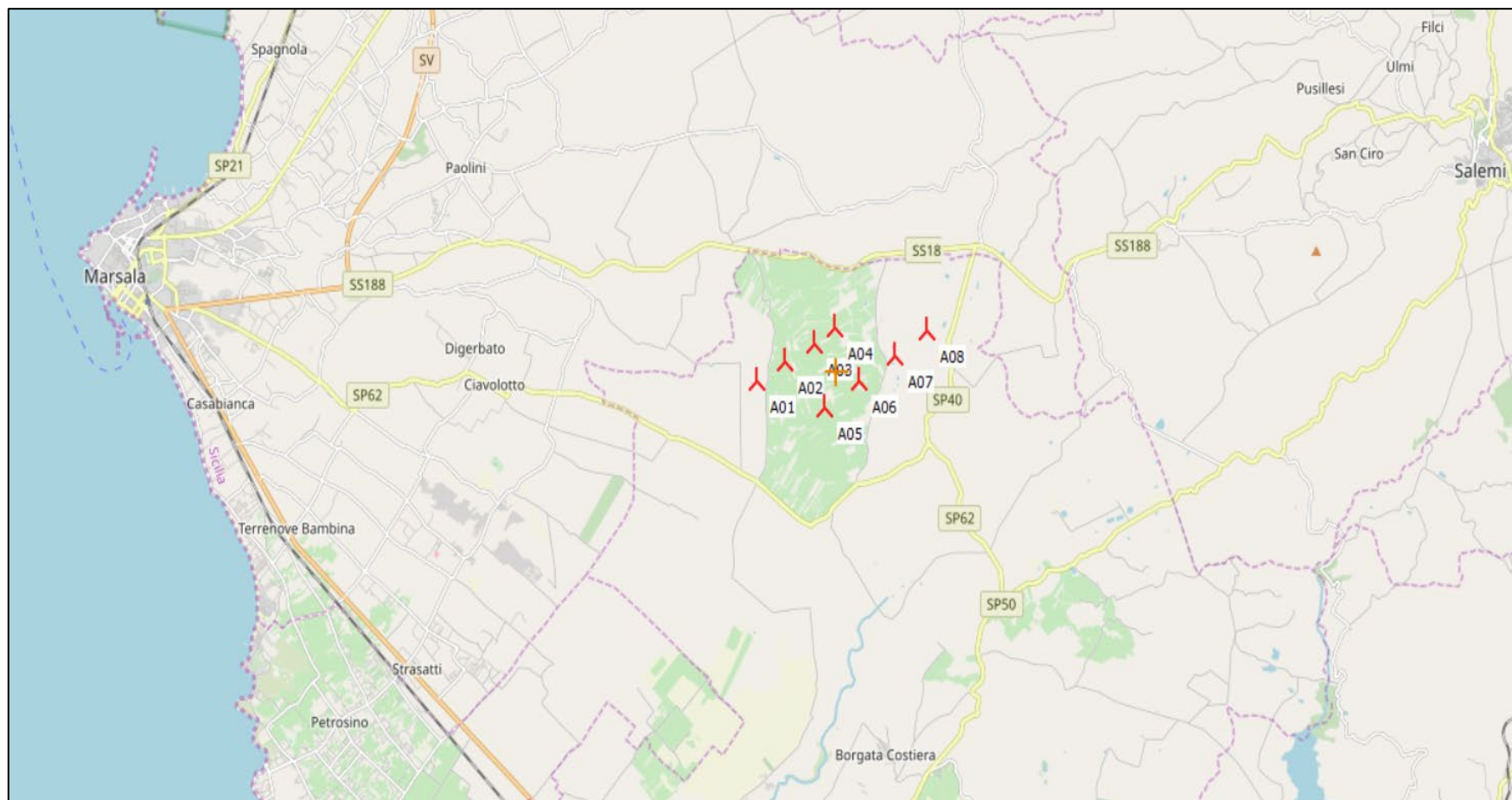


Figura 2: Inquadramento territoriale dell'impianto di progetto proposto su stralcio cartografico Open Topo Map. Le icone in colore rosso rappresentano le turbine di progetto.

 TENPROJECT	RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO EOLICO	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	1433-PD_A_OM-SIA01_REL_r00 16/03/2021 30/03/2021 00 8 di 47
---	--	---	---

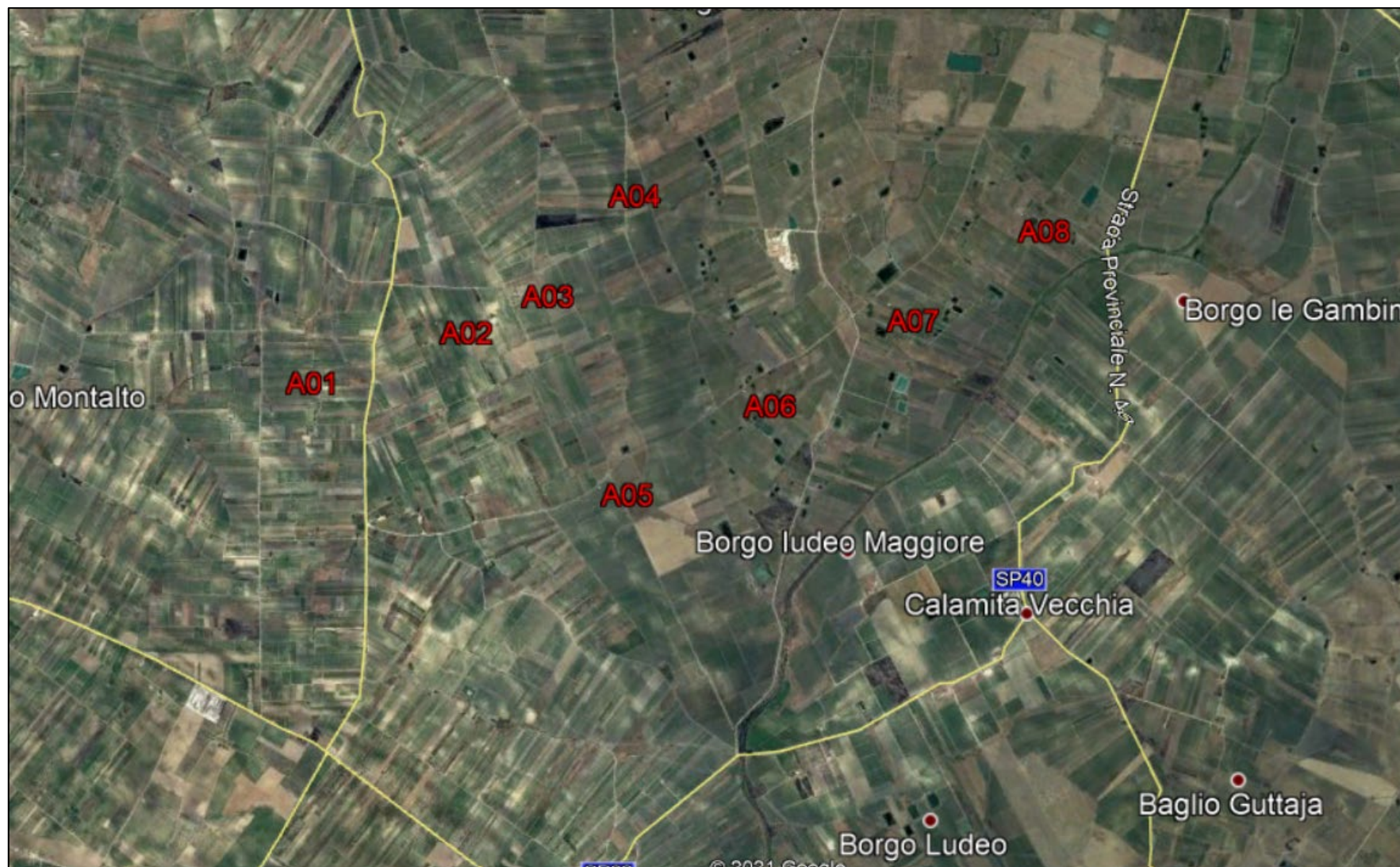


Figura 3: Inquadramento territoriale dell'impianto di progetto (etichetta in rosso) su ortofoto estratta da Google Earth.


 TENPROJECT	RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO EOLICO	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	1433-PD_A_OM-SIA01_REL_r00 16/03/2021 30/03/2021 00 9 di 47
---	--	---	---



Figura 4: Inquadramento territoriale dell'impianto di progetto (etichette in rosso) su ortofoto estratta da Google Earth proposta nella versione 3D

 TENPROJECT	RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO EOLICO	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	1433-PD_A_OM-SIA01_REL_r00 16/03/2021 30/03/2021 00 10 di 47
--	--	---	--

2.1. DESCRIZIONE DEGLI AEROGENERATORI E CARATTERISTICHE GEOGRAFICHE DI POSIZIONE

Come detto precedentemente, nel modello di simulazione, oltre alle turbine di progetto, sono state considerate sia quelle esistenti che quelle attualmente in iter autorizzativo al fine di poter valutare l'eventuale effetto cumulativo, per cui le macchine considerate nel calcolo sono le seguenti:

- Le turbine di progetto Vestas V150 di potenza nominale di 6 MW con altezza del mozzo posta a 125 m s.l.t e diametro del rotore pari a 150 m. Nel calcolo è stata considerata nella versione da 5,6 MW che tuttavia presenta le medesime caratteristiche dimensionali.
 - Le turbine esistenti di grande taglia Repower M104 di potenza nominale 3,3 MW e altezza al mozzo 80 m s.l.t.
 - Le turbine esistenti di piccola taglia di cui si conoscono solo le caratteristiche dimensionali e la potenza nominale. In tale circostanza sono state considerate turbine Northern Power NPS 60C-24 con hub 37 m e potenza unitaria nominale 60 kW.
 - Le turbine in iter autorizzativo di grande taglia Vestas V162 di potenza nominale 5,6 MW con altezza al mozzo 119 m s.l.t., GE Wind Energy 158 di potenza nominale 4,8 MW con altezza al mozzo 120 m s.l.t e Acciona AW132 di potenza nominale 3,0 MW con altezza al mozzo 84 m s.l.t.

Tuttavia, come già evidenziato, saranno escluse dall'analisi le turbine la cui posizione è in conflitto con quella di altre WTG facenti parte di impianti la cui procedura di Valutazione di Impatto Ambientale è stata presentata in data antecedente.

Si riportano di seguito le tabelle per l'individuazione geografica e a seguire la rappresentazione su stralcio cartografico EMD OpenTopoMap e su ortofoto estratta da Google Earth e le schede tecniche dei differenti modelli di aerogeneratori di progetto e in iter autorizzativo considerati nel modello di simulazione. Per la Vestas V162 da .5.6 MW è stata riportata la scheda tecnica della Vestas V162 da 6 MW poiché le caratteristiche tecniche risultano analoghe, e non inficiano i risultati della simulazione effettuata.

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]
A01	289201	4183969	150	Vestas V150	125	6000
A02	289884	4184346	160	Vestas V150	25	6000
A03	290579	4184684	119	Vestas V150	125	6000
A04	291094	4185016	100	Vestas V150	125	6000
A05	290790	4183385	100	Vestas V150	125	6000
A06	291635	4183916	90	Vestas V150	125	6000
A07	292485	4184393	100	Vestas V150	125	6000
A08	293263	4184893	110	Vestas V150	125	6000

Tabella 3: Coordinate, tipologia e caratteristiche principali delle turbine in iter autorizzativo ministeriale, regionale ed esistenti considerate. Le turbine evidenziate in rosso, sono state escluse dall'analisi in quanto la loro posizione è in conflitto con quella di altre WTG facenti parte di impianti la cui procedura di Valutazione di Impatto Ambientale è stata presentata in data antecedente.

ID WTG	UTM WGS 84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine [m]	Modello Aerogeneratore	Altezza mozzo [m]	Potenza nominale [kW]
ITM01	292478	4179820	70	Vestas V162	119	5600
ITM02	292194	4180681	90	Vestas V162	119	5600
ITM03	293089	4180878	79	Vestas V162	119	5600
ITM04	294801	4180822	80	Vestas V162	119	5600
ITM05	292215	4181283	87	Vestas V162	119	5600
ITM06	293310	4181468	90	Vestas V162	119	5600
ITM07	294453	4181738	85	Vestas V162	119	5600
ITM08	296384	4181612	100	Vestas V162	119	5600
ITM09	292167	4182167	90	Vestas V162	119	5600
ITM10	292684	4182624	100	Vestas V162	119	5600
ITM11	294239	4182678	120	Vestas V162	119	5600
ITM12	295286	4182579	93	Vestas V162	119	5600
ITM13	296089	4182718	136	Vestas V162	119	5600
ITM34	296517	4180418	93	GE WIND ENERGY 158	120	4800
ITM35	295893	4181171	90	GE WIND ENERGY 158	120	4800
ITM36	296356	4181494	98	GE WIND ENERGY 158	120	4800
ITM40	295304	4182045	90	GE WIND ENERGY 158	120	4800
ITM41	294559	4182185	89	GE WIND ENERGY 158	120	4800
ITM42	293741	4182464	104	GE WIND ENERGY 158	120	4800
ITM43	294081	4182817	137	GE WIND ENERGY 158	120	4800
ITM44	294863	4183127	103	GE WIND ENERGY 158	120	4800

 TENPROJECT	RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO EOLICO	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	1433-PD_A_OM-SIA01_REL_r00 16/03/2021 30/03/2021 00 12 di 47
--	--	---	--

Tabella 4: Coordinate, tipologia e caratteristiche principali degli aerogeneratori in iter di grande taglia.

ID WTG	UTM WGS 84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine [m]	Modello Aerogeneratore	Altezza mozzo [m]	Potenza nominale [kW]
ITR04	289191	4185305	150	Acciona AW132	84	3000
ITR05	288780	4185736	150	Acciona AW132	84	3000
ITR06	288254	4185832	145	Acciona AW132	84	3000
ITR07	287891	4185757	150	Acciona AW132	84	3000
ITR08	288099	4185041	140	Acciona AW132	84	3000
ITR09	287355	4185757	150	Acciona AW132	84	3000
ITR10	287011	4185258	143	Acciona AW132	84	3000
ITR11	287466	4184623	140	Acciona AW132	84	3000
ITR12	286472	4185093	140	Acciona AW132	84	3000
ITR13	285708	4184700	130	Acciona AW132	84	3000

Tabella 5: Coordinate, tipologia e caratteristiche principali degli aerogeneratori in iter di grande taglia.

ID WTG	UTM WGS 84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine [m]	Modello Aerogeneratore	Altezza mozzo [m]	Potenza nominale [kW]
EX12	290007	4183340	160	REpower M3300 104	80	3300
EX13	289729	4183255	160	REpower M3300 104	80	3300
EX14	289486	4183221	157	REpower M3300 104	80	3300
EX15	289142	4183156	151	REpower M3300 104	80	3300
EX16	288868	4183023	150	REpower M3300 104	80	3300
EX17	288115	4182439	150	NORTHERN NPS 60C-24	37	60
EX18	288252	4182405	150	NORTHERN NPS 60C-24	37	60
EX19	288168	4182300	150	NORTHERN NPS 60C-24	37	60
EX20	288308	4182242	150	NORTHERN NPS 60C-24	37	60
EX21	288129	4182141	145	NORTHERN NPS 60C-24	37	60
EX22	287839	4182732	150	REpower M3300 104	80	3300
EX23	287483	4182701	145	REpower M3300 104	80	3300
EX24	293896	4187243	167	NORTHERN NPS 60C-24	37	60
EX25	293900	4186963	160	NORTHERN NPS 60C-24	37	60
EX26	293535	4186698	150	NORTHERN NPS 60C-24	37	60
EX27	293628	4186951	161	NORTHERN NPS 60C-24	37	60
EX28	293493	4187019	166	NORTHERN NPS 60C-24	37	60
EX29	293277	4187030	160	NORTHERN NPS 60C-24	37	60
EX112	293619	4186710	151	NORTHERN NPS 60C-24	37	60

 TENPROJECT	RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO EOLICO	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	1433-PD_A_OM-SIA01_REL_r00 16/03/2021 30/03/2021 00 13 di 47
---	--	---	--

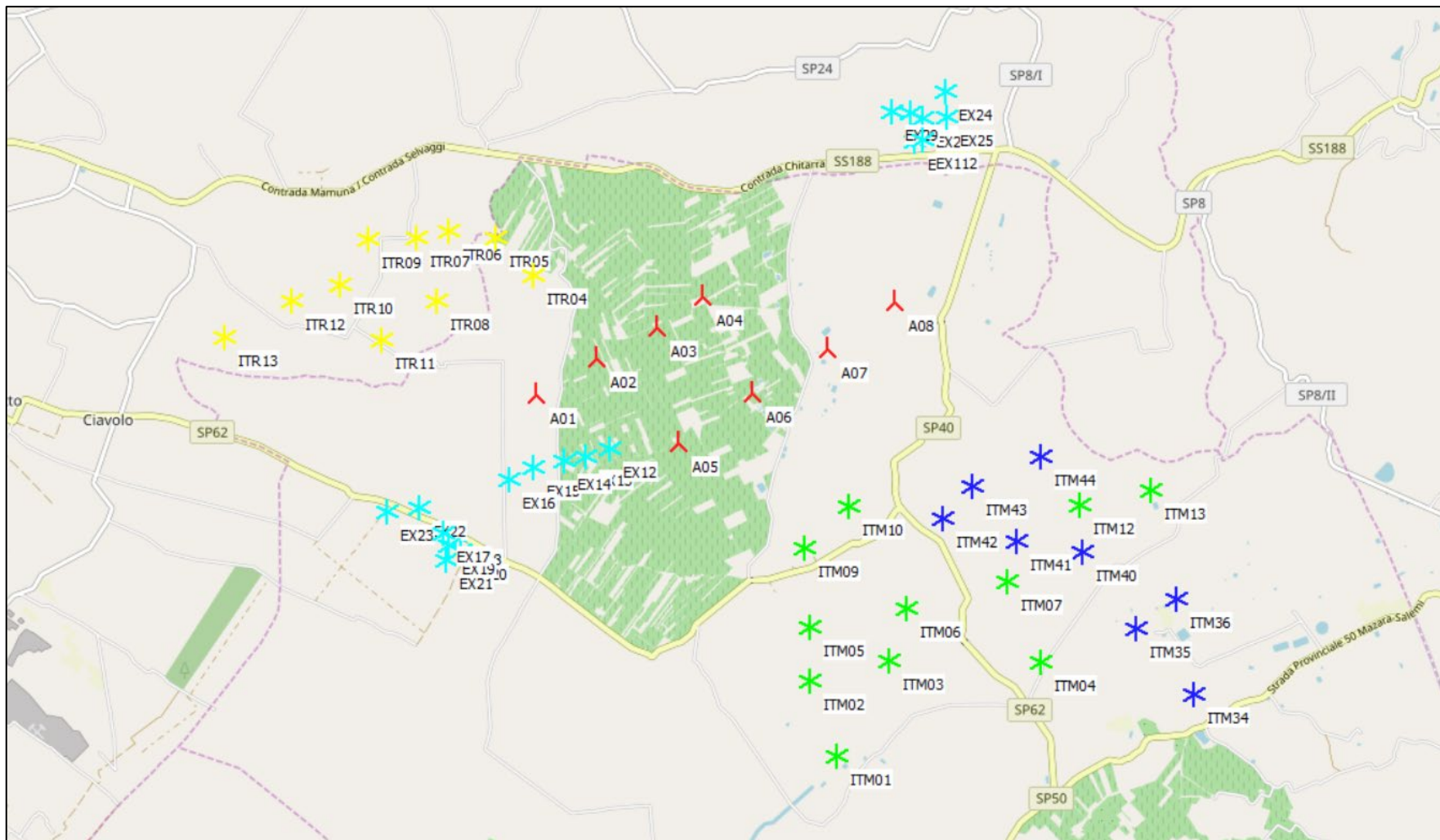


Figura 5: Inquadramento territoriale dell'impianto di progetto e degli altri impianti in iter autorizzativo proposto su stralcio cartografico Open Topo Map. Le icone in colore rosso rappresentano le turbine di progetto, quelle di colore blu, verde e giallo le turbine in iter autorizzativo, e quelle in ciano le turbine esistenti considerate nel modello.

 TENPROJECT	RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO EOLICO	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	1433-PD_A_OM-SIA01_REL_r00 16/03/2021 30/03/2021 00 14 di 47
---	--	---	--

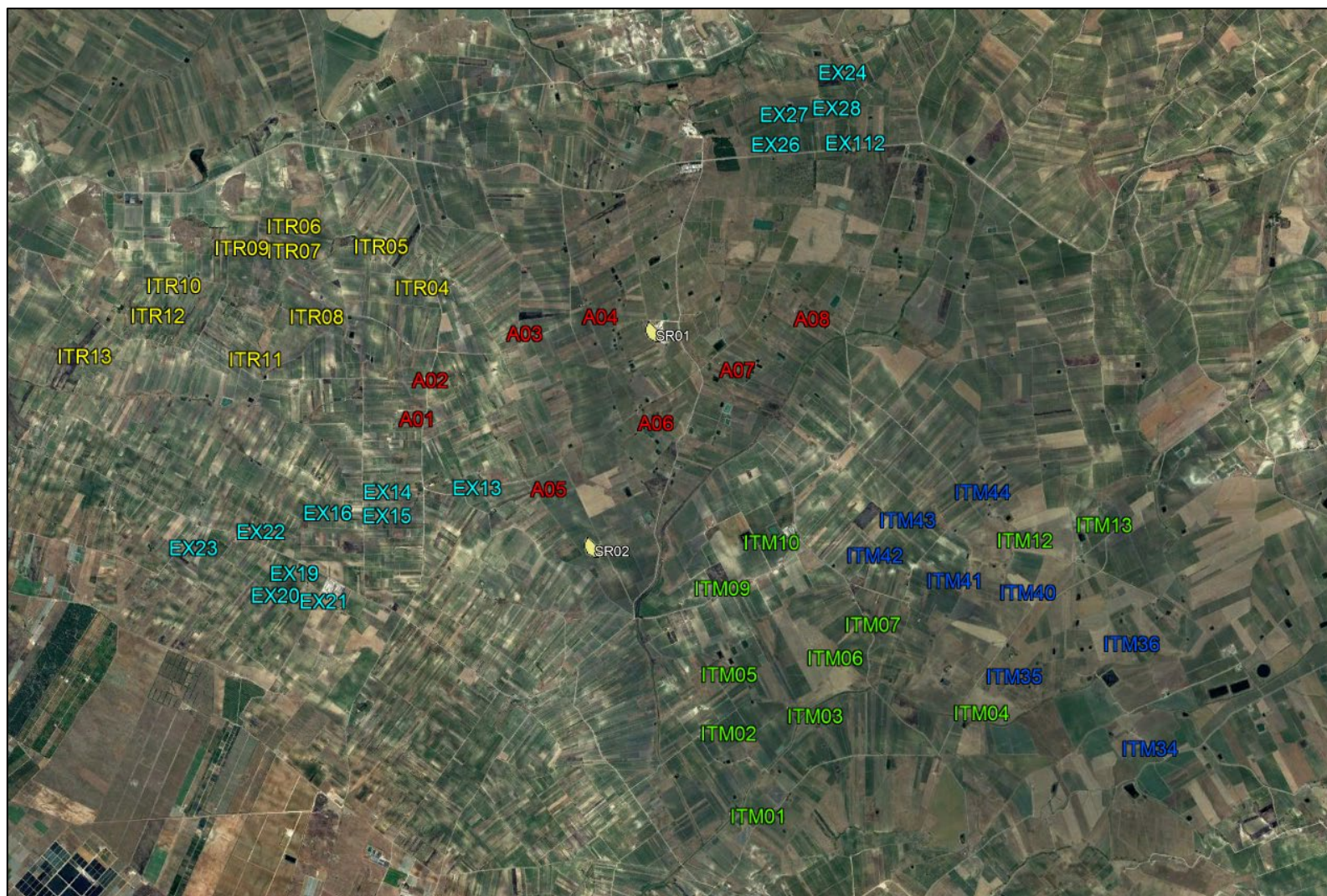


Figura 6: Inquadramento territoriale dell'impianto di progetto (etichetta in rosso), degli impianti esistenti (color ciano) e degli altri impianti in iter autorizzativo (colori blu, verde, giallo) su ortofoto estratta da Google Earth.

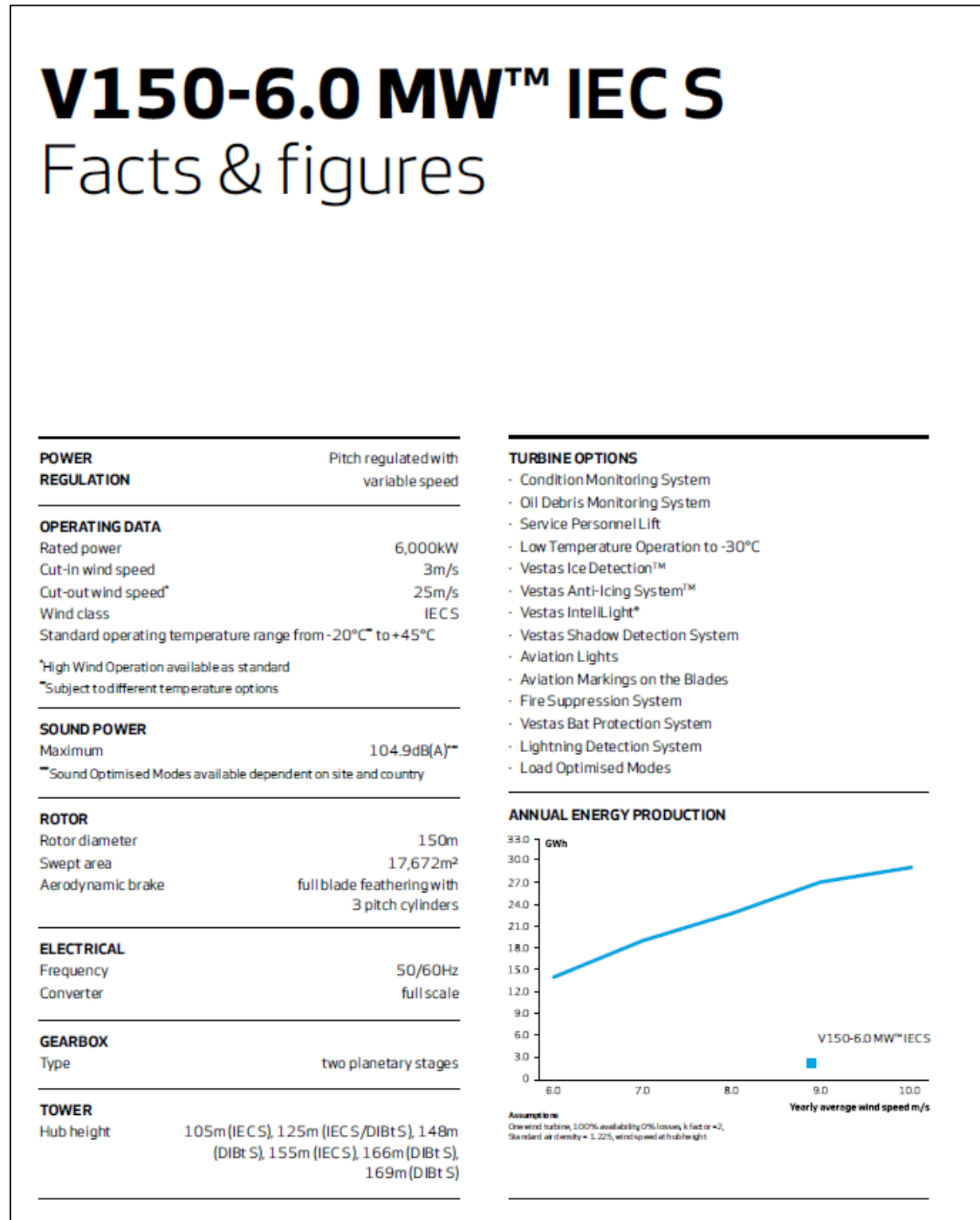
Tabella 6: Caratteristiche tecniche della turbina di progetto Vestas V 150 – 6 MW


Tabella 7: Caratteristiche tecniche delle turbine in iter autorizzativo per installazione nelle zone limitrofe l'area interessata dal progetto considerate per il calcolo degli effetti cumulativi: Vestas V162 qui mostrata nella versione da 6,0 MW.

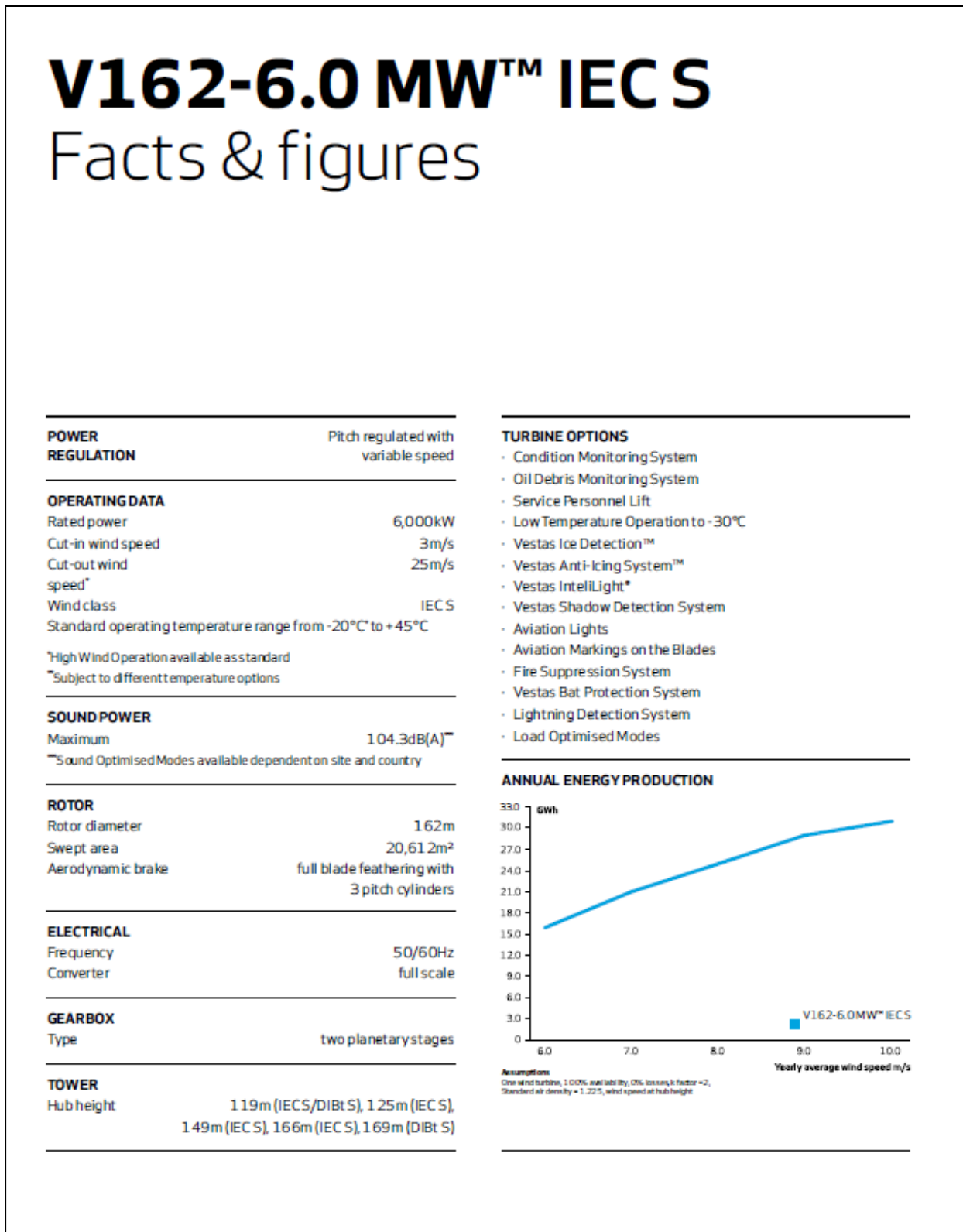


Tabella 8: Caratteristiche tecniche della turbina in iter autorizzativo per installazione nelle zone limitrofe l'area interessata dal progetto considerate per il calcolo degli effetti cumulativi, GE WINDENERGY 158_4,8 MW.

GE Renewable Energy		-Original-	Technical Description and Data
<h3>3 Technical Data for the 4.8-158</h3>			
Turbine	4.8-158		
Rated output [MW]	4.8		
Rotor diameter [m]	158		
Number of blades	3		
Swept area [m ²]	19607		
Rotational direction (viewed from an upwind location)	Clockwise		
Maximum speed of the blade tips [m/s]	72.8		
Orientation	Upwind		
Speed regulation	Pitch control		
Aerodynamic brake	Full feathering		
Color of outer components	RAL 7035 (light grey) and RAL 7023 (concrete grey, for concrete sections of hybrid tower only)		
Reflection degree/Gloss degree Steel tower	30 - 60 units measured at 60 ° per ISO 2813		
Reflection degree/Gloss degree Rotor blades, Nacelle, Hub	60 - 80 Gloss Units measured at 60 ° as per ISO 2813		
Reflection degree/Gloss degree Hybrid Tower	Concrete gray (similar RAL 7023); gloss matte		

Table 1: Technical data 4.8-158 wind turbine

Tabella 9: Caratteristiche tecniche della turbina in iter autorizzativo per installazione nelle zone limitrofe l'area interessata dal progetto considerate per il calcolo degli effetti cumulativi Siemens ACCIONA AW 132_3 MW

MODEL	AW 100/3000	AW 116/3000	AW 125/3000	AW 132/3000
Rotor diameter	100 m	116 m	125 m	132 m
Wind class	IEC Ia	IEC IIa	IEC IIb/IIIa	IEC IIIb
Turbine suitability	Highwind sites	Medium wind sites with higher turbulence intensity	Medium wind sites with low turbulence intensity	Low wind sites with low turbulence intensity
OPERATING DATA				
Cut-in wind speed	4 m/s	3.5 m/s	3.5 m/s	3 m/s
Cut-out wind speed	25 m/s	25 m/s	25 m/s	25 m/s
Cold Weather Operational Temperature range (Optional)	-30°C to +40°C			
Power factor range	+/- 0.93 (1,200 kVA) dynamic between +/- 5% p.u.voltage			
Zero voltage ride through	Meets or exceeds global requirements			
ROTOR				
Swept area	7,854 m ²	10,568 m ²	12,305 m ²	13,720 m ²
Power regulation	Independent pitch regulated with variable speed			
DRIVE TRAIN				
Gearbox	3 stages: 2 planetary, 1 parallel (helical)			
Bearings	Double spherical roller bearings			
Lubrication	Pressure and splash with oil cooler/oil filter			
PITCH SYSTEM				
Actuation	Hydraulic cylinders			
Failsafes	Blade-independent piston accumulators on hub			
YAW SYSTEM				
Type	Four-point ball bearing, external gear			
Slewing ring	External			
Braking system	Disk-callipers, plus electro-mechanical brake per motor drive			
GENERATOR				
Type	6 poles, double feeding			
Frequency	50/60 Hz			
Nominal voltage	12,000 V (able to eliminate step-up transformers depending on wind farm layout)			
TOWER				
Steel hub height options (m)	-	92	87.5	84
Steel tower number of sections	-	4	4	4
Concrete hub height options (m)	100	100, 120	100, 120, 137.5	120, 137.5
Concrete tower number of sections	5	5, 6	5, 6, 7	6, 7
NACELLE				
Weight (tons)	111 t (without hub)			
Dimensions	10.9 m (length) 4.09 m (width) 4.15 m (height)			
Transportability	Four options (split nacelle), and rail capable			
LIFE AND HOIST CAPACITIES				
Service lift capacity	250 kg			
Onboard crane hoist lift capacity	500 kg			

AW3000

TECHNICAL SPECIFICATIONS





Tabella 8: Caratteristiche tecniche della turbina esistente nelle zone limitrofe l'area interessata dal progetto considerate per il calcolo degli effetti cumulativi, REpower M3300 104.

Main	Details	Comments	Former names
Manufacturer	REpower		
Type/Version	3.3 M		
Rated power	3300,0 kW		
Secondary generator	kW		
Rotor diameter	104,0 m		
Tower	!O! Tubular		
Grid connection	50 Hz		
Country (origin)	Germany		
Blade type	LM Repower		
Generator types	Variable		
Rated	13,8 rpm		
Initial	7,1 rpm		
Default hub height	80,0 m		
Alternative hub heights (m)	78,0 ^		
	98,0		
	100,0 v		
Maximum blade width	m *)		
Blade width for 90% radius	m *)		
Valid	<input type="checkbox"/>		



 TENPROJECT	RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO EOLICO	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	1433-PD_A_OM-SIA01_REL_r00 16/03/2021 30/03/2021 00 20 di 47
--	--	---	--

Tabella 9: Caratteristiche tecniche della turbina esistente nelle zone limitrofe l'area interessata dal progetto considerate per il calcolo degli effetti cumulativi, NORTHERN POWER NPS 60C-24

Configurazione generale	
Modello	NPS 60C-24
Classe di riferimento	IEC WTGS IIIA ¹
Regolazione di potenza	Velocità variabile, controllo per stallo
Orientamento	Sopravento
Controllo d'imbardata	Attivo
Numero di pale	3
Diametro rotore	24.4 metri
Prestazioni	
Potenza elettrica di targa alle condizioni di riferimento	59.9 kW
Velocità del vento di avviamento (Cut-in)	3.0 metri/secondo
Velocità del vento nominale	11 metri/secondo
Velocità del vento di spegnimento (Cut-out)	25.0 metri/secondo
Prestazioni acustiche	Risultati delle prove acustiche secondo le IEC 61400-11 sono disponibili a richiesta da Northern Power.

Sistema di controllo	
Tipo di controllore	Basato su DSP, multiprocessore su piattaforma integrata
Sistema di monitoraggio	Sistema di monitoraggio SmartView®
Sistema di sicurezza	Progettato secondo IEC 61400-1ed3, freno ridondato
Protocollo di comunicazione	Modbus TCP
Torre	
37 Metri	
Altezza torre	35.7 metri
Altezza mozzo	36.8 metri
Configurazione della torre	3 sezioni tubolari, innestate per la spedizione
	Tutte le torri includono un sistema di sicurezza per la salita della scala progettato per fornire un sistema sicuro di salita di una scala aperta. Quando installato secondo le istruzioni fornite, tale sistema è conforme alle norme OSHA, ANSI (ANSI A14.3), CSA (Z259.2.1) & CE (EN 353-1:2002). Ulteriori dettagli sono contenuti nel documento NPS A06432.
Pesi	
Navicella e rotore	7,800 kg
Torre (opzione 37 metri)	14,000 kg
Condizioni di riferimento	
Quota (s.l.m.)	Livello del mare
Temperatura dell'aria	15° Celsius
Densità dell'aria	1.225 kg/m ³

 TENPROJECT	RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO EOLICO	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	1433-PD_A_OM-SIA01_REL_r00 16/03/2021 30/03/2021 00 21 di 47
--	--	---	--

2.2. 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 sia accatastate in categoria A. Per il dettaglio della metodologia seguita per la scelta delle strutture da considerarsi come recettori sensibili si rimanda ai preposti elaborati:

- 1433-PD_A_IR-SIA01/02_TAV00: "Planimetria su C.T.R, ortofoto e catastale contenente l'individuazione dei fabbricati desunti da cartografie";
- 1433-PD_A_IR-SIA03_TAV00: "Documentazione relativa ai fabbricati non considerati recettori ed esclusi dalle analisi acustiche".

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 di colore rosso, mentre i recettori sensibili e le strutture inserite nel modello di simulazione sono contrassegnati con l'identificativo "SR" (Shadow receptor).

 TENPROJECT	RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO EOLICO	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	1433-PD_A_OM-SIA01_REL_r00 16/03/2021 30/03/2021 00 22 di 47
---	--	---	--



Figura 7: Vista dell'area di studio con le turbine di progetto (etichette rosse) e dei recettori sensibili (semicerchi gialli) indicati con etichetta "R" su ortofoto estratta da Google Earth.

 TENPROJECT	RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO EOLICO	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	1433-PD_A_OM-SIA01_REL_r00 16/03/2021 30/03/2021 00 23 di 47
--	--	---	--

Per il sito in esame, l'analisi ha condotto all'individuazione di 2 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, dalle turbine in iter autorizzativo e dai recettori individuati e considerati nel modello di stima previsionale.

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]
SR01	291837	4184742	110
SR02	291154	4182557	100

 TENPROJECT	RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO EOLICO	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	1433-PD_A_OM-SIA01_REL_r00 16/03/2021 30/03/2021 00 24 di 47
---	--	---	--

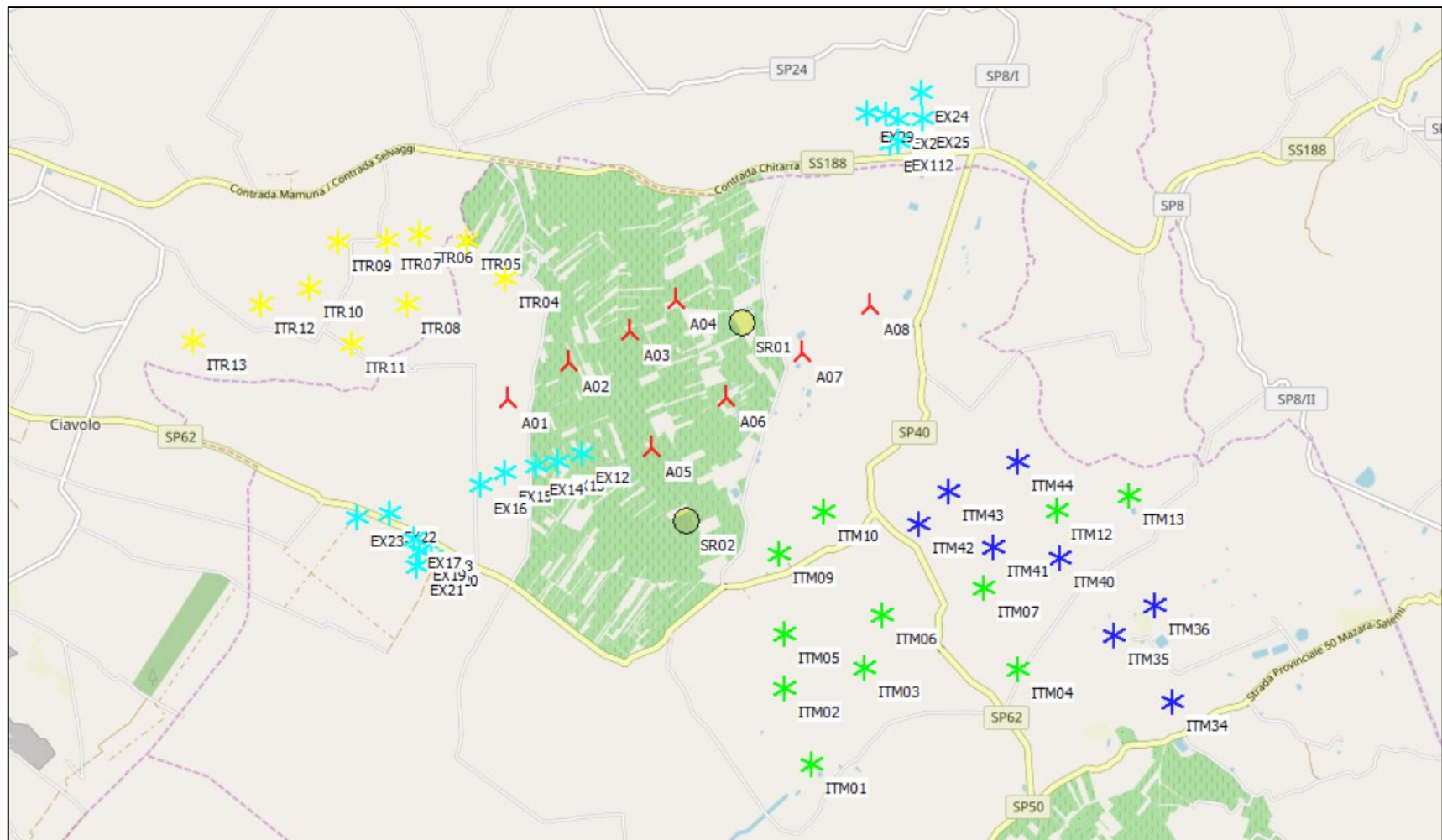


Figura 8: Vista di insieme di tutta l'area di studio con evidenza delle turbine di progetto (icone rosse ▲), delle turbine in iter (icone blu *, verdi * e giallo *), delle turbine esistenti considerate nel calcolo (icone ciano *) e dei recettori sensibili (cerchi gialli ●) indicati con etichetta "R" su stralcio cartografico EMD OpenTopoMap estratto da WindPro.

 TENPROJECT	RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO EOLICO	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	1433-PD_A_OM-SIA01_REL_r00 16/03/2021 30/03/2021 00 25 di 47
---	--	---	--

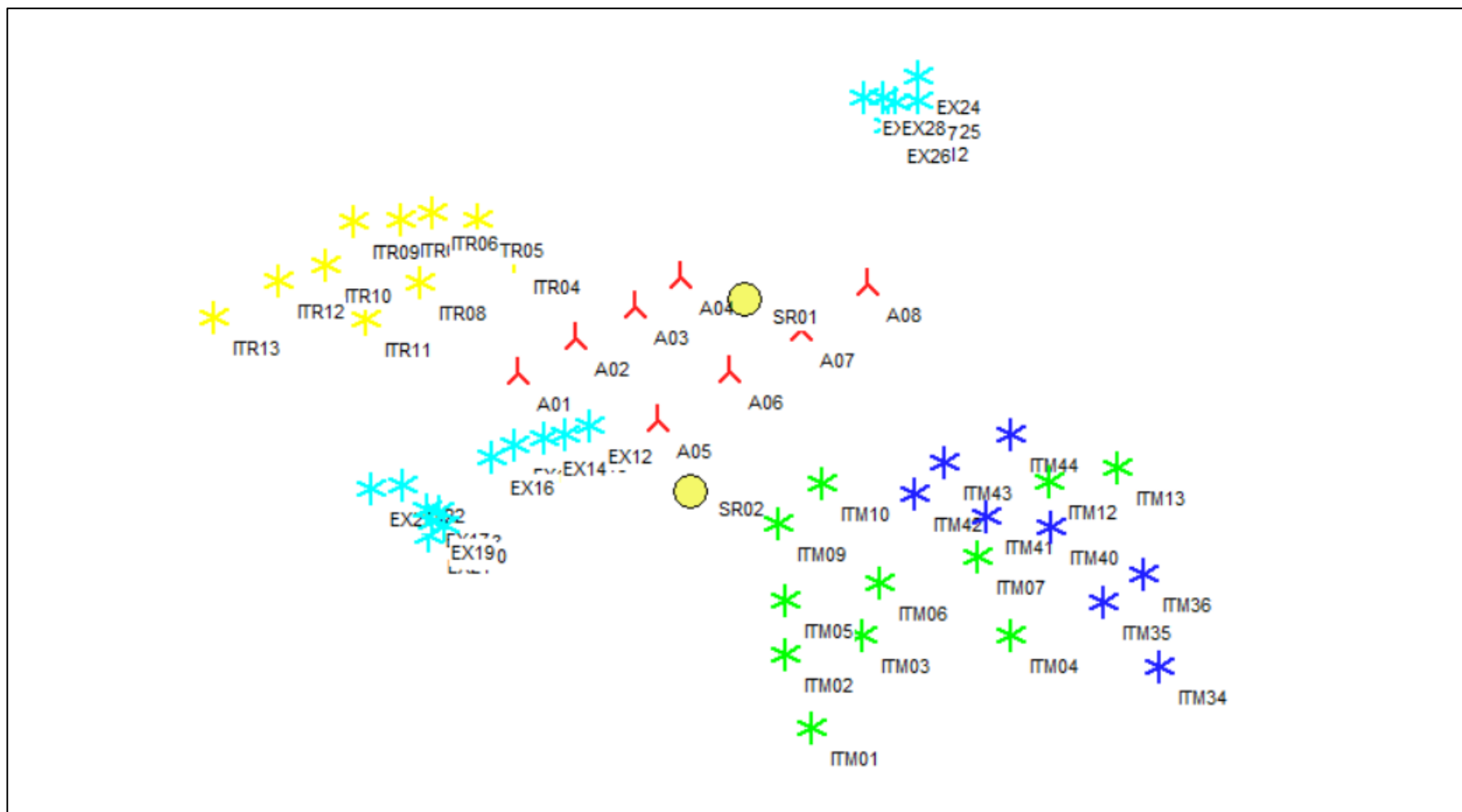








Figura 9: Vista di insieme di tutta l'area di studio con evidenza delle turbine di progetto (icone rosse ) , dei recettori sensibili (cerchi gialli ) indicati con etichetta "R", delle turbine esistenti (Icane ciano ) , delle turbine in iter ministeriale e regionale (rispettivamente icone verde , blu  e gialle ) in assenza di cartografia di base per una più immediata identificazione dei punti.

	RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO EOLICO	Codice	GE.MAZ01.PD.
		Data creazione	30/03/2021
		Data ultima modif.	30/03/2021
		Revisione	00
		Pagina	26 di 47

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.

COORDINATE E MATRICE DISTANZE WTG / RECETTORI [m]										
WTG		A01	A02	A03	A04	A05	A06	A07	A08	
Recettore	Coordinate UTM WGS 84		289201	289884	290579	291094	290790	291635	292485	293263
			4183969	4184346	4184684	4185016	4183385	4183916	4184393	4184893
SR01	291837	4184742	2747	1993	1259	792	1714	850	736	1434
SR02	291154	4182557	2410	2194	2203	2460	904	1442	2268	3147

In rosso sono evidenziate le distanze tra aerogeneratori di progetto e recettori individuati al di sotto di 1000 m: Nello specifico il recettore R01 dista rispettivamente 792m, 850 m, 736 m dagli aerogeneratori A04, A06, A07 mentre il recettore R02 dista 904 m dall'aerogeneratore A05.

 TENPROJECT	RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO EOLICO	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	1433-PD_A_OM-SIA01_REL_r00 16/03/2021 30/03/2021 00 27 di 47
--	--	---	--

3. ANALISI DI SHADOW - FLICKERING

3.1. 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

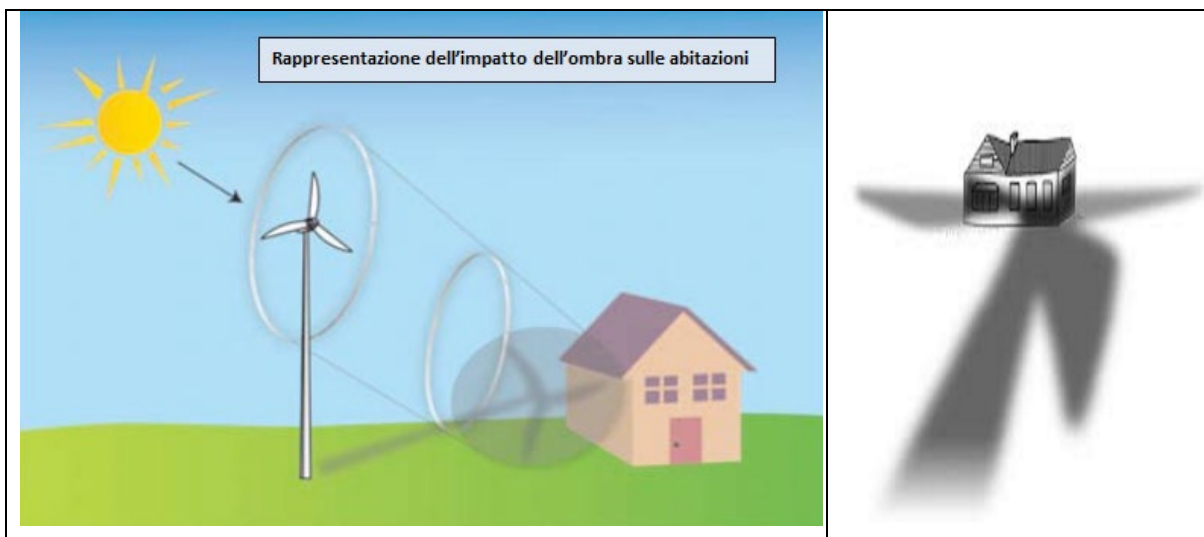


Figura 10: Rappresentazione grafica dell'impatto dell'ombra generata da una turbina eolica

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

 TENPROJECT	RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO EOLICO	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	1433-PD_A_OM-SIA01_REL_r00 16/03/2021 30/03/2021 00 28 di 47
--	--	---	--

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 intorno ai 20 RPM. 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. Secondo l'Associazione britannica di epilessia, le frequenze inferiori a 3Hz non causano episodi di epilessia fotosensibile e le velocità di sfarfallio delle turbine eoliche moderne non sono in grado di innescare crisi epilettiche. 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. Una progettazione attenta è comunque fondamentale per evitare questo spiacevole fenomeno semplicemente prevedendo il luogo di incidenza dell'ombra e disponendo le turbine in maniera tale che l'ombra sulle zone sensibili non superi un certo numero di ore all'anno.

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.

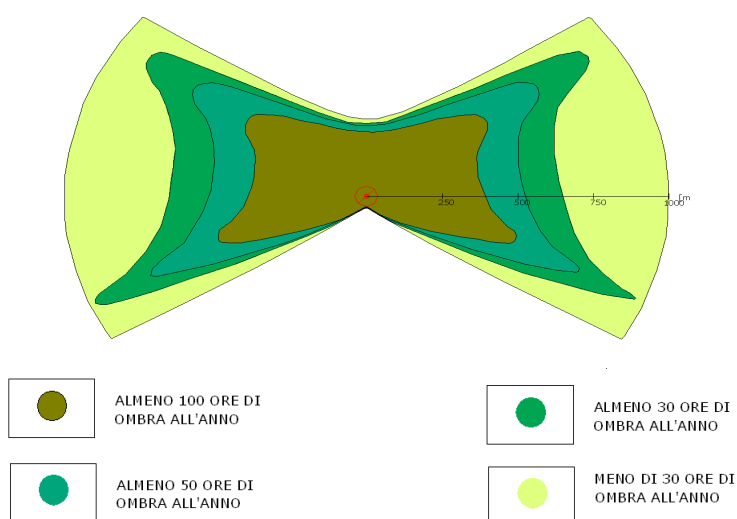


Figura 11: Evoluzione annuale tipo dell'ombra di un aerogeneratore

 TENPROJECT	RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO EOLICO	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	1433-PD_A_OM-SIA01_REL_r00 16/03/2021 30/03/2021 00 29 di 47
--	--	---	--

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”.

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.

3.2. 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).

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.

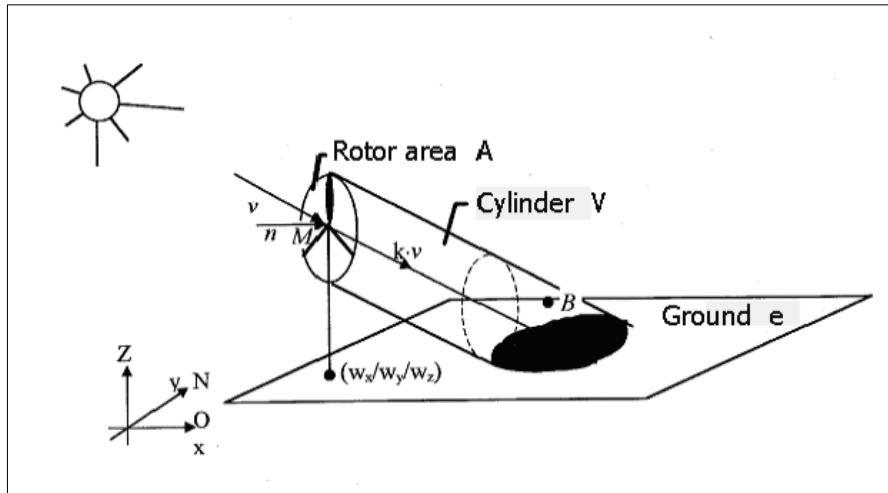


Figura 12: Schema di calcolo del modulo Shadow

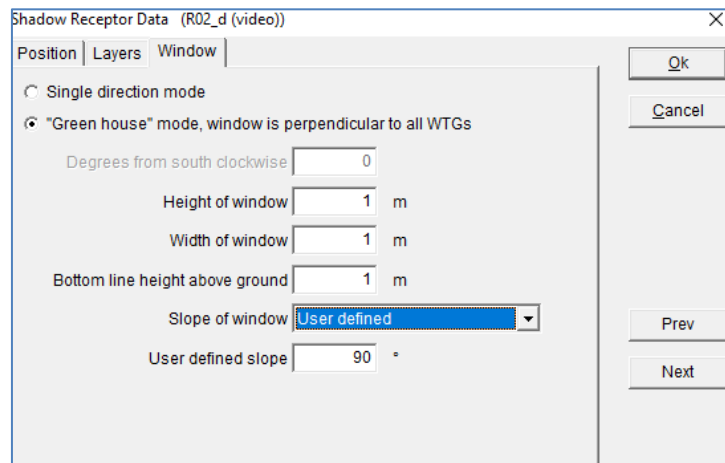


Figura 13: Finestra di input delle caratteristiche del recettore

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.

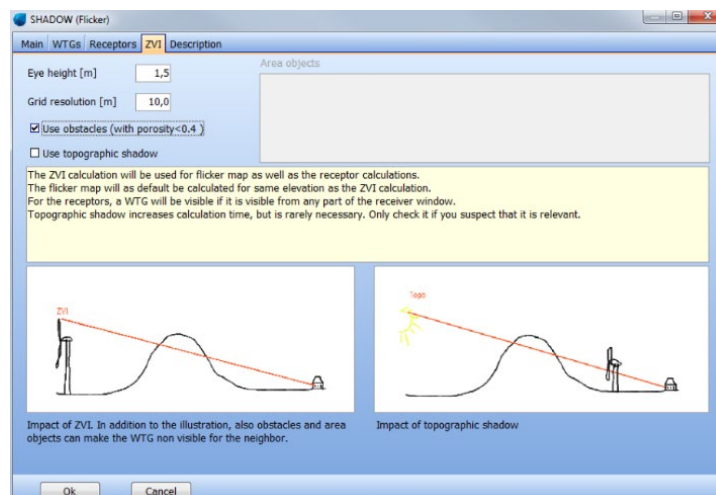


Figura 14: Finestra della opzione ZVI che tiene conto degli ostacoli naturali ed artificiali inputati nel software

 TENPROJECT	RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO EOLICO	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	1433-PD_A_OM-SIA01_REL_r00 16/03/2021 30/03/2021 00 31 di 47
--	--	---	--

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 proiettate sui ricettori.

3.3. 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.

3.4. 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.

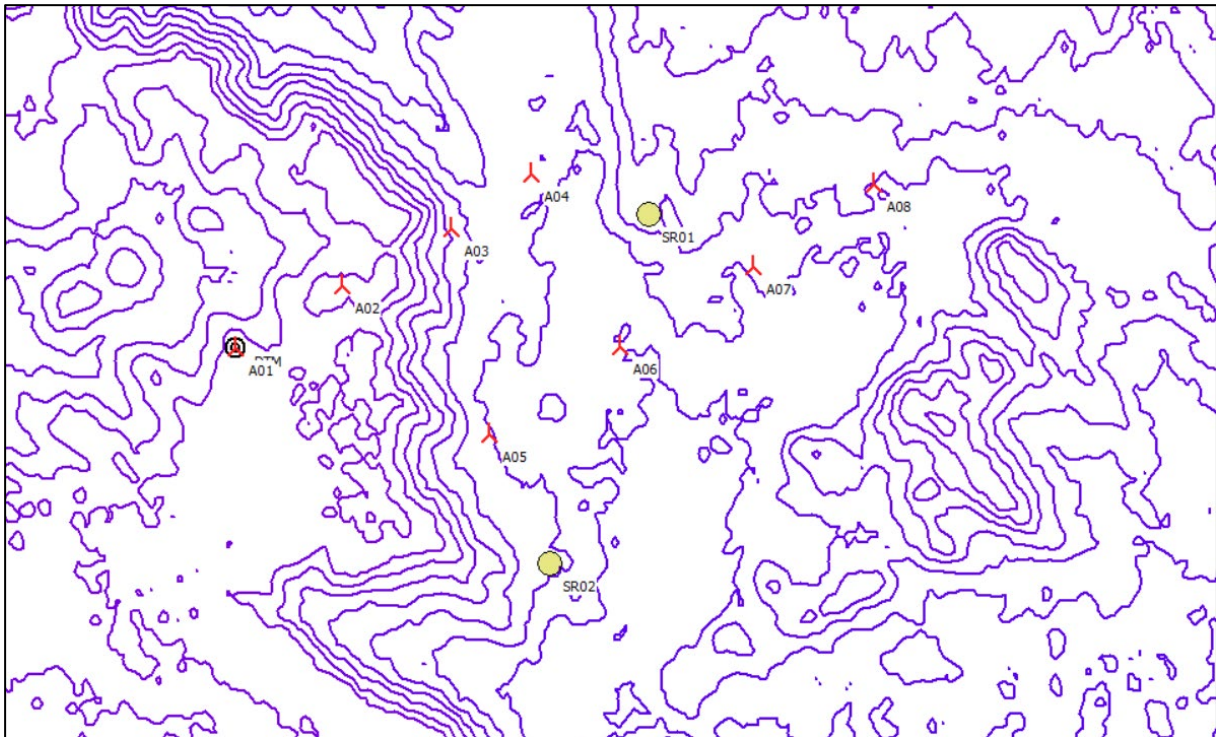


Figura 15: Stralcio del DTM di input con posizione degli aerogeneratori e dei recettori.

3.5. AEROGENERATORI E RECETTORI

Le coordinate ed il relativo modello di turbina sono stati dettagliati al paragrafo 2.2.

Le caratteristiche e le coordinate dei recettori sono state dettagliate al paragrafo 2.3, ma è importante sottolineare che per tutti i recettori si è ritenuto opportuno usare l'ipotesi di cautela della modalità "green house mode". Questa scelta è stata operata poiché in talune circostanze anche lo spazio antistante le strutture può essere considerato o adibito a luogo di riposo e relax. La scelta di una singola finestra o di una facciata in alcune condizioni potrebbe risultare riduttiva allo scopo di una vera valutazione d'impatto.

Tabella 10: Coordinate geografiche dei recettori e caratteristiche dimensionali della tipologia di area considerata nell'analisi.

ID Recettore	UTM WGS 84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine s.l.m. [m]	Lunghezza [m]	Larghezza [m]	Altezza [m]	Direction mode
SR01	291837	4184742	110	1	1	1	"Green house mode"
SR02	291154	4182557	100	1	1	1	"Green house mode"

3.6. 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 19 km a Nord Ovest dell'area di studio. La distanza dalla stazione di riferimento, risulta essere rappresentativa per le condizioni locali.

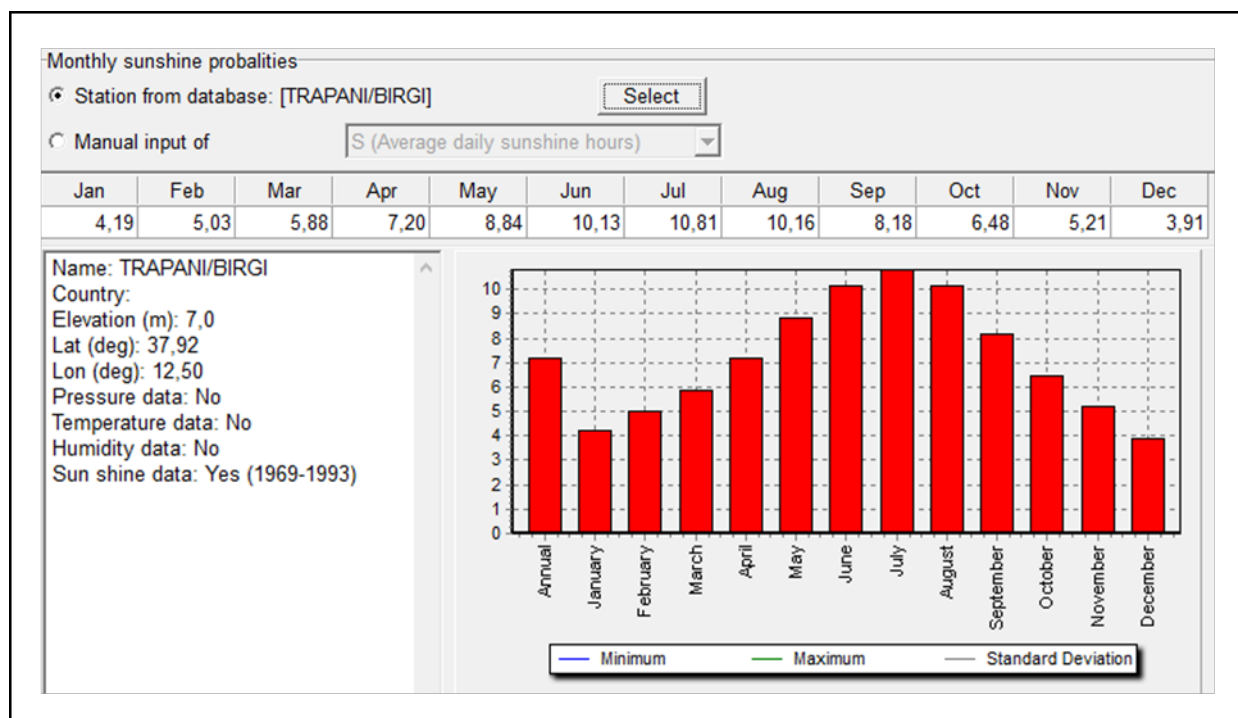


Figura 16: Valori di probabilità di soleggiamento mensile della stazione meteo di Trapani/Birgi.

I dati meteo utili al calcolo energetico e di funzionamento degli aerogeneratori sono stati ricavati dai dati anemologici di un nodo satellitare ERA5 avente una disponibilità di dati di 30 anni e posto a circa 4 km a Nord Est rispetto all'area di progetto. I parametri anemologici a seguire fanno riferimento al dato ad altezza 100 m s.l.t.

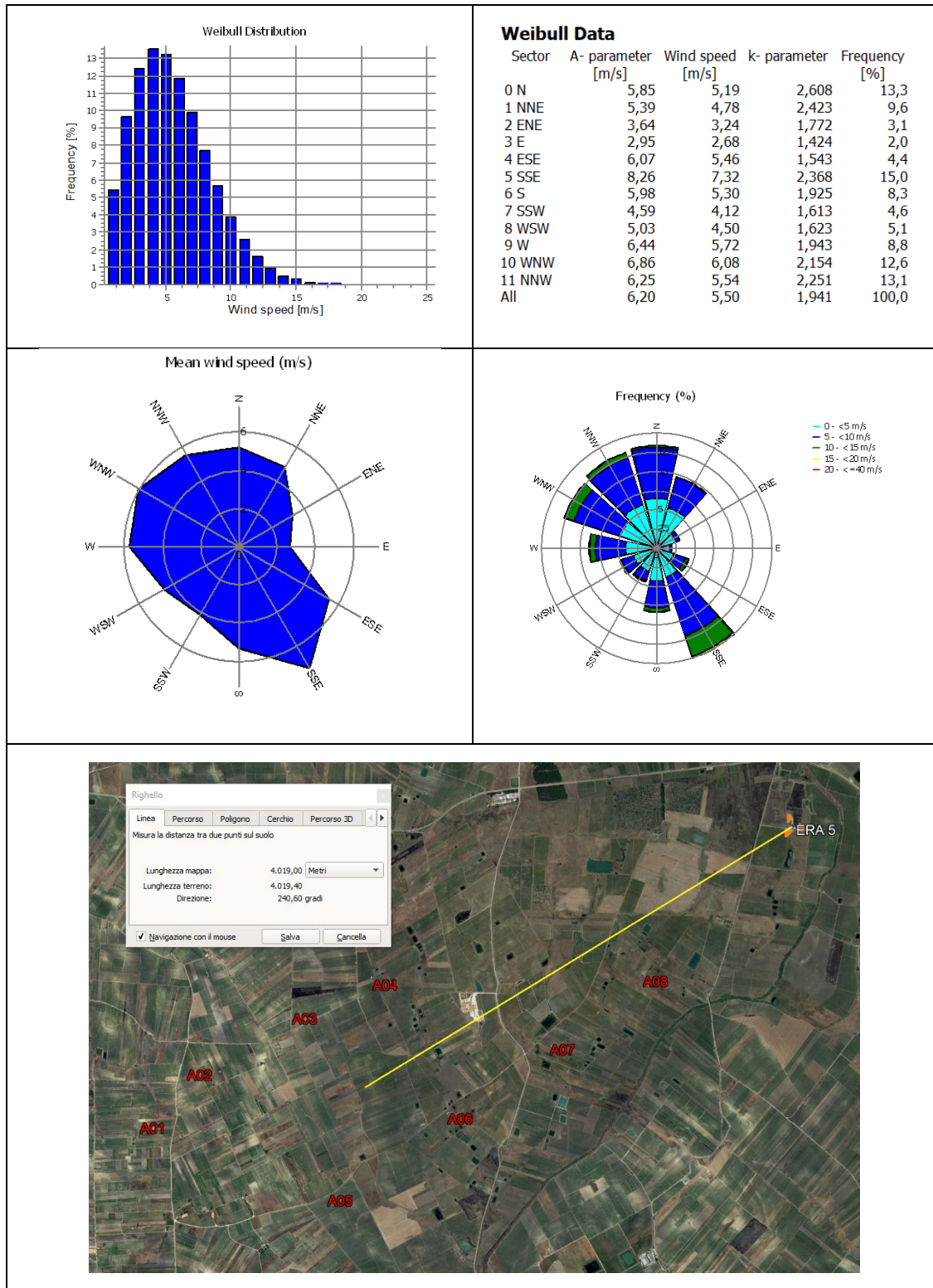


Figura 17: Informazioni sulla anemologia locale utili al calcolo dello shadow flickering.

 TENPROJECT	RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO EOLICO	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	1433-PD_A_OM-SIA01_REL_r00 16/03/2021 30/03/2021 00 35 di 47
--	--	---	--

4. RISULTATI

Si riportano di seguito sinteticamente in forma tabellare i risultati di durata cumulativa del fenomeno (dovuta complessivamente alla presenza degli aerogeneratori di progetto e a quelli in iter autorizzativo) per i recettori analizzati evidenziati, per le condizioni Real Case.

Tabella 11: Risultati del calcolo cumulativo: durata del fenomeno attesa in condizioni Real case sui singoli recettori calcolata considerando la presenza simultanea degli aerogeneratori di progetto e di quelli in iter autorizzativo.

ID Recettore	REAL CASE VALORI REALI ATTESI AL RECETTORE CUMULATIVO V150
	Shadow ore/anno
R01	50:17
R02	16:44

Per completezza si riportano a seguire anche i dati riguardanti la durata del fenomeno di flickering prodotto sui recettori dalla presenza dei soli aerogeneratori di progetto, per le condizioni di Real Case.

Tabella 12: Risultati del calcolo relativo ai soli aerogeneratori di progetto: durata del fenomeno attesa in condizioni Real case sui singoli recettori calcolata considerando la presenza dei soli aerogeneratori di progetto.

ID Recettore	REAL CASE VALORI REALI ATTESI AL RECETTORE SOLO IMPIANTO PROGETTO V150
	Shadow ore/anno
R01	51:51
R02	00:00

4.1. ANALISI DEI RISULTATI

Dalle simulazioni effettuate, si evince che gli aerogeneratori di progetto generano il fenomeno di shadow/flickering sul solo recettore R01.

Tale risultato ("real case") deve ritenersi comunque a carattere cautelativo poiché non tiene conto della presenza di nubi e di vegetazione ad alto fusto.

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.

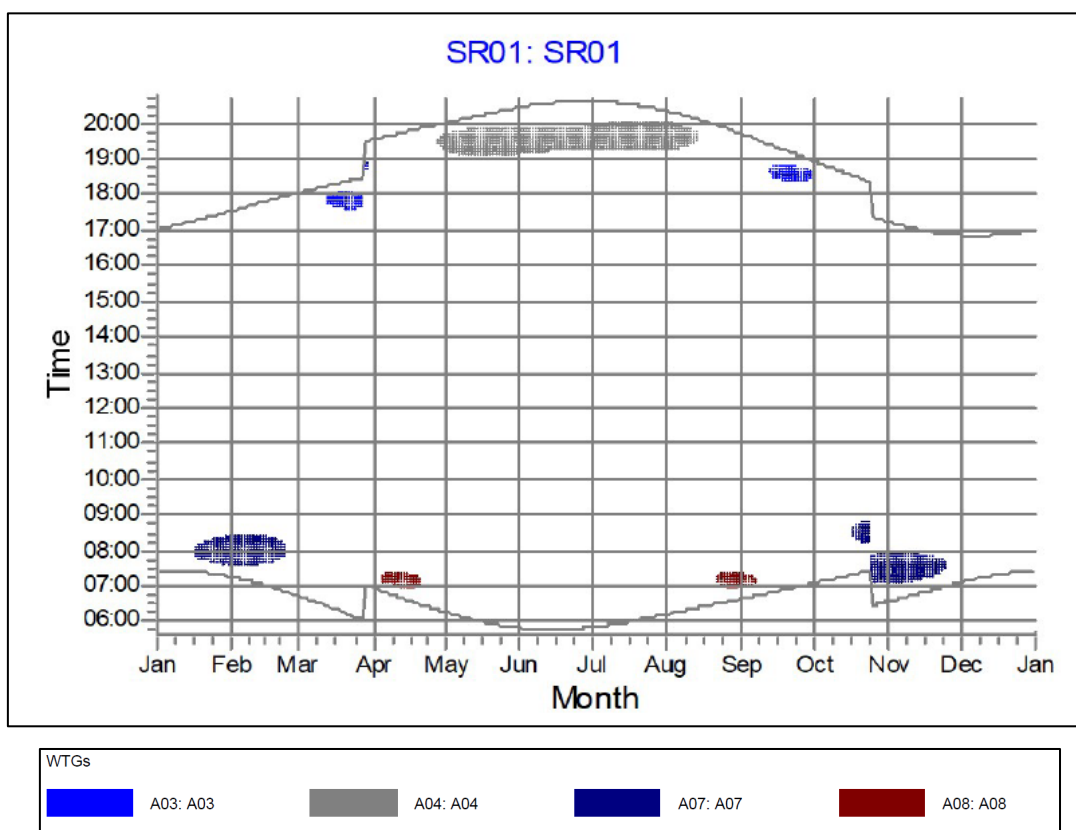


Figura 18: Rappresentazione grafica dell'ombreggiamento durante l'anno alle diverse fasce orarie e nei diversi mesi, i differenti colori sono utilizzati per distinguere le turbine che causano l'ombreggiamento.

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.

È stata inoltre elaborata una mappa (report *Map*, *Allegato 4*) in cui vengono riportate, con diverse

 TENPROJECT	RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO EOLICO	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	1433-PD_A_OM-SIA01_REL_r00 16/03/2021 30/03/2021 00 37 di 47
--	--	---	--

gradazioni di colore, le zone soggette ad una determinata durata del fenomeno dell'ombreggiamento dovuto alle sole turbine di progetto oltre all'estensione areale nella quale il fenomeno risulta significativo. La stessa mappa è stata elaborata anche per l'ombreggiamento cumulativo dovuto alle turbine di progetto e a quelle in iter autorizzativo (report *Map*, *Allegato 5*).

Il fenomeno dell'ombreggiamento interessa marginalmente tratti di strade provinciali, comunali e/o private per durate annuali che non superano le 100 ore/anno, ma solo in alcuni tratti. Preme tuttavia 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.

4.2. MISURE DI MITIGAZIONE

Lo studio eseguito ha evidenziato che il fenomeno di shadow flickering si presenta in maniera minima sul recettore R02, per il quale l'esposizione al fenomeno è al di sotto del limite delle 30 ore annue in condizioni Real case. Il recettore R01 risulta maggiormente soggetto poiché si è stimata una durata massima che supera le 30 ore annue in condizioni Real case.

Ad ogni modo è da evidenziare che il dato emerso risulta assolutamente non problematico, ma qualora dovessero realmente sussistere condizioni di disagio, potrebbero essere comunque richieste misure di mitigazione in virtù delle reali condizioni calcolate ai recettori in termini temporali e di frequenza di intermittenza. In tal senso è opportuno segnalare che esistono efficaci misure di mitigazione che potrebbero essere implementate, se necessario, quali la realizzazione di schermi artificiali o naturali (vegetazione) che esprimono la piena funzionalità solo in determinate condizioni orografiche oppure, la pre-programmazione software di esercizio delle macchine, eseguita sulla base dei dati di "calendar" calcolati.

Tali dati esplicitano con dettaglio del minuto tutti i momenti dell'anno in cui è previsto il verificarsi del fenomeno e, nelle ore in cui ciò avviene, la macchina potrebbe essere pre-programmata a non funzionare. Da alcuni anni sono inoltre stati brevettati diversi sistemi che si abbinano alla pre-programmazione, basati su sensori che rilevano le effettive condizioni ambientali (ventosità e copertura nuvolosa) ed applicano la pre-programmazione solo nei casi in cui il fenomeno si dovesse realmente verificare. In tal senso le macchine sarebbero limitate nel loro funzionamento solo per un numero di ore pari a quelle stimate per il real case, e quindi con impatto economico trascurabile.

 TENPROJECT	RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO EOLICO	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	1433-PD_A_OM-SIA01_REL_r00 16/03/2021 30/03/2021 00 38 di 47
--	--	---	--

5. 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 trascurabili o irrilevanti per il recettore R02, e non particolarmente problematici per il recettore R01.

In via generale va comunque sottolineato che, anche laddove sussistono le condizioni cumulative più sfavorevoli di esposizione, come nel caso del recettore individuato con R01, il fenomeno di ombreggiamento si manifesterebbe per un periodo massimo di circa 51 ore/anno per l'elaborazione effettuata nelle condizioni più verosimili ("Real Case") i cui 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. Si rimarca altresì che gli effetti cumulativi sono stati elaborati valutando sui recettori interessati l'apporto degli impianti esistenti e in iter autorizzativo che eventualmente potranno essere installati nei pressi di ogni singolo punto di sviluppo progettuale del nuovo layout.

 TENPROJECT	RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO EOLICO	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	1433-PD_A_OM-SIA01_REL_r00 16/03/2021 30/03/2021 00 39 di 47
--	--	---	--

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

**ALLEGATO 1: "MAIN RESULT": QUADRO SINTETICO DEI RISULTATI DI CALCOLO
nell'ipotesi elaborata di "Worst Case" e "Real Case"**
SHADOW - Main Result
Calculation: Shadow solo impianto di progetto V150

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

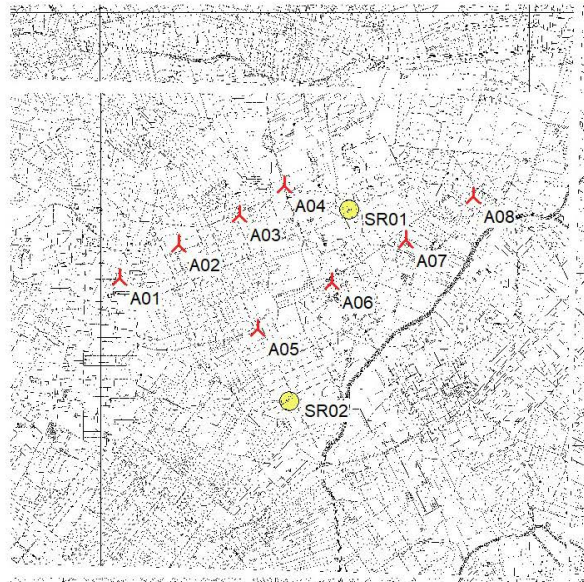
 Operational hours are calculated from WTGs in calculation and wind distribution:
 ERA 5 (Gaussian Grid)

 Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
520	1.171	569	239	569	1.361	536	437	487	792	858	718	8.256

 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 used in calculation
 Eye height: 1,5 m
 Grid resolution: 10 m

WTGs

UTM WGS84 Zone: 33 East	North	Z	Row data/Description	WTG type				Shadow data			
				Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Calculation distance [m]	RPM [RPM]
A01	289.201	4.183.969	150,0 A01	Yes	VESTAS	V150-5.6-5.600	5.600	150,0	125,0	1.900	0,0
A02	289.884	4.184.346	160,0 A02	Yes	VESTAS	V150-5.6-5.600	5.600	150,0	125,0	1.900	0,0
A03	290.579	4.184.684	118,1 A03	Yes	VESTAS	V150-5.6-5.600	5.600	150,0	125,0	1.900	0,0
A04	291.094	4.185.016	100,0 A04	Yes	VESTAS	V150-5.6-5.600	5.600	150,0	125,0	1.900	0,0
A05	290.790	4.183.385	100,0 A05	Yes	VESTAS	V150-5.6-5.600	5.600	150,0	125,0	1.900	0,0
A06	291.635	4.183.916	90,0 A06	Yes	VESTAS	V150-5.6-5.600	5.600	150,0	125,0	1.900	0,0
A07	292.485	4.184.393	100,0 A07	Yes	VESTAS	V150-5.6-5.600	5.600	150,0	125,0	1.900	0,0
A08	293.263	4.184.893	110,0 A08	Yes	VESTAS	V150-5.6-5.600	5.600	150,0	125,0	1.900	0,0

Shadow receptor-Input

UTM WGS84 Zone: 33										
No.	Name	East	North	Z	Width	Height	Height a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode
		[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]	
SR01	SR01	291.837	4.184.742	110,0	1,0	1,0	1,0	-180,0	90,0	"Green house mode"
SR02	SR02	291.154	4.182.557	100,0	1,0	1,0	1,0	-180,0	90,0	"Green house mode"

Calculation Results

Shadow receptor		Shadow, worst case			Shadow, expected values	
No.	Name	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]	
SR01	SR01	138:29	255	0:48	51:51	
SR02	SR02	0:00	0	0:00	0:00	

SHADOW - Main Result

Calculation: Shadow solo impianto di progetto V150

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

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
A01	A01	0:00	0:00
A02	A02	0:00	0:00
A03	A03	12:08	4:10
A04	A04	68:27	28:53
A05	A05	0:00	0:00
A06	A06	0:00	0:00
A07	A07	48:33	15:07
A08	A08	9:23	3:32

ALLEGATO 2: "CALENDAR": DETTAGLIO ANALITICO GIORNALIERO DELL'EFFETTO "FLICKERING" PER OGNI RECETTORE
SHADOW - Calendar

Calculation: Shadow solo impianto di progetto V150Shadow receptor: SR01 - SR01

Assumptions for shadow calculations

 Maximum distance for influence 2.000 m
 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 time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
520	1.171	560	239	560	1.361	536	437	487	792	858	718	8.258

 Idle start wind speed: Cut in wind speed from power curve

	January	February	March	April	May	June						
1	07:25	07:15	07:36 (A07)	06:43	06:57	06:15	19:16 (A04)	05:50	19:06 (A04)			
1	17:01	17:33	45 08:21 (A07)	18:03	19:32	20:00	21 19:37 (A04)	20:26	42 19:48 (A04)			
2	07:26	07:14	07:36 (A07)	06:42	06:55	06:14	19:14 (A04)	05:50	19:07 (A04)			
2	17:02	17:34	46 08:22 (A07)	18:04	19:33	20:00	25 19:39 (A04)	20:26	41 19:48 (A04)			
3	07:26	07:13	07:36 (A07)	06:40	06:54	06:13	19:12 (A04)	05:49	19:07 (A04)			
3	17:03	17:35	47 08:22 (A07)	18:05	19:34	20:01	28 19:40 (A04)	20:27	41 19:48 (A04)			
4	07:26	07:12	07:36 (A07)	06:39	06:52	06:12	19:10 (A04)	05:49	19:07 (A04)			
4	17:04	17:36	47 08:22 (A07)	18:06	19:35	20:02	30 19:40 (A04)	20:28	40 19:47 (A04)			
5	07:26	07:11	07:36 (A07)	06:37	06:51	06:11	19:08 (A04)	05:49	19:08 (A04)			
5	17:05	17:37	48 08:23 (A07)	18:07	19:36	5 07:13 (A08)	20:03	33 19:41 (A04)	20:28	39 19:47 (A04)		
6	07:26	07:10	07:36 (A07)	06:36	06:49	06:10	19:07 (A04)	05:48	19:09 (A04)			
6	17:05	17:38	48 08:23 (A07)	18:08	19:37	9 07:16 (A08)	20:04	35 19:42 (A04)	20:29	38 19:47 (A04)		
7	07:26	07:09	07:36 (A07)	06:34	06:48	06:09	19:06 (A04)	05:48	19:09 (A04)			
7	17:06	17:39	48 08:23 (A07)	18:09	19:38	12 07:18 (A08)	20:05	36 19:42 (A04)	20:29	39 19:48 (A04)		
8	07:26	07:08	07:36 (A07)	06:33	06:46	06:08	19:06 (A04)	05:48	19:10 (A04)			
8	17:07	17:40	48 08:23 (A07)	18:10	19:38	14 07:19 (A08)	20:06	37 19:43 (A04)	20:30	38 19:48 (A04)		
9	07:26	07:07	07:36 (A07)	06:32	06:45	06:07	19:05 (A04)	05:48	19:09 (A04)			
9	17:08	17:41	48 08:23 (A07)	18:11	19:39	16 07:19 (A08)	20:07	39 19:44 (A04)	20:30	38 19:47 (A04)		
10	07:26	07:06	07:36 (A07)	06:30	06:43	06:06	19:04 (A04)	05:48	19:10 (A04)			
10	17:09	17:43	47 08:23 (A07)	18:12	19:40	18 07:19 (A08)	20:08	41 19:45 (A04)	20:31	37 19:47 (A04)		
11	07:26	07:05	07:36 (A07)	06:29	06:42	06:05	19:05 (A04)	05:48	19:10 (A04)			
11	17:10	17:44	47 08:23 (A07)	18:13	19:41	20 07:20 (A08)	20:09	42 19:47 (A04)	20:31	37 19:47 (A04)		
12	07:26	07:04	07:36 (A07)	06:27	06:41	06:58 (A08)	06:04	19:04 (A04)	05:47	19:11 (A04)		
12	17:11	17:45	47 08:23 (A07)	18:13	19:42	21 07:19 (A08)	20:10	43 19:47 (A04)	20:32	36 19:47 (A04)		
13	07:26	07:03	07:37 (A07)	06:26	06:57 (A08)	06:03	19:04 (A04)	05:47	19:11 (A04)			
13	17:12	17:46	45 08:22 (A07)	18:14	4 17:53 (A03)	19:43	22 07:19 (A08)	20:10	44 19:48 (A04)	20:32	36 19:47 (A04)	
14	07:26	07:02	07:38 (A07)	06:24	17:43 (A03)	06:38	06:55 (A08)	06:02	19:03 (A04)	05:47	19:12 (A04)	
14	17:13	17:47	44 08:22 (A07)	18:15	12 17:55 (A03)	19:44	23 07:18 (A08)	20:11	45 19:48 (A04)	20:33	35 19:47 (A04)	
15	07:26	07:01	07:37 (A07)	06:23	17:40 (A03)	06:36	06:55 (A08)	06:01	19:03 (A04)	05:47	19:12 (A04)	
15	17:14	17:48	43 08:20 (A07)	18:16	16 17:56 (A03)	19:45	23 07:18 (A08)	20:12	45 19:48 (A04)	20:33	35 19:47 (A04)	
16	07:24	07:00	07:38 (A07)	06:21	17:39 (A03)	06:35	06:55 (A08)	06:00	19:03 (A04)	05:47	19:12 (A04)	
16	17:15	17:49	42 08:20 (A07)	18:17	18 17:57 (A03)	19:46	23 07:18 (A08)	20:13	45 19:48 (A04)	20:34	35 19:47 (A04)	
17	07:24	07:50 (A07)	06:59	07:39 (A07)	06:20	17:37 (A03)	06:33	06:55 (A08)	06:59	19:03 (A04)	05:47	19:13 (A04)
17	17:16	10 08:00 (A07)	17:50	40 08:19 (A07)	18:18	21 17:58 (A03)	19:47	21 07:16 (A08)	20:14	46 19:49 (A04)	20:34	34 19:47 (A04)
18	07:24	07:47 (A07)	06:57	07:40 (A07)	06:18	17:36 (A03)	06:32	06:56 (A08)	06:58	19:03 (A04)	05:48	19:14 (A04)
18	17:17	16 08:03 (A07)	17:51	38 08:18 (A07)	18:19	23 17:59 (A03)	19:48	19 07:15 (A08)	20:15	46 19:49 (A04)	20:34	34 19:48 (A04)
19	07:23	07:45 (A07)	06:56	07:41 (A07)	06:17	17:35 (A03)	06:31	06:58 (A08)	06:58	19:03 (A04)	05:48	19:14 (A04)
19	17:18	21 08:06 (A07)	17:52	35 08:16 (A07)	18:20	25 18:00 (A03)	19:49	16 07:14 (A08)	20:16	45 19:48 (A04)	20:35	34 19:48 (A04)
20	07:23	07:43 (A07)	06:55	07:42 (A07)	06:15	17:35 (A03)	06:29	06:59 (A08)	06:57	19:02 (A04)	05:48	19:14 (A04)
20	17:19	24 08:07 (A07)	17:53	33 08:15 (A07)	18:21	26 18:01 (A03)	19:49	12 07:11 (A08)	20:16	46 19:48 (A04)	20:35	34 19:48 (A04)
21	07:22	07:43 (A07)	06:54	07:44 (A07)	06:14	17:34 (A03)	06:28	07:02 (A08)	06:56	19:03 (A04)	05:48	19:14 (A04)
21	17:20	27 08:10 (A07)	17:54	29 08:13 (A07)	18:22	27 18:01 (A03)	19:50	6 07:08 (A08)	20:17	46 19:49 (A04)	20:35	34 19:48 (A04)
22	07:22	07:41 (A07)	06:52	07:46 (A07)	06:12	17:34 (A03)	06:27	06:56	06:56	19:03 (A04)	05:48	19:14 (A04)
22	17:21	30 08:11 (A07)	17:55	26 08:12 (A07)	18:23	28 18:02 (A03)	19:51	20:18	46 19:49 (A04)	20:35	34 19:48 (A04)	
23	07:21	07:41 (A07)	06:51	07:48 (A07)	06:11	17:34 (A03)	06:25	06:55	06:55	19:03 (A04)	05:48	19:15 (A04)
23	17:23	32 08:13 (A07)	17:57	20 08:08 (A07)	18:24	27 18:01 (A03)	19:52	20:19	45 19:48 (A04)	20:35	34 19:49 (A04)	
24	07:21	07:40 (A07)	06:50	07:52 (A07)	06:09	17:34 (A03)	06:24	06:54	06:54	19:04 (A04)	05:49	19:15 (A04)
24	17:24	34 08:14 (A07)	17:58	12 08:04 (A07)	18:25	26 18:00 (A03)	19:53	20:20	45 19:49 (A04)	20:36	34 19:49 (A04)	
25	07:20	07:39 (A07)	06:48	06:07	06:07	17:34 (A03)	06:23	06:54	06:54	19:03 (A04)	05:49	19:15 (A04)
25	17:25	36 08:15 (A07)	17:59	18:26	25 17:59 (A03)	19:54	20:20	45 19:48 (A04)	20:36	34 19:49 (A04)		
26	07:19	07:39 (A07)	06:47	06:06	06:06	17:35 (A03)	06:22	06:53	06:53	19:04 (A04)	05:49	19:14 (A04)
26	17:26	37 08:16 (A07)	18:00	18:27	24 17:59 (A03)	19:55	20:21	45 19:49 (A04)	20:36	35 19:49 (A04)		
27	07:19	07:38 (A07)	06:46	06:04	06:04	17:36 (A03)	06:20	06:52	06:52	19:04 (A04)	05:50	19:15 (A04)
27	17:27	39 08:17 (A07)	18:01	18:27	21 17:57 (A03)	19:56	20:22	44 19:48 (A04)	20:36	35 19:50 (A04)		
28	07:18	07:37 (A07)	06:44	06:03	06:03	17:37 (A03)	06:19	06:52	06:52	19:05 (A04)	05:50	19:15 (A04)
28	17:28	41 08:18 (A07)	18:02	18:28	18 17:55 (A03)	19:57	20:23	43 19:48 (A04)	20:36	35 19:50 (A04)		
29	07:17	07:36 (A07)	06:43	06:01	06:01	18:39 (A03)	06:18	19:23 (A04)	06:51	19:05 (A04)	05:50	19:16 (A04)
29	17:29	43 08:19 (A07)	18:03	19:29	14 18:53 (A03)	19:58	7 19:30 (A04)	20:23	43 19:48 (A04)	20:36	35 19:51 (A04)	
30	07:17	07:37 (A07)	06:42	06:00	06:00	18:42 (A03)	06:17	19:18 (A04)	06:51	19:05 (A04)	05:51	19:15 (A04)
30	17:30	43 08:20 (A07)	18:04	19:30	7 18:49 (A03)	19:59	17 19:35 (A04)	20:24	43 19:48 (A04)	20:36	36 19:51 (A04)	
31	07:16	07:36 (A07)	06:41	06:58	06:58	17:35 (A03)	06:16	06:50	06:50	19:06 (A04)	05:49	19:15 (A04)
31	17:31	45 08:21 (A07)	18:05	19:31	19:31	20:25	42 19:48 (A04)	20:25	42 19:48 (A04)	20:36	36 19:51 (A04)	
Potential sun hours	306	302	370	395	440	442	1089					
Total, worst case	478	973	362	304	1259	659						
Sun reduction	0,42	0,47	0,49	0,55	0,62	0,69						
Oper. time red.	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34	0,34						
Wind dir. red.	0,57	0,57	0,54	0,53	0,55	0,55						
Total reduction	0,27	0,30	0,30	0,33	0,38	0,42						
Total, real	128	287	107	100	480	458						

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)

SHADOW - Calendar

Calculation: Shadow solo impianto di progetto V150Shadow receptor: SR01 - SR01

Assumptions for shadow calculations

 Maximum distance for influence 2,000 m
 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 time

N	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum	
520	1.171	569	239	569	1.361	536	437	487	792	858	718	8.256

 Idle start wind speed: Cut in wind speed from power curve

	July	August	September	October	November	December
1	05:51	19:15 (A04) 06:13	19:14 (A04) 06:39	06:59 (A08) 07:05	06:34	07:05 (A07) 07:06
	20:36	36 19:51 (A04) 20:20	43 19:57 (A04) 19:41	20 07:19 (A08) 18:55	17:12	48 07:53 (A07) 16:52
2	05:52	19:15 (A04) 06:13	19:14 (A04) 06:40	07:00 (A08) 07:06	06:35	07:05 (A07) 07:07
	20:36	37 19:52 (A04) 20:19	42 19:56 (A04) 19:39	18 07:18 (A08) 18:53	17:11	48 07:53 (A07) 16:51
3	05:52	19:15 (A04) 06:14	19:15 (A04) 06:41	07:00 (A08) 07:06	06:36	07:05 (A07) 07:08
	20:36	37 19:52 (A04) 20:18	40 19:55 (A04) 19:38	16 07:15 (A08) 18:52	17:10	48 07:53 (A07) 16:51
4	05:53	19:15 (A04) 06:15	19:16 (A04) 06:42	07:01 (A08) 07:07	06:37	07:05 (A07) 07:09
	20:36	38 19:53 (A04) 20:17	38 19:54 (A04) 19:36	14 07:15 (A08) 18:50	17:09	48 07:53 (A07) 16:51
5	05:53	19:14 (A04) 06:16	19:16 (A04) 06:43	07:02 (A08) 07:08	06:39	07:05 (A07) 07:09
	20:35	39 19:53 (A04) 20:16	38 19:54 (A04) 19:35	12 07:14 (A08) 18:49	17:08	48 07:53 (A07) 16:51
6	05:54	19:15 (A04) 06:17	19:16 (A04) 06:43	07:03 (A08) 07:09	06:40	07:05 (A07) 07:10
	20:35	39 19:54 (A04) 20:15	36 19:52 (A04) 19:33	9 07:12 (A08) 18:47	17:07	47 07:52 (A07) 16:51
7	05:54	19:14 (A04) 06:18	19:17 (A04) 06:44	07:04 (A08) 07:10	06:41	07:05 (A07) 07:11
	20:35	39 19:53 (A04) 20:13	34 19:51 (A04) 19:32	5 07:09 (A08) 18:46	17:06	47 07:52 (A07) 16:51
8	05:55	19:15 (A04) 06:19	19:18 (A04) 06:45	07:11	06:42	07:06 (A07) 07:12
	20:35	39 19:54 (A04) 20:12	32 19:50 (A04) 19:30	18:44	17:05	47 07:53 (A07) 16:51
9	05:55	19:15 (A04) 06:19	19:20 (A04) 06:46	07:12	06:43	07:07 (A07) 07:13
	20:34	40 19:55 (A04) 20:11	29 19:49 (A04) 19:29	18:43	17:04	46 07:53 (A07) 16:51
10	05:56	19:14 (A04) 06:20	19:21 (A04) 06:47	07:13	06:44	07:07 (A07) 07:14
	20:34	41 19:55 (A04) 20:10	27 19:48 (A04) 19:27	18:41	17:03	45 07:52 (A07) 16:51
11	05:57	19:14 (A04) 06:21	19:23 (A04) 06:48	07:14	06:45	07:07 (A07) 07:15
	20:34	42 19:56 (A04) 20:09	24 19:47 (A04) 19:26	18:40	17:03	45 07:52 (A07) 16:51
12	05:57	19:14 (A04) 06:22	19:24 (A04) 06:48	07:15	06:46	07:08 (A07) 07:15
	20:33	42 19:56 (A04) 20:08	21 19:45 (A04) 19:24	18:38	17:02	43 07:51 (A07) 16:51
13	05:58	19:14 (A04) 06:23	19:27 (A04) 06:49	18:35 (A03) 07:16	06:47	07:08 (A07) 07:16
	20:33	42 19:56 (A04) 20:07	15 19:42 (A04) 19:22	4 18:39 (A03) 18:37	17:01	43 07:51 (A07) 16:51
14	05:59	19:14 (A04) 06:24	06:50	18:29 (A03) 07:16	06:48	07:09 (A07) 07:17
	20:33	43 19:57 (A04) 20:05	19:21	13 18:42 (A03) 18:35	17:00	41 07:50 (A07) 16:52
15	05:59	19:13 (A04) 06:25	06:51	18:27 (A03) 07:17	06:49	07:11 (A07) 07:18
	20:32	44 19:57 (A04) 20:04	19:19	17 18:44 (A03) 18:34	16:59	39 07:50 (A07) 16:52
16	06:00	19:13 (A04) 06:25	06:52	18:25 (A03) 07:18	06:50	07:12 (A07) 07:18
	20:32	44 19:57 (A04) 20:03	19:18	21 18:46 (A03) 18:33	16:59	37 07:49 (A07) 16:52
17	06:01	19:14 (A04) 06:26	06:53	18:24 (A03) 07:19	06:51	07:13 (A07) 07:19
	20:31	44 19:58 (A04) 20:02	19:16	23 18:47 (A03) 18:31	16:58	36 07:49 (A07) 16:52
18	06:01	19:14 (A04) 06:27	06:53	18:23 (A03) 07:20	06:52	07:14 (A07) 07:20
	20:30	44 19:58 (A04) 20:00	19:15	24 18:47 (A03) 18:30	16 08:38 (A07) 16:57	34 07:48 (A07) 16:53
19	06:02	19:13 (A04) 06:28	06:54	18:21 (A03) 07:21	06:53	08:19 (A07) 06:53
	20:30	45 19:58 (A04) 19:59	19:13	26 18:47 (A03) 18:28	22 08:41 (A07) 16:57	32 07:47 (A07) 16:53
20	06:03	19:13 (A04) 06:29	06:55	18:20 (A03) 07:22	06:55	08:16 (A07) 06:55
	20:29	45 19:58 (A04) 19:58	19:12	27 18:47 (A03) 18:27	27 08:43 (A07) 16:56	30 07:46 (A07) 16:54
21	06:04	19:13 (A04) 06:30	06:56	18:20 (A03) 07:23	06:56	08:14 (A07) 06:56
	20:29	46 19:59 (A04) 19:56	19:10	27 18:47 (A03) 18:26	31 08:45 (A07) 16:55	27 07:45 (A07) 16:54
22	06:04	19:13 (A04) 06:31	07:06 (A08) 06:57	18:19 (A03) 07:24	06:57	08:12 (A07) 06:57
	20:28	45 19:58 (A04) 19:55	7 07:13 (A08) 19:08	28 18:47 (A03) 18:24	34 08:46 (A07) 16:55	24 07:43 (A07) 16:55
23	06:05	19:13 (A04) 06:31	07:03 (A08) 06:58	18:19 (A03) 07:25	06:58	08:11 (A07) 06:58
	20:27	46 19:59 (A04) 19:54	13 07:16 (A08) 19:07	27 18:46 (A03) 18:23	36 08:47 (A07) 16:54	21 07:42 (A07) 16:55
24	06:06	19:13 (A04) 06:32	07:00 (A08) 06:59	18:19 (A03) 07:26	06:59	08:10 (A07) 06:59
	20:26	46 19:59 (A04) 19:52	17 07:17 (A08) 19:05	25 18:44 (A03) 18:22	38 08:48 (A07) 16:54	16 07:41 (A07) 16:56
25	06:07	19:13 (A04) 06:33	06:59 (A08) 06:59	18:19 (A03) 06:27	07:09 (A07) 07:00	07:28 (A07) 07:23
	20:26	46 19:59 (A04) 19:51	19 07:18 (A08) 19:04	23 18:42 (A03) 17:21	40 07:49 (A07) 16:53	10 07:38 (A07) 16:56
26	06:08	19:14 (A04) 06:34	06:58 (A08) 07:00	18:19 (A03) 06:28	07:08 (A07) 07:01	07:24
	20:25	45 19:59 (A04) 19:49	21 07:19 (A08) 19:02	21 18:40 (A03) 17:19	42 07:50 (A07) 16:53	16:57
27	06:08	19:13 (A04) 06:35	06:57 (A08) 07:01	18:20 (A03) 06:29	07:07 (A07) 07:02	07:24
	20:24	45 19:58 (A04) 19:48	23 07:20 (A08) 19:01	19 18:39 (A03) 17:18	43 07:50 (A07) 16:53	16:57
28	06:09	19:13 (A04) 06:36	06:57 (A08) 07:02	18:21 (A03) 06:30	07:06 (A07) 07:03	07:24
	20:23	45 19:58 (A04) 19:47	23 07:20 (A08) 18:59	17 18:38 (A03) 17:17	45 07:51 (A07) 16:52	16:58
29	06:10	19:14 (A04) 06:37	06:56 (A08) 07:03	18:23 (A03) 06:31	07:06 (A07) 07:04	07:25
	20:22	44 19:58 (A04) 19:45	23 07:19 (A08) 18:58	13 18:36 (A03) 17:16	45 07:51 (A07) 16:52	16:59
30	06:11	19:14 (A04) 06:37	06:57 (A08) 07:04	18:26 (A03) 06:32	07:05 (A07) 07:05	07:25
	20:21	44 19:58 (A04) 19:44	22 07:19 (A08) 18:56	9 18:35 (A03) 17:15	46 07:51 (A07) 16:52	16:59
31	06:12	19:14 (A04) 06:38	06:58 (A08)	06:33	07:06 (A07)	07:25
	20:21	44 19:58 (A04) 19:42	21 07:19 (A08)	17:14	47 07:53 (A07)	17:00
Potential sun hours	449	422	374	348	305	298
Total, worst case	1316	608	458	512	950	
Sun reduction	0,75	0,75	0,66	0,58	0,51	
Oper. time red.	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	
Wind dir. red.	0,65	0,64	0,64	0,67	0,67	
Total reduction	0,46	0,45	0,39	0,36	0,32	
Total, real	600	276	181	187	308	

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)

SHADOW - Calendar

Calculation: Shadow solo impianto di progetto V150 Shadow receptor: SR02 - SR02

Assumptions for shadow calculations

 Maximum distance for influence 2.000 m
 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 time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
520	1.171	589	239	589	1.361	536	437	487	792	858	718	8.256

 Idle start wind speed: Cut in wind speed from power curve

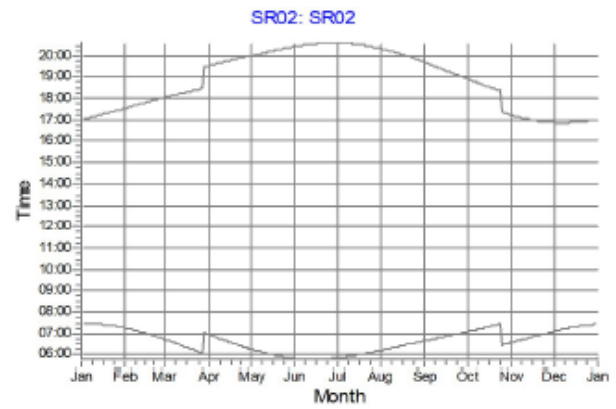
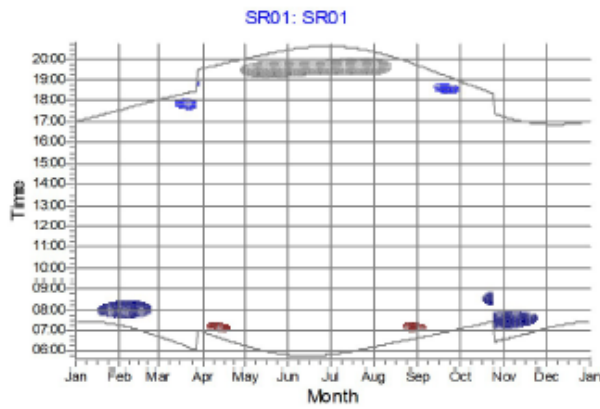
	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	07:25	07:15	06:43	06:57	06:15	05:50	05:51	06:13	06:39	07:05	06:34	07:06
	17:01	17:33	18:03	19:32	20:00	20:26	20:36	20:20	19:41	18:55	17:12	16:52
2	07:26	07:14	06:42	06:55	06:14	05:50	05:52	06:13	06:40	07:06	06:35	07:07
	17:02	17:34	18:04	19:33	20:00	20:26	20:36	20:19	19:39	18:53	17:11	16:51
3	07:26	07:13	06:40	06:54	06:13	05:49	05:52	06:14	06:41	07:06	06:36	07:08
	17:03	17:35	18:05	19:34	20:01	20:27	20:36	20:18	19:38	18:52	17:10	16:51
4	07:26	07:12	06:39	06:52	06:12	05:49	05:53	06:15	06:42	07:07	06:37	07:09
	17:04	17:36	18:06	19:35	20:02	20:28	20:36	20:17	19:36	18:50	17:09	16:51
5	07:26	07:11	06:37	06:51	06:11	05:49	05:53	06:16	06:43	07:08	06:39	07:09
	17:05	17:37	18:07	19:36	20:03	20:28	20:35	20:16	19:35	18:49	17:08	16:51
6	07:26	07:10	06:36	06:49	06:10	05:49	05:54	06:17	06:43	07:09	06:40	07:10
	17:05	17:38	18:08	19:37	20:04	20:29	20:35	20:15	19:33	18:47	17:07	16:51
7	07:26	07:09	06:34	06:48	06:09	05:48	05:54	06:18	06:44	07:10	06:41	07:11
	17:06	17:39	18:09	19:38	20:05	20:29	20:35	20:13	19:32	18:46	17:06	16:51
8	07:26	07:08	06:33	06:46	06:08	05:48	05:55	06:19	06:45	07:11	06:42	07:12
	17:07	17:40	18:10	19:38	20:06	20:30	20:35	20:12	19:30	18:44	17:05	16:51
9	07:26	07:07	06:32	06:45	06:07	05:48	05:55	06:19	06:46	07:12	06:43	07:13
	17:08	17:42	18:11	19:39	20:07	20:30	20:34	20:11	19:29	18:43	17:04	16:51
10	07:26	07:06	06:30	06:44	06:06	05:48	05:56	06:20	06:47	07:13	06:44	07:14
	17:09	17:43	18:12	19:40	20:08	20:31	20:34	20:10	19:27	18:41	17:03	16:51
11	07:26	07:05	06:29	06:42	06:05	05:48	05:57	06:21	06:48	07:14	06:45	07:15
	17:10	17:44	18:13	19:41	20:09	20:31	20:34	20:09	19:26	18:40	17:03	16:51
12	07:25	07:04	06:27	06:41	06:04	05:48	05:57	06:22	06:48	07:15	06:46	07:15
	17:11	17:45	18:14	19:42	20:10	20:32	20:33	20:08	19:24	18:38	17:02	16:51
13	07:25	07:03	06:26	06:39	06:03	05:48	05:58	06:23	06:49	07:16	06:47	07:16
	17:12	17:46	18:14	19:43	20:10	20:32	20:33	20:07	19:23	18:37	17:01	16:51
14	07:25	07:02	06:24	06:38	06:02	05:47	05:59	06:24	06:50	07:16	06:48	07:17
	17:13	17:47	18:15	19:44	20:11	20:33	20:32	20:05	19:21	18:35	17:00	16:52
15	07:25	07:01	06:23	06:36	06:01	05:47	05:59	06:25	06:51	07:17	06:49	07:18
	17:14	17:48	18:16	19:45	20:12	20:33	20:32	20:04	19:19	18:34	16:59	16:52
16	07:24	07:00	06:21	06:35	06:00	05:48	06:00	06:25	06:52	07:18	06:50	07:18
	17:15	17:49	18:17	19:46	20:13	20:34	20:32	20:03	19:18	18:33	16:59	16:52
17	07:24	06:59	06:20	06:34	05:59	05:48	06:01	06:26	06:53	07:19	06:51	07:19
	17:16	17:50	18:18	19:47	20:14	20:34	20:31	20:02	19:16	18:31	16:58	16:53
18	07:24	06:57	06:18	06:32	05:59	05:48	06:02	06:27	06:53	07:20	06:52	07:19
	17:17	17:51	18:19	19:48	20:15	20:34	20:30	20:00	19:15	18:30	16:57	16:53
19	07:23	06:56	06:17	06:31	05:58	05:48	06:02	06:28	06:54	07:21	06:53	07:20
	17:18	17:52	18:20	19:49	20:16	20:35	20:30	19:59	19:13	18:28	16:57	16:53
20	07:23	06:55	06:15	06:29	05:57	05:48	06:03	06:29	06:55	07:22	06:54	07:21
	17:19	17:53	18:21	19:49	20:16	20:35	20:29	19:58	19:12	18:27	16:56	16:54
21	07:22	06:54	06:14	06:28	05:56	05:48	06:04	06:30	06:56	07:23	06:56	07:21
	17:20	17:54	18:22	19:50	20:17	20:35	20:29	19:56	19:10	18:26	16:56	16:54
22	07:22	06:52	06:12	06:27	05:56	05:48	06:05	06:31	06:57	07:24	06:57	07:22
	17:22	17:56	18:23	19:51	20:18	20:35	20:28	19:55	19:09	18:25	16:55	16:55
23	07:21	06:51	06:11	06:25	05:55	05:49	06:05	06:31	06:58	07:25	06:58	07:22
	17:23	17:57	18:24	19:52	20:19	20:35	20:27	19:54	19:07	18:23	16:54	16:55
24	07:21	06:50	06:09	06:24	05:54	05:49	06:06	06:32	06:59	07:26	06:59	07:23
	17:24	17:58	18:25	19:53	20:20	20:36	20:26	19:52	19:05	18:22	16:54	16:56
25	07:20	06:48	06:08	06:23	05:54	05:49	06:07	06:33	06:59	07:27	07:00	07:23
	17:25	17:59	18:26	19:54	20:20	20:36	20:26	19:51	19:04	17:21	16:54	16:56
26	07:19	06:47	06:06	06:22	05:53	05:49	06:08	06:34	07:00	07:28	07:01	07:24
	17:26	18:00	18:27	19:55	20:21	20:36	20:25	19:49	19:02	17:19	16:53	16:57
27	07:19	06:46	06:04	06:20	05:52	05:50	06:08	06:35	07:01	07:29	07:02	07:24
	17:27	18:01	18:27	19:56	20:22	20:36	20:24	19:48	19:01	17:18	16:53	16:58
28	07:18	06:44	06:03	06:19	05:52	05:50	06:09	06:36	07:02	07:30	07:03	07:24
	17:28	18:02	18:28	19:57	20:23	20:36	20:23	19:47	18:59	17:17	16:52	16:58
29	07:17		07:01	06:18	05:51	05:50	06:10	06:37	07:03	07:31	07:04	07:25
	17:29		19:29	19:58	20:23	20:36	20:22	19:45	18:58	17:16	16:52	16:59
30	07:17		07:00	06:17	05:51	05:51	06:11	06:37	07:04	07:32	07:05	07:25
	17:30		19:30	19:59	20:24	20:36	20:21	19:44	18:56	17:15	16:52	17:00
31	07:16		06:58	06:15	05:51	06:12	06:38	06:42	07:05	07:33	07:06	07:25
	17:32		19:31	20:25	20:25	20:21	19:42	19:42	18:56	17:14	16:52	17:00
Potential sun hours	306	302	370	395	440	442	449	422	374	349	305	298
Total, worst case												
Sun reduction												
Oper. time red.												
Wind dir. red.												
Total reduction												
Total, real												

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)
--------------	------------------	-----------------	----------------------	---------------------------------	--------------------------------	----------------------------------	---------------------------------

**ALLEGATO 3: "CALENDAR GRAPHIC": SINTESI GRAFICA DEL "FLICKERING" SUI
RECETTORI ANALIZZATI**
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: Shadow solo impianto di progetto V150



WTGs

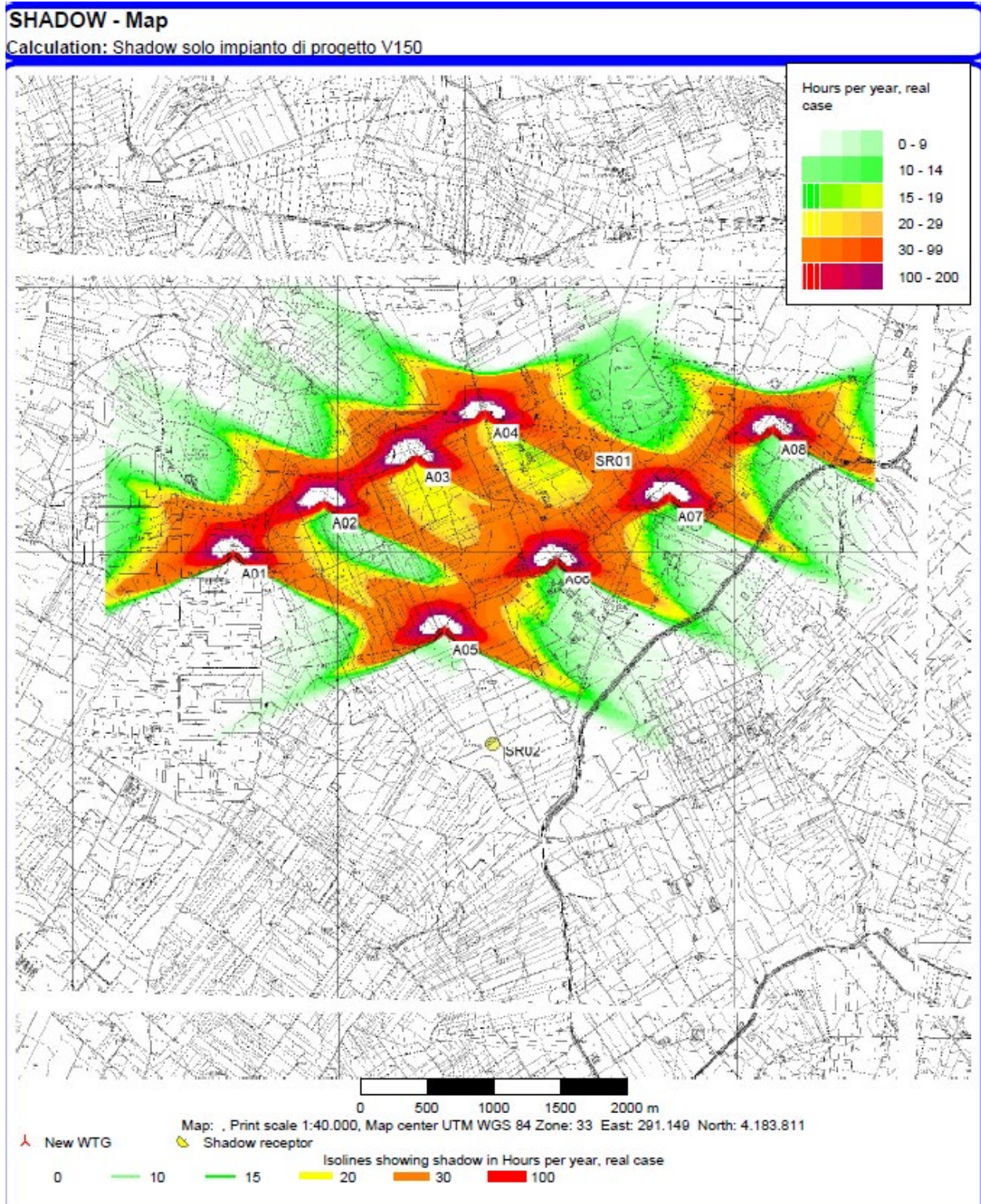
 A03: A03

 A04: A04

 A07: A07

 A08: A08

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.



 TENPROJECT	RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO EOLICO	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	GE.MAZ01.PD. 30/03/2021 30/03/2021 00 47 di 47
---	--	---	--

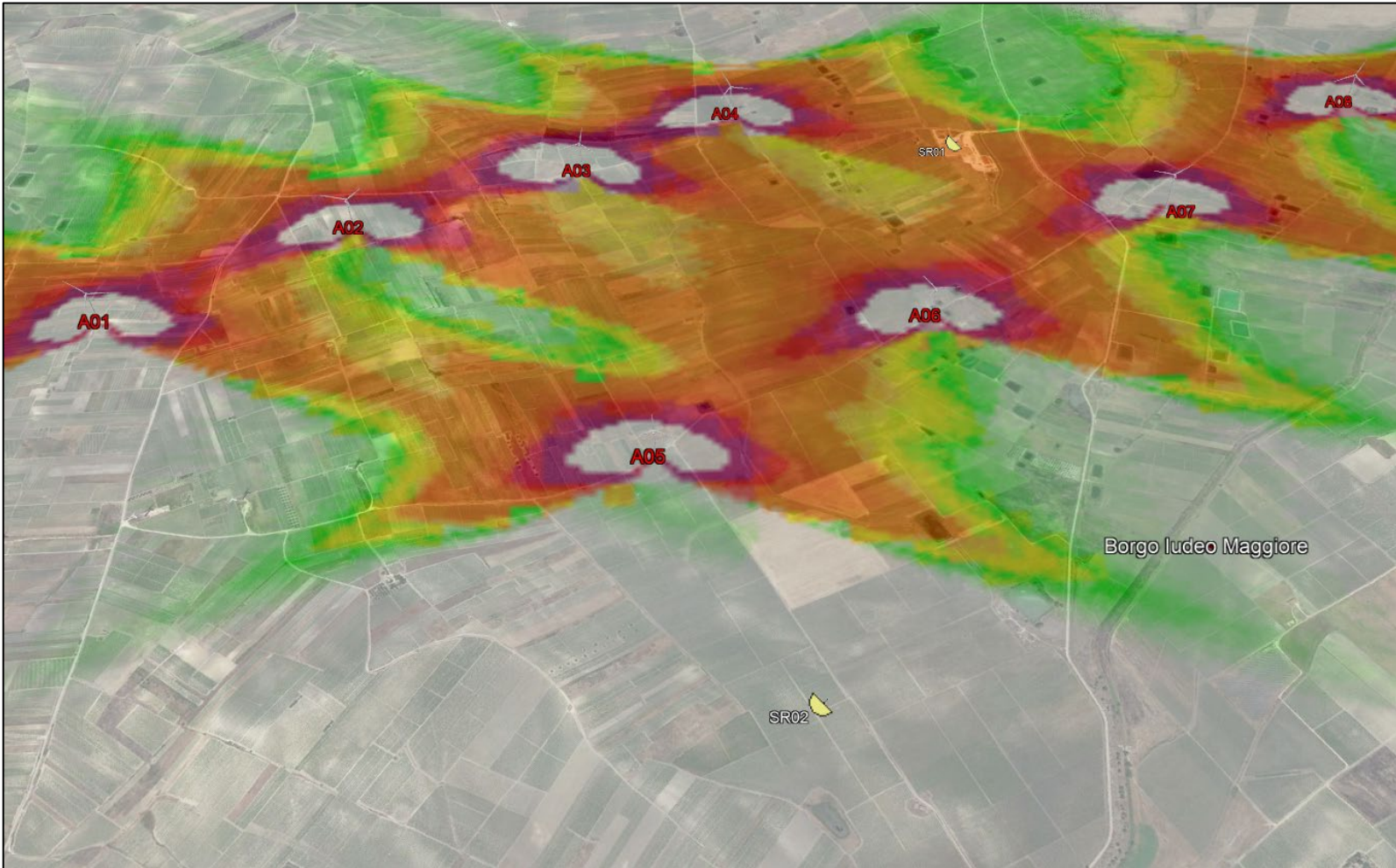


Figura 19: Mappa di isombreggiamento in versione planimetrica estratta da Google Earth.