

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE
DI UN PARCO EOLICO E DELLE RELATIVE OPERE DI
CONNESSIONE ALLA RTN
POTENZA NOMINALE 45 MW**

nel Comune di Lavello (PZ) - Località "Conti"

e

nel Comune di Montemilone (PZ) - Località "Il Cerzone"

REGIONE BASILICATA



PROVINCIA di POTENZA



COMUNE di LAVELLO



COMUNE di MONTEMILONE



PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE	A.7.	Scala:
	Studio sugli effetti di shadow-flickering	Formato: A4

PROPONENTE	<p>GIGLIO ENERGY S.r.l. Via del Seminario Maggiore 115 85100 - Potenza (PZ) <u>P.IVA 02096090762</u></p>
------------	---

PROGETTISTA	 <p>Arch. Giuseppe ROMANIELLO</p>
-------------	---

Rev.	Data	Oggetto della revisione
00	Gennaio 2021	Prima Emissione

SOMMARIO

PREMESSA	2
<i>/A/ INTRODUZIONE.....</i>	<i>2</i>
<i>/B/ NORMATIVA DI RIFERIMENTO</i>	<i>3</i>
<i>/C/ IL PROGETTO.....</i>	<i>4</i>
<i>I. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E PROGETTUALE</i>	<i>4</i>
<i>II. RICETTORI INTERESSATI</i>	<i>6</i>
<i>/D/ ANALISI DELLO SHADOW FLICKERING.....</i>	<i>6</i>
<i>I. METODOLOGIA DI ANALISI</i>	<i>8</i>
<i>II. DATI DI INPUT</i>	<i>11</i>
<i>a. DTM.....</i>	<i>11</i>
<i>b. SHADOW RECEPTORS.....</i>	<i>12</i>
<i>c. WTG</i>	<i>14</i>
<i>d. DATI VENTO</i>	<i>14</i>
<i>e. SITO METERELOGICO</i>	<i>15</i>
<i>III. REAL CASE</i>	<i>15</i>
<i>/E/ RISULTATI.....</i>	<i>16</i>
<i>I. ANALISI RISULTATI</i>	<i>17</i>
CONCLUSIONI	20

PREMESSA

Questo documento riporta un'analisi dell'effetto di Shadow-Flickering del progetto eolico da realizzare in località "Conti" nel comune di Lavello e località "Il Cerzone" nel comune di Montemilone in provincia di Potenza, della Regione Basilicata.

Lo "shadow flicker", tradotto letteralmente come ombreggiamento intermittente, risulta dalla proiezione dell'ombra delle pale rotanti degli aerogeneratori sottoposte alla luce diretta del sole. Da tutto ciò deriva un effetto stroboscopico che vede un "taglio" intermittente della luce solare; tale intermittenza viene ad intensificarsi nelle ore vicine all'alba o al tramonto ossia quando la posizione del sole è in grado di generare delle ombre più consistenti.

Considerato che a lungo andare questa alternanza di luce-ombra potrebbe dare fastidio agli occupanti delle abitazioni rurali poste nelle vicinanze dell'impianto e le cui finestre risultano esposte al fenomeno stesso, è essenziale stimare le ore/anno di esposizione per ciascun "ricettore sensibile".

L'impianto oggetto di studio, da realizzare nei comuni di Lavello e Montemilone (PZ), è costituito da 10 aerogeneratori della potenza individuale nominale di circa 4.5 MW per una potenza totale complessiva di circa 45 MW.

All'interno del presente documento, a seguito di una breve descrizione del fenomeno di Shadow Flickering, viene esposto il quadro generale e normativo riferito allo stesso; dopodiché si analizza il caso in esame facendo bene attenzione a descrivere:

- Posizione e caratteristiche delle turbine;
- Shadow Receptor (SR) quali eventuali abitazioni rurali presenti in prossimità dell'area;
- Analisi del caso di studio;
- Esposizione dei risultati ottenuti.

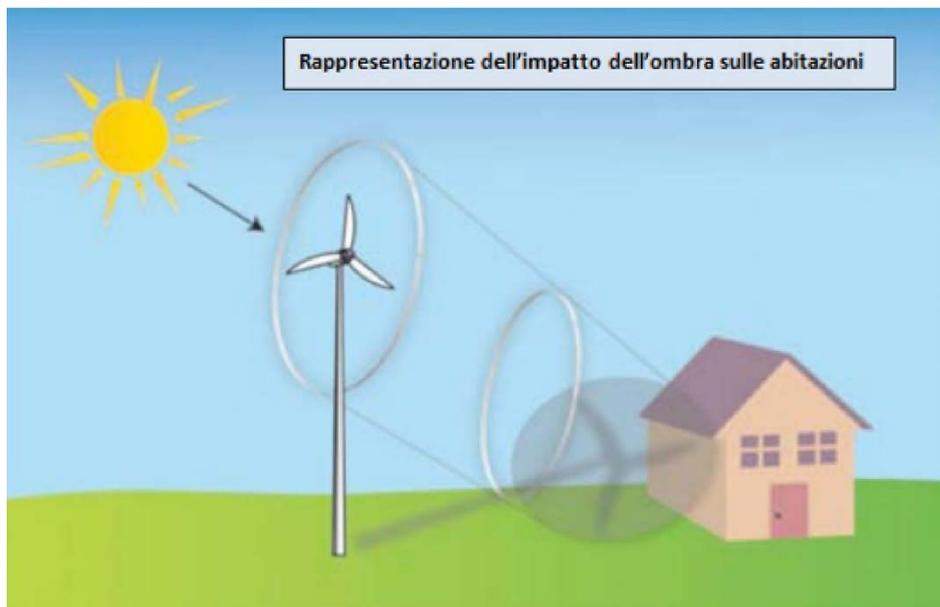
Tutti gli aspetti sopra elencati vengono trattati dentro WindPRO, un software di simulazione specifico del campo eolico che viene incontro in varie fasi della progettazione, incluso la quantificazione del fenomeno di Shadow Flickering mediante il modulo chiamato SHADOW.

/A/ INTRODUZIONE

Un aerogeneratore è composto da un rotore, formato da tre pale, che ruota attorno al proprio asse. A causa di questa rotazione, l'ombra dal rotore intermittente, provoca un fenomeno, solitamente definito utilizzando il termine inglese "shadow-flickering", che può risultare di disturbo per gli esseri umani che si trovano all'interno della zona d'ombra

intermittente. Nel valutare gli impatti dell'impianto eolico si devono pertanto considerare gli effetti dello shadow-flickering sui luoghi abitati siti nell'area di impianto.

Dato che nei momenti della giornata in cui il sole è più prossimo all'orizzonte, l'angolo di incidenza della radiazione solare risulta molto basso, le ombre generate dagli aerogeneratori si allungano notevolmente e, sebbene per un periodo di tempo molto ristretto, interessano una porzione di terreno ampia. Sulla base dell'esperienza dei paesi del Nord Europa, ove il fenomeno è molto più sentito per l'effetto della minore altezza del sole sull'orizzonte (es. Danimarca, Germania...), la valutazione del fenomeno viene effettuata per singolo recettore, determinando il numero di ore in cui esso è affetto da questo fenomeno.



/B/ **NORMATIVA DI RIFERIMENTO**

L'effetto Shadow-Flickering è più pronunciato nelle latitudini settentrionali durante i mesi invernali. Pertanto alcuni paesi hanno adottato dei limiti di legge relativi all'esposizione all'effetto in trattazione.

In Italia invece non esiste normativa nazionale specifica che regolamenti il fenomeno, e quindi alcune regioni, nella definizione dei propri regolamenti di settore, si sono regolate autonomamente.

La Regione Basilicata, nel Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale (PIEAR) stabilisce una "distanza minima di ogni aerogeneratore dalle abitazioni determinata in base".

La Regione Basilicata, nel Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale (PIEAR) richiede una "distanza minima di ogni aerogeneratore dalle abitazioni determinata in base

▣ ▣ _____ ▣ ▣

ad una verifica di compatibilità acustica (relativi a tutte le frequenze emesse) di Shadow-Flickering e di sicurezza in caso di rottura accidentale degli organi rotanti. In ogni caso questa distanza non deve essere inferiore a 2,5 volte l'altezza massima della pala (altezza della torre più lunghezza della pala) o 300 metri". Non è previsto invece nella normativa regionale alcun limite in termine di tempo di esposizione al fenomeno.

Tuttavia, allo scopo di fornire una valutazione del progetto anche in termini qualitativi, nella definizione del layout di progetto si è valutato anche questo aspetto e si è cercato di tenere l'esposizione di ogni ricettore allo shadow flickering al di sotto delle 30 ore annue, parametro considerato a livello internazionale come qualità.

/C/ IL PROGETTO

1. Inquadramento territoriale e progettuale

L'area interessata dalla realizzazione del progetto è prevalentemente destinata ad uso agricolo e si stanZIA al di fuori dei centri abitati di Lavello (PZ), alle località "Conti"; essa presenta una variabilità topografica e altimetrica abbastanza omogenea attestandosi su circa 227 m slm.

La zona prevista per la realizzazione del parco eolico si trova, in linea d'aria e approssimativamente, a 14,7 km in direzione EST-NORD EST dal centro abitato di Lavello (PZ) ed a 7 km in direzione NORD dal centro abitato di Montemilone (PZ).

L'impianto di progetto si costituisce di 10 aerogeneratori modello Siemens SG170 della potenza nominale approssimativa di 4.5 MW per una potenza totale complessiva di circa 45 MW.

Il progetto prevede l'uso di aerogeneratori della più moderna tecnologia e di elevata potenza nominale unitaria, in modo da massimizzare la potenza dell'impianto e l'energia producibile, diminuendo così il numero di turbine e quindi l'impatto ambientale a parità di potenza installata.



Figura 1: inquadramento territoriale dell'area da destinare alla realizzazione del parco eolico

Nello studio del fenomeno di Shadow Flickering la fonte dell'ombreggiamento è data dagli aerogeneratori stessi: il modello ritenuto adatto per l'impianto in esame è il modello Siemens SG170 con diametro del rotore di 170m e a altezza al mozzo di 115m.

Sebbene l'area oggetto di studio non è interessata dalla presenza di turbine afferenti ad altri impianti eolici già presenti o autorizzati non è possibile calcolare l'effetto cumulativo delle stesse con l'impianto in progetto sugli eventuali recettori esistenti.

Il calcolo di Shadow Flickering viene dunque svolto per le sole turbine dell'impianto in progetto e le cui coordinate sono contenute in Tabella 1.

	UTM WGS 84 Lon. Est [m]	UTM WGS84 Lat. Nord [m]	P [kW]	H slm [m]	H mozzo slt [m]	D rotore [m]
WTG01	579,028	4,551,599	4'500	219	115	170
WTG02	579,919	4,551,298		176		
WTG03	580,369	4,550,094		210		
WTG04	581,770	4,549,545		243		
WTG05	581,923	4,548,791		237		
WTG06	580,322	4,548,913		254		
WTG07	580,843	4,548,248		253		

□ . . . □ . . . □ . . . □ . . . □

WTG08	579,411	4,547,419		284		
WTG09	578,722	4,547,075		302		
WTG10	577,988	4,546,842		288		

Tabella 1: Coordinate aerogeneratori dell'impianto di progetto e caratteristiche salienti

II. Ricettori interessati

Poiché l'area è destinata alla realizzazione del progetto maggiormente ad uso agricolo e stanziata al di fuori dei centri abitati dei comuni di Lavello e Montemilone (PZ), la maggior parte dei fabbricati individuati nell'area sono di tipo produttivo, essendo capanni e depositi connessi ad attività agricole, ed adibite a ricovero per mezzi e materiali.

I fabbricati considerati nello studio sono prevalentemente ruderi non abitati in cui la presenza di persone è stata rilevata solo per brevi periodi e sono stati considerati i soli fabbricati abitativi, ubicati in un raggio di 2 km dagli aerogeneratori (oltre questa distanza, l'effetto si considera trascurabile).

È di seguito riportata la vista aerea dell'area (**Figura 8**) insieme all'individuazione di tutti i recettori inseriti nel calcolo di shadow flickering; in seguito verrà riportato l'elenco dei recettori con le rispettive coordinate geografiche esposte nel sistema di riferimento UTM WGS84 Tabella 2.

/D/ ANALISI DELLO SHADOW FLICKERING

Lo Shadow flickering o effetto di "taglio" intermittente della luce solare è dovuto al sole che incontrando la rotazione delle pale produce la proiezione dell'ombra della turbina stessa sull'area strettamente afferente il parco eolico.

Questo fenomeno è più evidente nelle latitudini a nord durante i mesi invernali (Es. Danimarca), a causa dell'angolo del sole, ma l'ombreggiamento intermittente si può verificare in qualunque breve momento tra l'alba ed il tramonto e cambiando la posizione del sole per tutto il giorno e per tutto l'anno cambierà anche l'area interessata dall'ombra.

Ovviamente devono persistere condizioni tali da creare il fenomeno quali appunti:

- Turbina in funzione;
- Cielo aperto e sgombro da copertura nuvolosa;
- Posizione del rotore della turbina lungo la linea di vista e senza ostacoli dal recettore al sole.

Le condizioni sopra elencate rappresentano anche il caso peggiore (worst case) che non identificano soltanto il fenomeno di ombreggiamento ma ne permettono anche una

☒ . . . ☒ . . . _____ . . . ☒ . . . ☒

sovrastima poiché nella realtà (real case) il fenomeno si verifica con minor “frequenza” a causa di una serie di fattori che interviene sulla percettibilità del medesimo andando a ridurre quella che è l’entità dell’impatto calcolato. Più precisamente i fattori in questione sono:

- Posizione del ricettore relativamente alla turbina;
- Caratteristiche del vento (la direzione determina l’orientamento del rotore; l’intensità determina l’attivazione);
- Dimensioni dell’aerogeneratore;
- Periodo dell’anno;
- Momento della giornata;
- Condizione meteorologiche (ad es. presenza di copertura nuvolosa o foschia vanno a mitigare il fenomeno).

Il fenomeno è infatti meno intenso quando:

- aumenta la distanza turbina-recettore, se essa è maggiore di 10 volte il diametro del rotore si ha una diminuzione dell’intensità del tremolio dell’ombra che sarà meno percepibile dall’occhio umano;
- 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 del sole.

Da non trascurare le condizioni di illuminazione ambientale le quali vanno ad influenzare 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.

Il fastidio e il disturbo che il fenomeno di flickering può provocare all’uomo è fortemente legato alla frequenza o alla velocità del tremolio dell’ombra a loro volta correlate alla velocità del rotore e al numero di lame sulla turbina: alcune linee guida di paesi esteri raccomandano una velocità di flicker non maggiore di 3 “tagli” al secondo; per la classica turbina tripala questo effetto corrisponde ad una completa rotazione del rotore in un secondo, equivalente a 60 giri al minuto (60 RPM). Il valore di 60 RPM è tipico di aerogeneratori di piccola taglia con piccoli rotori (circa 20 m) che avranno di conseguenza più elevata velocità di rotazione. Le turbine attualmente in commercio di grande taglia hanno una velocità di rotazione ben inferiore a tali valori, con una velocità del rotore che si attesta intorno ai 20 RPM. Ciò si traduce in bande che passano frequenze inferiori a 1 Hz o 1 ciclo al secondo: a tali basse frequenze, lo sfarfallio potrebbe essere causa di fastidio, ma non costituisce una minaccia per la salute.

□ . . . □ . . . _____ . . . □ . . . □

Il fenomeno di Flickering può essere modellato e previsto semplicemente con un dettaglio del minuto essendo in possesso di alcune informazioni, ossia:

- localizzazioni geografiche (turbine e recettori);
- elevazioni del suolo (turbine e recettori);
- geometria delle turbine (diametro del rotore e altezza al mozzo).

Da quanto risulta da tutto ciò sarà possibile disporre le turbine di modo che il numero di ore all'anno per ogni recettore sensibile non superi una certa soglia massima.

Da quanto si evince da una stima eseguita su base annuale le ore di ombra sono minori all'aumentare della distanza del pilone secondo una particolare geometria dettata dalla posizione geografica; come è osservabile dalla Figura 2 l'ombra arriva a proiettarsi anche sino ad una distanza di 1 km, anche se per la durata di pochi minuti all'anno.

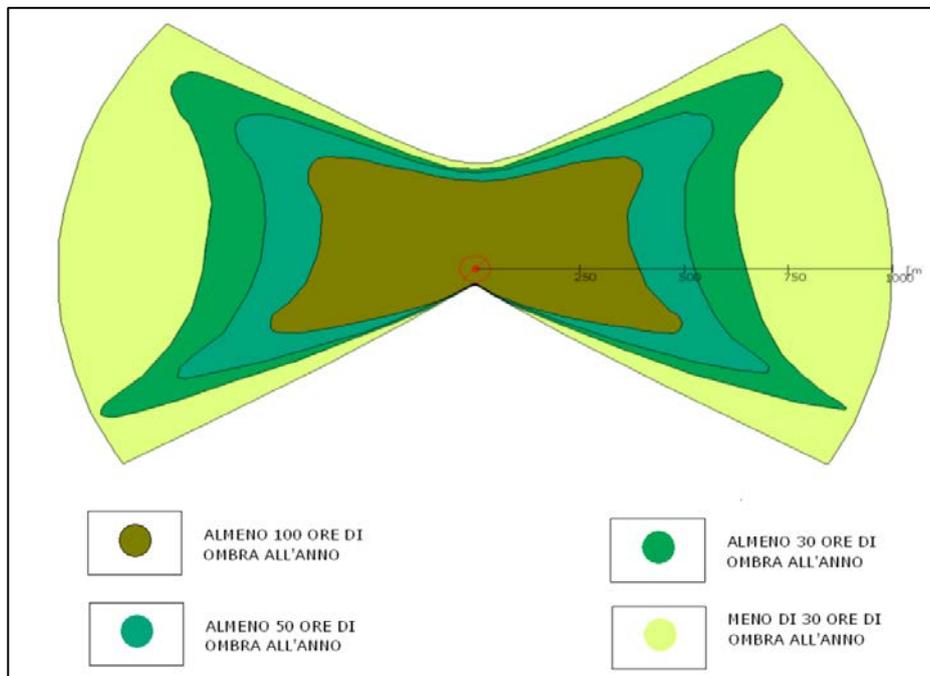


Figura 2: schema rappresentativo dell'evoluzione annuale tipo dell'ombra di un aerogeneratore

In Italia non esiste una normativa specifica ma vi sono delle regolamentazioni locali che stabiliscono una soglia specifica, al di sotto della quale bisogna tenersi, oltre la quale il fenomeno potrebbe divenire "relevant", "significant" o addirittura "unreasonable".

1. Metodologia di analisi

Allo scopo di ottenere i risultati si è fatto uso di un software specifico per la progettazione eolica WindPRO che, composto da una serie di moduli, è in grado di simulare una

moltitudine di aspetti legati all'operatività del parco. Il modulo che viene in soccorso per la stima del fenomeno di ombreggiamento è SHADOW.

Quelli che seguono sono i dati utilizzati come input, ovvero:

- ▲ Il modello DTM del terreno;
- ▲ Per gli aerogeneratori:
 - posizione geografica;
 - modello;
 - caratteristiche dimensionali;
- ▲ definizione di aree sensibili o recettori con relative:
 - posizione geografica;
 - caratteristiche dimensionali dell'area disturbata (finestra, patio, area esterna);
- ▲ caratteristiche anemologiche dell'area (funzionali al calcolo di *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.

Per la definizione del recettore o "finestra" nel modello bisogna definirne attentamente (Figura 3):

- La posizione sopra il livello del suolo e la sua dimensione (altezza e larghezza);
- L'inclinazione rispetto all'orizzontale (si può scegliere tra finestra verticale, orizzontale e tetto [45°]).
- L'orientamento direzionale tra rispetto al sud (in gradi, positivi, a ovest).

In alternativa è possibile optare per la modalità "Green house" dando al recettore le caratteristiche di una "serra" il quale riceve ombra da qualsivoglia direzione in quanto totalmente esposto al fenomeno dell'ombra intermittente.

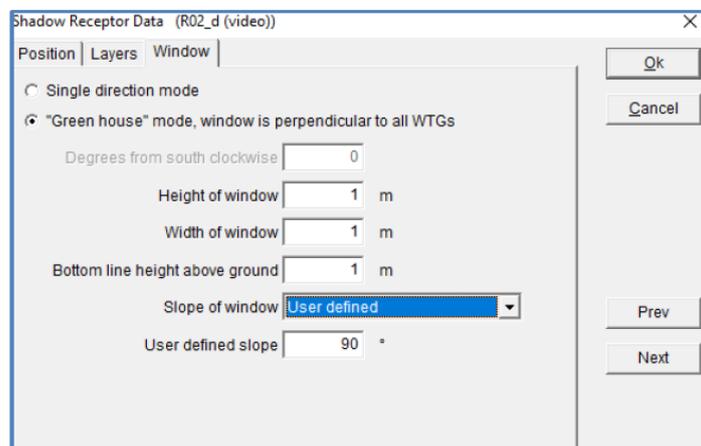


Figura 3: finestra di input delle caratteristiche del recettore

□ . . . □ . . . □ . . . □ . . . □

In Figura 4 è riportato lo schema di calcolo del modulo SHADOW.

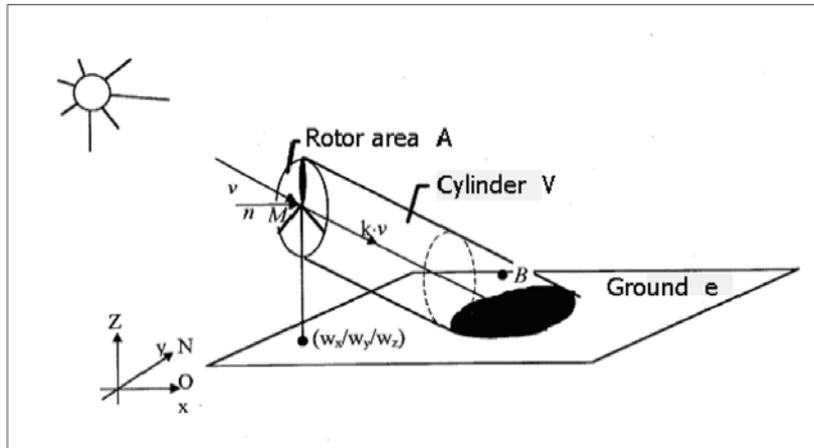


Figura 4: schema di calcolo del modulo SHADOW

Inoltre bisogna considerare che il software tiene anche conto della presenza di eventuali elementi digitalizzati come "ostacoli" e che vanno dunque a ridurre l'intensità del fenomeno (Figura 5).

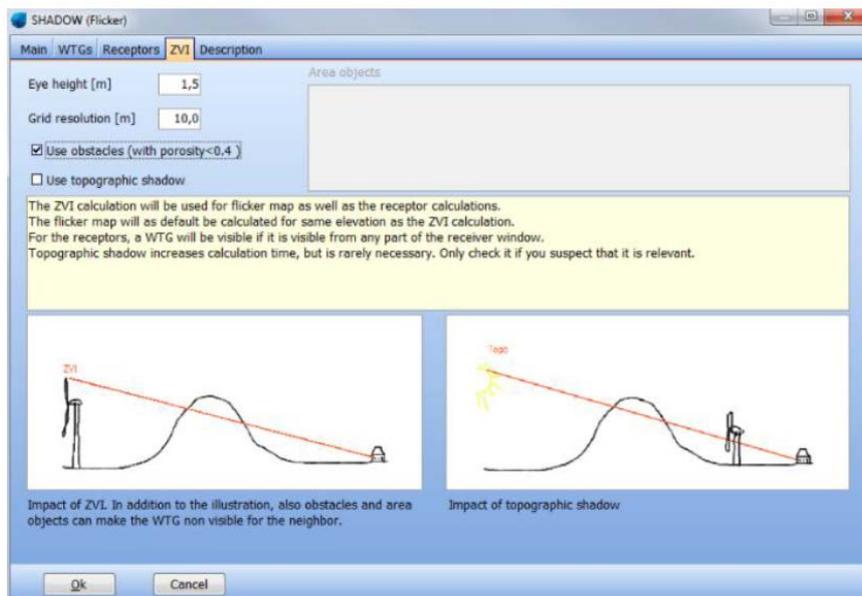


Figura 5: opzione ZVI disponibile per gli ostacoli naturali ed artificiali digitalizzati nel modello

Naturalmente alla base del calcolo vengono assunte come condizioni quelle rappresentative del *worst case* descritto in precedenza e che omette:

- Aerogeneratore sempre in funzione;
- Sole splendente dall'alba al tramonto (altezza minima sull'orizzonte pari almeno a 3° affinché produca il fenomeno di ombreggiamento);

□ . . . □ . . . _____ . . . □ . . . □

- Aerogeneratore che “insegue” il sole ossia piano di rotazione delle pale sempre perpendicolare alla direttrice sole-aerogeneratore.

Al fine di una massimizzazione del fenomeno già sovrastimato (worst case) si procede con:

- Ciascun recettore digitalizzato in “Green house” mode per cui nel calcolo ciascuna parete dello stesso risulterà esposto al fenomeno;
- Trascurare la presenza eventuale di ostacoli e/o alberi che intercettano le ombre diminuendo o annullando l’intensità del fenomeno.

I risultati derivanti dal worst case si confrontano poi con quelli del *real case* il quale permette di ricavare un numero di ore di ombreggiamento più realistico tenendo conto di:

- Reale presenza del sole;
- Ore di funzionamento della turbina nell’arco di un anno in funzione della direzione del vento che influisce sull’orientamento delle pale rispetto al sole e di conseguenza sull’ombra proiettata sui recettori.

II. *Dati di Input*

Il modello per la simulazione dell’impianto con il modulo SHADOW è stato impostato inserendo nel software:

- Il modello digitale del terreno (DTM) per tener conto dell’orografia funzionale nella mascheratura fisica dell’impatto dell’ombra;
- Posizione geografica dei recettori con relativo *dettaglio dimensionale* delle aree più esposte (come illustrato in Figura 3);
- Posizioni geografiche dei generatori di turbine eoliche e loro *caratteristiche dimensionali*;
- Dati vento di una *stazione di misura locale* per il calcolo dell’energia funzionale alla stima delle ore operative e delle probabilità associate alle diverse direzioni del vento;
- Dati provenienti da una *stazione meteo nazionale* per il calcolo della probabilità mensile della presenza del sole;
- Assenza di ostacoli naturali e/o artificiali.

Vediamoli di seguito nel dettaglio.

a. *DTM*

Il modello digitale del terreno è stato direttamente estrapolato dai dati disponibili online assicurandosi che combaciasse con le curve di livello tracciate e visibili su carta IGM 1:25'000 (Figura 6).

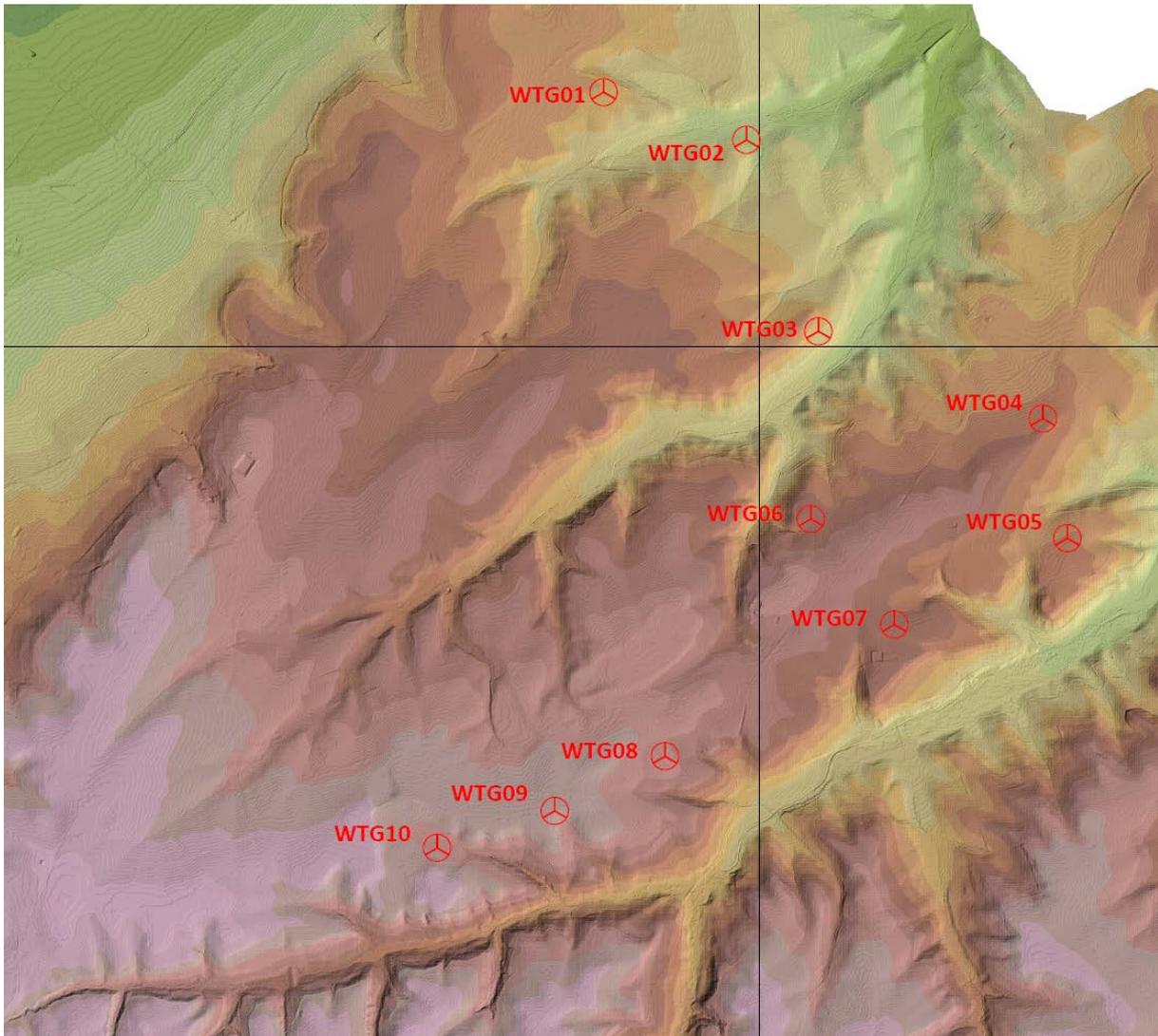


Figura 6: modello digitale del terreno (DTM) per l'area di realizzazione del parco

b. SHADOW RECEPTORS

Le coordinate di tutti gli Shadow Receptors raffigurati in Figura 7 e Figura 8 sono riportate in Tabella 2 assieme alle caratteristiche dimensionali delle stesse (digitalizzate in base alle modalità espresse in Figura 3). Si chiarisce che sono tutti stati acquisiti in modalità "Green house" così da porsi a vantaggi di sicurezza, non considerando dunque la singola finestra soggetta al fenomeno di ombreggiamento ma eventualmente anche l'area antistante le abitazioni rurali dove comunque vi è la possibilità che vi siano esseri umani sensibili al fenomeno.

✠ ✠ ✠ ✠ ✠

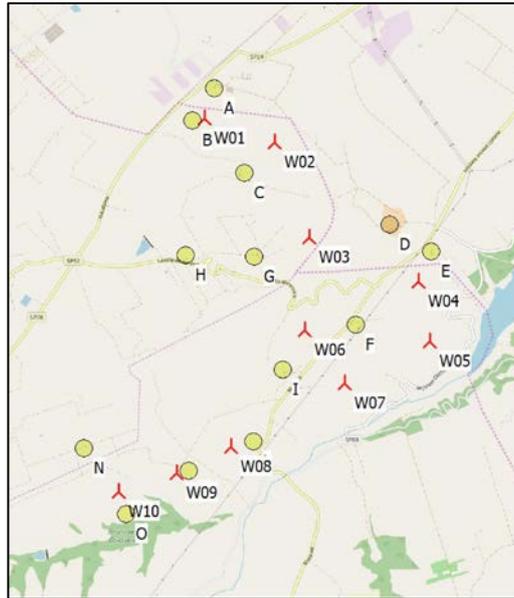


Figura 7: rappresentazione delle WTG e degli Shadow Receptor (WindPRO)

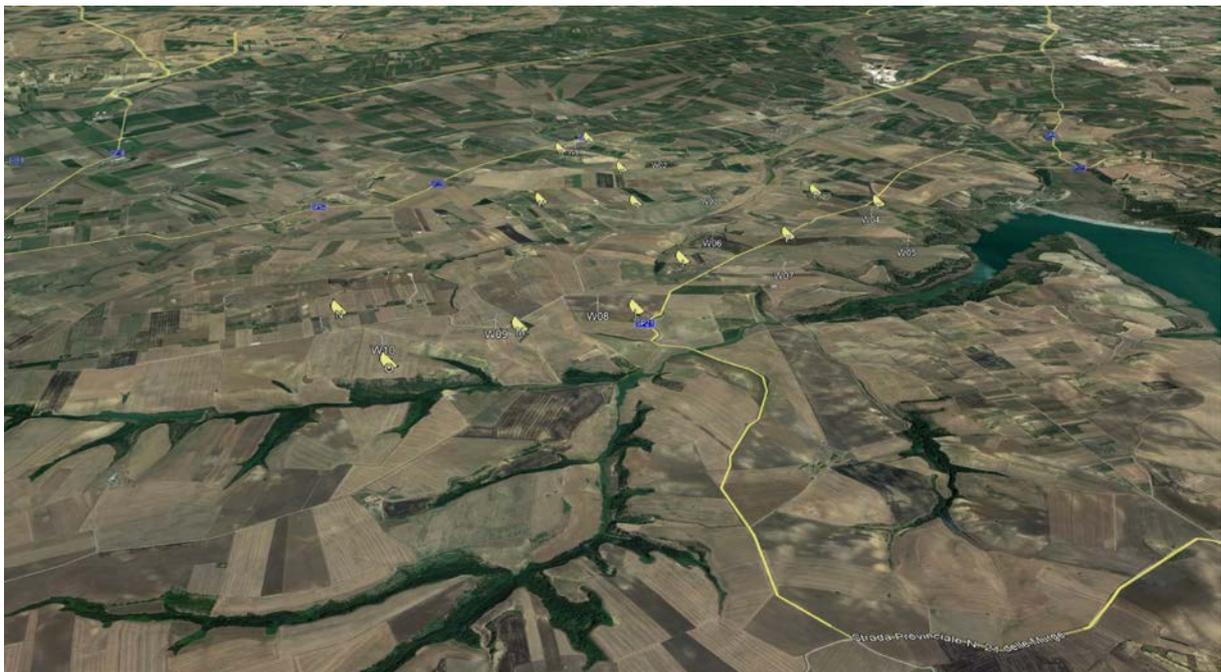


Figura 8: rappresentazione degli Shadow Receptor (WindPRO) esportata su Google Earth

No. Name	Easting	Northing	Z [m]	Width [m]	Height [m]	Elevation a.g.l. [m]	Slope of window [°]	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l. [m]
A R1	579.153	4.551.982	221	1,2	1,4	1,0	90,0	Green house mode	2,4

□ . . . □ . . . □ . . . □ . . . □

B R2	578.875	4.551.565	225	1,2	1,4	1,0	90,0	Green house mode	2,4
C R3	579.536	4.550.908	228	1,2	1,4	1,0	90,0	Green house mode	2,4
D R4	581.391	4.550.263	223	1,2	1,4	1,0	90,0	Green house mode	2,4
E R5	581.922	4.549.929	232	1,2	1,4	1,0	90,0	Green house mode	2,4
F R6	580.97	4.548.993	268	1,2	1,4	1,0	90,0	Green house mode	2,4
G R7	579.679	4.549.841	247	1,2	1,4	1,0	90,0	Green house mode	2,4
H R8	578.806	4.549.847	262	1,2	1,4	1,0	90,0	Green house mode	2,4
I R9	580.059	4.548.406	281	1,2	1,4	1,0	90,0	Green house mode	2,4
L R10	579.693	4.547.492	267	1,2	1,4	1,0	90,0	Green house mode	2,4
M R11	578.883	4.547.116	301	1,2	1,4	1,0	90,0	Green house mode	2,4
N R12	577.554	4.547.382	289	1,2	1,4	1,0	90,0	Green house mode	2,4
O R13	578.09	4.546.552	309	1,2	1,4	1,0	90,0	Green house mode	2,4

Tabella 2: coordinate geografiche nel sistema UTM WGS84 e caratteristiche dimensionali dei singoli ricettori (SR - Shadow Receptor)

c. WTG

Le coordinate geografiche degli aerogeneratori nel sistema UTM WGS84 sono contenute dalla Tabella 1.

d. DATI VENTO

I dati vento adottati per il calcolo dello Shadow Flickering sono direttamente reperibili su WindPRO e sono afferenti ai dati vento raccolti dal satellite *ERA-5* (Distribuzione di Weibull riportata in Figura 9) dove l'altezza di riferimento della stazione è 15 m s.l.t. e i dati vento raccolti vanno dal 1 gennaio 1993 al 31 agosto 2019.

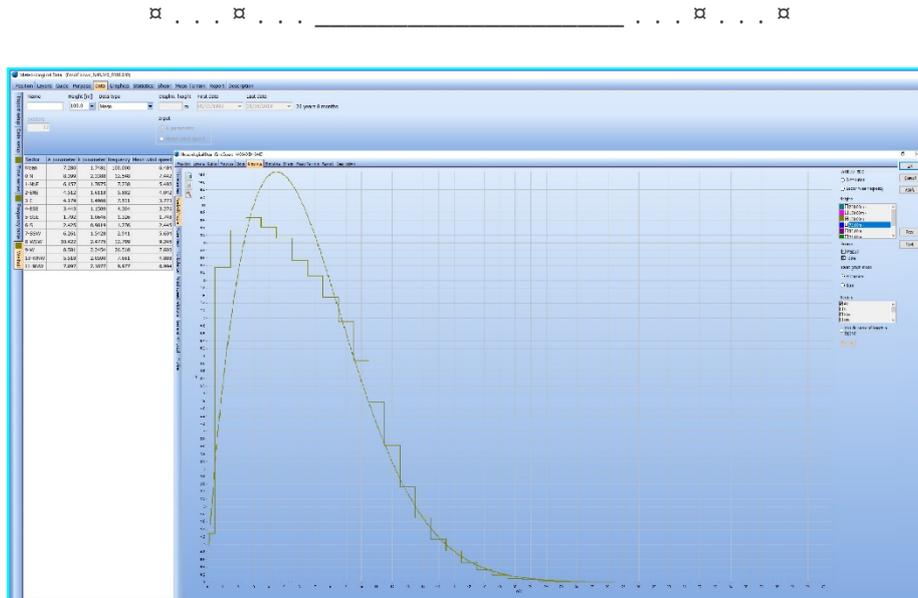


Figura 9: caratteristiche anemologiche della stazione ERA-5 (Weibull distribution)

e. SITO METEOROLOGICO

Il sito utilizzato per la conoscenza climatica dell'area è anch'esso direttamente scelto dal software WindPRO ed è in questo caso afferente al sito di PALINURO con distanza di circa 110 km dall'area di progetto, le cui caratteristiche sono riportate in Figura 10.

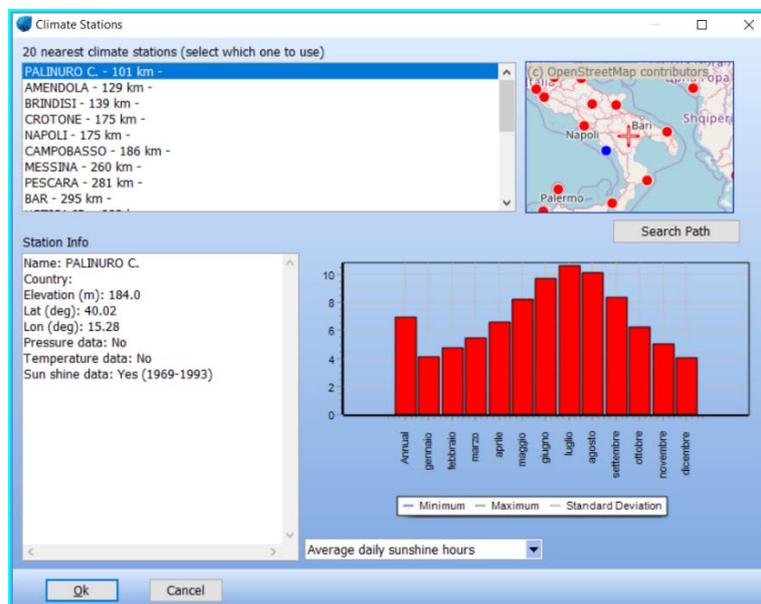


Figura 10: info sulla stazione meteo di Palinuro utilizzata come *Climate Station*

III. Real Case

Il software WindPRO permette l'analisi di due casi distinti: il worst case e il real case.

Il worst case rappresenta il considerare la coesistenza di tutti quei fattori (WTG sempre in funzione, assenza di copertura nuvolosa e aerogeneratore che "insegue" il sole) i quali

tendono a sovrastimare le ore di ombreggiamento sui recettori esistenti nell'area come già esposto in dettaglio nel paragrafo "I METODOLOGICA DI ANALISI".

Per effettuare il calcolo del real case di considerano invece le condizioni reali esistenti èer cui, accanto ai dati vento che permettono di analizzare il fenomeno di Shadow Flickering, è essenziale tener conto anche delle condizioni meteorologiche che permettono di dare un peso al fenomeno analizzando avendo una stima delle ore solari reali. Nel caso specifico si è tenuto conto delle condizioni meteo raccolte dal sito di Palinuro (Figura 10) che seppur distante dall'area di realizzazione del parco di circa 110 km, è quello che meglio si appresta in quanto in possesso di un ampio database oltre che avente caratteristiche morfologiche e climatiche totalmente simili all'area di riferimento.

/E/ RISULTATI

Di seguito vengono riportati i risultati ottenuti, nel dettaglio sono poste a confronto le ore di ombreggiamento ottenute nel worst case con quelle del real case (Tabella 3).

SHADOW - Main Result

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]
A	A	69:22	60	1:40	16:58
B	B	516:55	211	3:33	197:53
C	C	0:00	0	0:00	0:00
D	D	19:16	48	0:35	6:09
E	E	106:30	108	1:29	27:51
F	F	74:46	99	1:13	24:01
G	G	78:52	121	0:52	31:10
H	H	14:41	88	0:19	4:09
I	I	34:40	85	0:46	10:33
L	L	289:06	216	2:00	99:07
M	M	714:42	257	3:12	257:56
N	N	43:11	109	0:40	11:14
O	O	0:00	0	0:00	0:00

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

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
W01	W01	566:36	209:42
W02	W02	19:41	5:12
W03	W03	108:17	40:58
W04	W04	89:42	22:44
W05	W05	22:26	6:46
W06	W06	76:02	23:49
W07	W07	32:18	9:41
W08	W08	309:31	109:27
W09	W09	690:04	246:12
W10	W10	49:23	13:16

Tabella 3: risultati dal calcolo eseguito con WindPRO, con riportate le ore di ombreggiamento con il worst case e il real case.

I. Analisi risultati

Secondo quanto illustrato in Tabella 3 è possibile vedere come gli Shadow Receptor identificati con R2, R10 e R11 siano quelli più interessati dal fenomeno di ombreggiamento per cui il valore di ombreggiamento supera le 30 h nel real case.

Anche se è vero che per i recettori appena elencati il valore qualitativo individuato di 30 h/anno viene superato, bisogna tener conto il fatto che i casolari/abitazioni rurali tenuti in conto nel calcolo sono essenzialmente adibiti al deposito eventuale di macchinari e/o attrezzi agricoli motivo per cui non sono interessati dalla presenza costante di persone, elementi sensibili al fenomeno.

E' inoltre da tener conto il fatto che il real case seppur realistico esegue una sovrastima del fenomeno di ombreggiamento, sebbene con entità minore rispetto al worst case, in quanto non tiene conto della copertura nuvolosa e della vegetazione ad alto fusto ma solo eventualmente degli ostacoli digitalizzati motivo per cui anche il valore di shadow flickering maggiore e pari a 257:56 h/anno (riferito al ricettore R11 che si colloca nelle vicinanze della WTG09 come illustrato in Figura 11) è in realtà un valore di gran lunga sovrastimato.

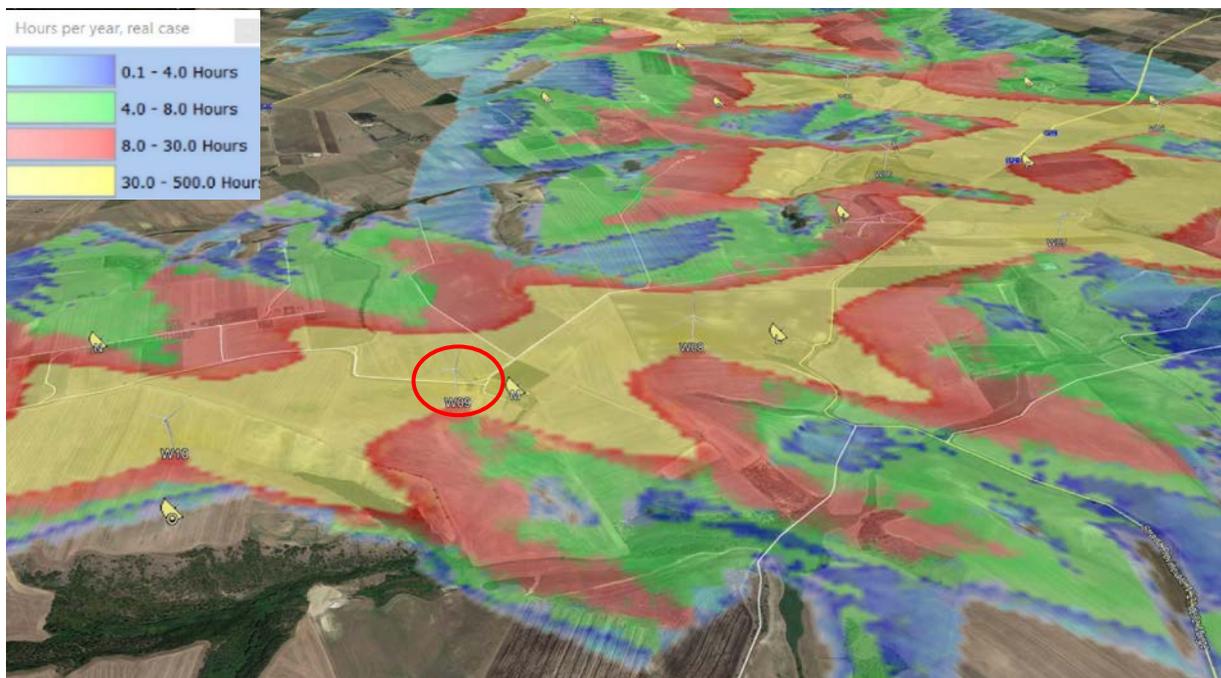


Figura 11: inquadramento sul ricettore R11 soggetto al fenomeno di ombreggiamento da parte della WTG09

Da quanto riportato nei dati di CALENDAR si può osservare l'evoluzione del fenomeno di ombreggiamento nel corso dei 12 mesi, ora per ora e giorno per giorno; si unisce uno

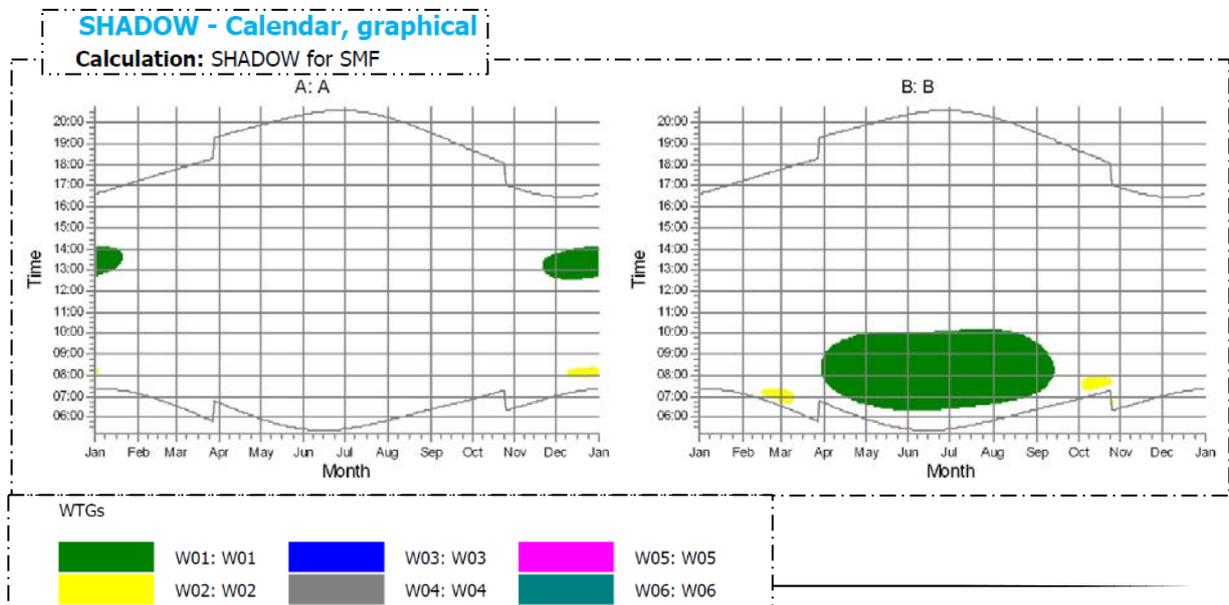
spaccato riferito al ricettore R2 nella Figura 12 dal quale si evince che il fenomeno di ombreggiamento nel giorno 1° Marzo si è verificato per 25 minuti (dalle 6:52 alle 7:17) a carico della WTG02 riportata in parentesi.

SHADOW - Calendar			Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) [AMENDOLA]											
Shadow receptor: B - B			Assumptions for shadow calculations											
			Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
			January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	07:22	07:09	06:33	07:09	06:33	07:09	06:33	07:09	06:33	07:09	06:33	07:09	06:33	07:09
2	16:38	17:12	17:47	17:12	17:47	17:12	17:47	17:12	17:47	17:12	17:47	17:12	17:47	17:12
3	07:22	07:08	06:31	07:08	06:31	07:08	06:31	07:08	06:31	07:08	06:31	07:08	06:31	07:08
4	16:39	17:14	17:48	17:14	17:48	17:14	17:48	17:14	17:48	17:14	17:48	17:14	17:48	17:14
5	07:22	07:07	06:30	07:07	06:30	07:07	06:30	07:07	06:30	07:07	06:30	07:07	06:30	07:07
6	16:40	17:15	17:49	17:15	17:49	17:15	17:49	17:15	17:49	17:15	17:49	17:15	17:49	17:15
7	07:22	07:06	06:28	07:06	06:28	07:06	06:28	07:06	06:28	07:06	06:28	07:06	06:28	07:06
8	16:41	17:16	17:50	17:16	17:50	17:16	17:50	17:16	17:50	17:16	17:50	17:16	17:50	17:16
9	07:22	07:05	06:26	07:05	06:26	07:05	06:26	07:05	06:26	07:05	06:26	07:05	06:26	07:05
10	16:42	17:17	17:51	17:17	17:51	17:17	17:51	17:17	17:51	17:17	17:51	17:17	17:51	17:17
11	07:22	07:04	06:25	07:04	06:25	07:04	06:25	07:04	06:25	07:04	06:25	07:04	06:25	07:04
12	16:43	17:19	17:52	17:19	17:52	17:19	17:52	17:19	17:52	17:19	17:52	17:19	17:52	17:19
13	07:22	07:02	06:23	07:02	06:23	07:02	06:23	07:02	06:23	07:02	06:23	07:02	06:23	07:02
14	16:44	17:20	17:54	17:20	17:54	17:20	17:54	17:20	17:54	17:20	17:54	17:20	17:54	17:20
15	07:22	07:01	06:22	07:01	06:22	07:01	06:22	07:01	06:22	07:01	06:22	07:01	06:22	07:01
16	16:45	17:21	17:55	17:21	17:55	17:21	17:55	17:21	17:55	17:21	17:55	17:21	17:55	17:21
17	07:22	07:00	06:20	07:00	06:20	07:00	06:20	07:00	06:20	07:00	06:20	07:00	06:20	07:00
18	16:46	17:22	17:56	17:22	17:56	17:22	17:56	17:22	17:56	17:22	17:56	17:22	17:56	17:22
19	07:22	06:59	06:18	06:59	06:18	06:59	06:18	06:59	06:18	06:59	06:18	06:59	06:18	06:59
20	16:47	17:24	17:57	17:24	17:57	17:24	17:57	17:24	17:57	17:24	17:57	17:24	17:57	17:24
21	07:22	06:58	06:17	06:58	06:17	06:58	06:17	06:58	06:17	06:58	06:17	06:58	06:17	06:58

Figura 12: spaccato di CALENDAR relativo allo Shadow Receptor R2.

In seguito è riportato un esempio (Figura 13) raffigurante i ricettori R1 ed R2 nel CALENDAR grafico, il quale consente di individuare più facilmente e a colpo d'occhio quanto già riportato nel CALENDAR appena menzionato ossia quale delle WTG (dal colore) sia maggiormente responsabile del fenomeno: sono infatti visibili sul grafico quando (mese) e per quanto tempo (fascia oraria) si manifesta il fenomeno.

Prendendo come esempio il ricettore R2 è possibile osservare come per lo stesso il fenomeno sia più intenso nei mesi estivi, da aprile a settembre a carico della WTG01 (indicata nella colorazione in verde), dalle 7:00 alle 10:00.



✘ . . . ✘ . . . _____ . . . ✘ . . . ✘

Figura 13: riquadro preso dal CALENDAR grafico e relativo ai ricettori R1 ed R2

E' anche possibile osservare il CALENDAR espresso in funzione non del ricettore ma della turbina, per cui, per ciascuna WTG sarà possibile vedere sempre in relazione al giorno e al mese l'estensione del fenomeno e su quale ricettore si esplica.

Nel riquadro afferente alla WTG01 è possibile notare, ad esempio, come la WTG in esame il giorno 1° Agosto sia stata responsabile del fenomeno di ombreggiamento dalle 6:43 alle 10:07.

SHADOW - Calendar per WTG									
WTG: W01 - W01									
Assumptions for shadow calculations									
Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) [AMENDOLA]									
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec									
4.12 4.66 5.30 6.72 8.25 9.35 10.16 9.45 7.64 5.82 4.65 3.82									
July		August		July		August		September	
1	05:27 06:29-10:02/213 20:33	05:51 06:43 20:14	1	05:27 06:29-10:02/213 20:33	05:51 06:43-10:07/204 20:14	06:22 07:16-09:27/131 19:31	2	05:28 06:30-10:03/213 20:33	06:23 07:18-09:24/126 19:29
2	05:28 06:30-10:03/213 20:33	05:52 06:43 20:13	3	05:28 06:30-10:03/213 20:33	05:53 06:44-10:06/202 20:12	06:24 07:20-09:21/121 19:28	4	05:29 06:31-10:03/212 20:33	06:25 07:22-09:18/116 19:26
3	05:28 06:30-10:03/213 20:33	05:53 06:44 20:12	5	05:29 06:31-10:03/212 20:33	05:54 06:44-10:06/202 20:11	06:25 07:22-09:18/116 19:26	6	05:30 06:31-10:03/213 20:33	06:26 07:25-09:14/109 19:24
4	05:29 06:31-10:03/212 20:33	05:54 06:44 20:11	6	05:30 06:31-10:03/213 20:33	05:55 06:45-10:05/200 20:10	06:26 07:25-09:14/109 19:24	7	05:31 06:32-10:04/213 20:32	06:27 07:28-09:10/102 19:23
5	05:30 06:30-10:03/213 20:33	05:55 06:45 20:10	8	05:31 06:32-10:04/212 20:32	05:56 06:46-10:05/199 20:09	06:27 07:28-09:10/102 19:23	8	05:31 06:32-10:04/212 20:32	06:28 07:31-09:06/95 19:21
6	05:30 06:31-10:04/213 20:32	05:56 06:46-10:05/199 20:09	9	05:32 06:32-10:05/213 20:31	05:57 06:47-10:04/197 20:07	06:28 07:31-09:06/95 19:21	9	05:32 06:32-10:05/213 20:31	06:29 07:34-09:02/88 19:19
7	05:31 06:31-10:03/212 20:32	05:57 06:47-10:04/197 20:07	10	05:33 06:32-10:04/212 20:31	05:58 06:47-10:04/197 20:06	06:29 07:34-09:02/88 19:19	10	05:33 06:32-10:04/212 20:31	06:30 07:38-08:57/79 19:18
8	05:31 06:32-10:04/212 20:32	05:58 06:47-10:04/197 20:06	11	05:33 06:33-10:05/212 20:31	05:59 06:48-10:03/195 20:05	06:30 07:38-08:57/79 19:18	11	05:33 06:33-10:05/212 20:31	06:31 07:43-08:52/69 19:16
9	05:32 06:32-10:05/213 20:31	05:59 06:48-10:03/195 20:05	12	05:34 06:33-10:06/213 20:30	06:00 06:49-10:03/194 20:04	06:31 07:43-08:52/69 19:16	12	05:34 06:33-10:06/213 20:30	06:32 07:48-08:45/57 19:14
10	05:33 06:32-10:04/212 20:31	06:00 06:49-10:03/194 20:04	13	05:35 06:33-10:05/212 20:30	06:01 06:50-10:02/192 20:02	06:32 07:48-08:45/57 19:14	13	05:35 06:33-10:05/212 20:30	06:33 07:56-08:37/41 19:13
11	05:33 06:33-10:05/212 20:31	06:01 06:50-10:02/192 20:02	14	05:36 06:34-10:06/212 20:30	06:02 06:51-10:01/190 20:01	06:33 07:56-08:37/41 19:13	14	05:36 06:34-10:06/212 20:30	06:34 08:10-08:22/12 19:11
12	05:34 06:33-10:06/213 20:30	06:02 06:51-10:01/190 20:01		05:36 06:34-10:06/212 20:30	06:03 06:52-10:00/188 20:00	06:34 08:10-08:22/12 19:11		05:36 06:34-10:06/212 20:30	06:35 08:10-08:22/12 19:11
13	05:35 06:33-10:05/212 20:30	06:03 06:52-10:00/188 20:00		05:36 06:34-10:06/212 20:30	06:04 06:53-09:59/186 06:04	06:35 08:10-08:22/12 19:11		05:36 06:34-10:06/212 20:30	06:36 08:10-08:22/12 19:11
14	05:36 06:34-10:06/212 20:30	06:04 06:53-09:59/186 06:04		05:36 06:34-10:06/212 20:30		06:36 08:10-08:22/12 19:11		05:36 06:34-10:06/212 20:30	06:37 08:10-08:22/12 19:11
						06:37 08:10-08:22/12 19:11			06:38 08:10-08:22/12 19:11

Figura 14: riquadro preso dal CALENDAR per WTG in questo caso in riferimento alla WTG01

La medesima cosa è possibile osservarla graficamente con il *CALENDAR grafico per WTG* in cui è possibile per fascia oraria e per mese, in base al colore, vedere quale ricettore è interessato dal fenomeno di ombreggiamento a carico della turbina in esame.

Viene infine illustrata sull'ultima pagina di SHADOW una mappa (Figura 16) in cui è osservabile la condizione di real case per cui è possibile, a colpo d'occhio, mediante una legenda di colori risalire alle ore/anno cui è sottoposto ciascun ricettore e al contempo individuare l'area più critica in cui si verifica il fenomeno ossia l'area in giallo in cui le ore di Shadow Flickering ammontano ad un valore superiore di 30 h/anno.

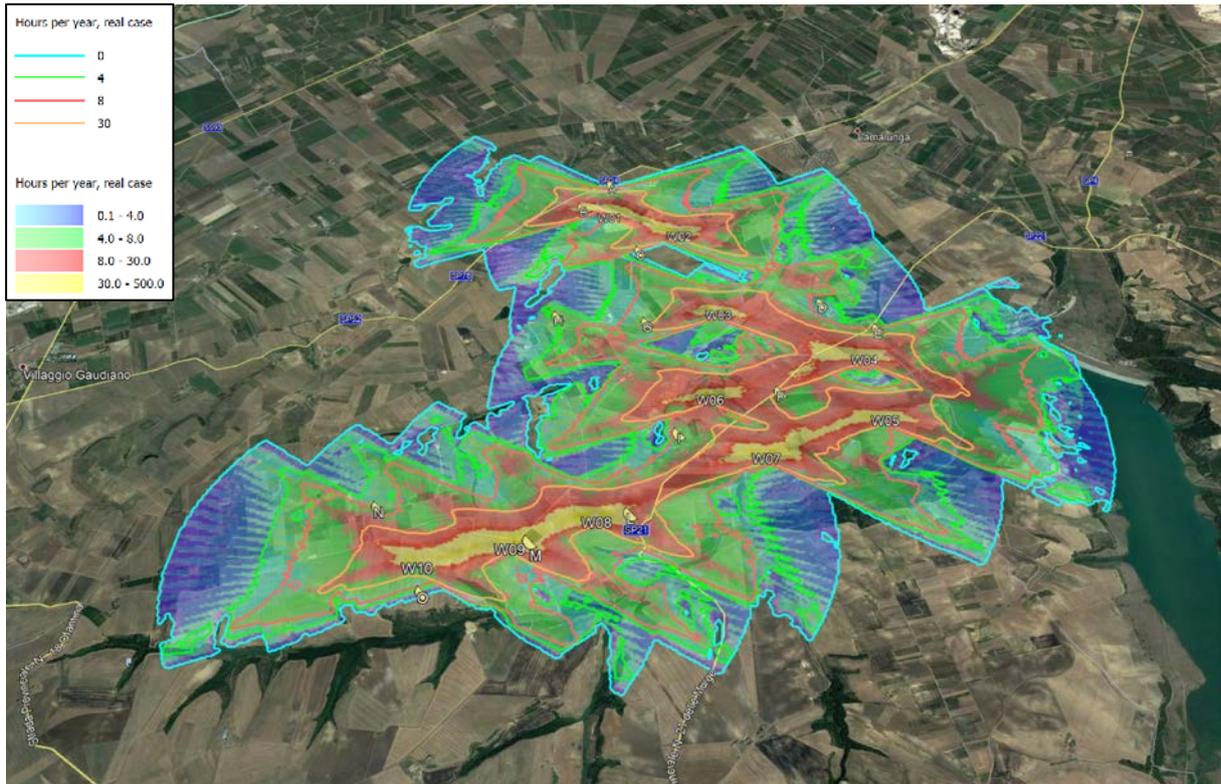


Figura 15: mappa del *real case*

CONCLUSIONI

Considerata l'assenza di prescrizioni a livello nazionale, il layout dell'impianto è stato impostato in modo tale da rispettare i requisiti di sicurezza della normativa regionale anche in riferimento allo Shadow Flickering. La normativa in oggetto non prevede limiti circa l'esposizione al fenomeno tuttavia, il proponente ha elaborato il presente studio al fine di quantificare l'esposizione in termini di ore all'anno e poterla mettere a confronto con quella considerata in letteratura come accettabile.

Lo studio è stato eseguito in maniera cautelativa, scartando tutti quei fattori variabili (illustrati in precedenza) che di fatto portano ad una riduzione del fenomeno.

I parametri sono stati considerati facendo riferimento all'esperienza internazionale e, più dettagliatamente, a quella Tedesca che stabilisce un parametro di qualità pari a 30 ore annue.

Nel caso in questione, vi sono solo 3 ricettori che superano il parametro di qualità (R2, R10 e R11) il che, rimarcando l'entità sovrastimata del fenomeno (dato che non si sono considerati quegli elementi quali alberi, siepi e arbusti vari che possono andare ad ammortizzare l'entità del fenomeno), fa in modo che esso possa identificarsi come fenomeno dall'entità modesta e poco intensa.

□ . . . □ . . . _____ . . . □ . . . □

Naturalmente può darsi che anche le strade comunali e provinciali esistenti possano essere interessate dal fenomeno di ombreggiamento ma in tal caso il fenomeno non produce nessun danno in quanto verrà percepito per brevi istanti oltreché in movimento, al passaggio delle auto.

Si sarebbe anche tenuto conto nel calcolo di altre turbine nel caso in cui fossero state presenti in quanto avrebbero rappresentato un'entità cumulativa per la valutazione dell'entità del fenomeno.

Considerando dunque le ipotesi cautelative appena esposte, porta a concludere che non solo la distanza tra gli aerogeneratori ed i ricettori rispetta le previsioni del PIEAR, ma l'impatto complessivo del fenomeno risulta in termini assoluti minimizzato ed in linea con la best practice di settore.