



# PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO

Comuni di

## SAN MAURO FORTE e SALANDRA (MT)

Località Serre Alte e Serre d'olivo

### A. PROGETTO DEFINITIVO DELL'IMPIANTO, DELLE OPERE CONNESSE E DELLE INFRASTRUTTURE INDISPENSABILI

#### OGGETTO

Codice: SMF	Autorizzazione Unica ai sensi del D.Lgs 387/2003 e D.Lgs 152/2006
N° Elaborato: A8	Studio sugli effetti di shadow-flickering

Tipo documento	Data
Progetto definitivo	Luglio 2019

#### Progettazione



#### Proponente

ITW San Mauro Forte Srl  
Via del Gallitello 89 | 85100 Potenza (PZ)  
P.IVA 02053100760

#### Rappresentante legale

Emmanuel Macqueron

#### Progettisti

Ing. Vassalli Quirino



Ing. Speranza Carmine Antonio



#### REVISIONI

Rev.	Data	Descrizione	Elaborato	Controllato	Approvato
00	Luglio 2019	Emissione	AM	QV/AS/DR	Quadran Italia Srl

SMF\_A8\_Studio effetti di shadow flickering.doc

SMF\_A8\_Studio effetti di shadow flickering.pdf

Il presente elaborato è di proprietà di ITW San Mauro Forte S.r.l. Non è consentito riprodurlo o comunque utilizzarlo senza autorizzazione di San Mauro Forte S.r.l.

## INDICE

PREMESSA .....	2
1. INTRODUZIONE .....	2
2. NORMATIVA DI RIFERIMENTO.....	3
3. IL PROGETTO .....	4
3.1. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E PROGETTUALE .....	4
3.2. RICETTORI INTERESSATI .....	6
4. ANALISI DELLO SHADOW FLICKERING .....	6
4.1 METODOLOGIA DI ANALISI .....	9
4.2 DATI DI INPUT .....	11
DTM .....	12
SHADOW RECEPTORS.....	13
WTG.....	15
DATI VENTO .....	15
SITO METEREOLOGICO .....	16
4.3. REAL CASE .....	17
5. RISULTATI .....	17
5.1. ANALISI RISULTATI.....	18
CONCLUSIONI.....	23

## PREMESSA

Il presente documento contiene un'analisi dell'effetto di Shadow-Flickering del progetto eolico da realizzare in località "Serre d'Olivo" nel comune di San Mauro Forte e Salandra in provincia di Matera, della Regione Basilicata.

Lo "shadow flicker", tradotto letteralmente come ombreggiamento intermittente, è dato dalla proiezione dell'ombra delle pale rotanti degli aerogeneratori sottoposte alla luce diretta del sole. Ciò che si viene a creare è un effetto stroboscopico che vede un "taglio" intermittente della luce solare; tale intermittenza viene a intensificarsi nelle ore vicine all'alba o al tramonto ossia quando la posizione del sole è tale da generare delle ombre più consistenti.

Poiché a lungo andare tale alternanza di luce-ombra potrebbe arrecare fastidio agli occupanti delle abitazioni rurali poste nelle vicinanze dell'impianto e le cui finestre risultano esposte al fenomeno stesso, è essenziale fare una stima delle ore/anno di esposizione per ciascun "ricettore sensibile".

L'impianto oggetto di studio, da realizzare nei comuni di San Mauro Forte, Salandra e Garaguso (MT), è costituito da 14 aerogeneratori della potenza individuale nominale di 5.2 MW per una potenza totale complessiva di 72.80 MW.

Nel presente documento, a seguito di una breve descrizione del fenomeno di Shadow Flickering, viene riportato 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.

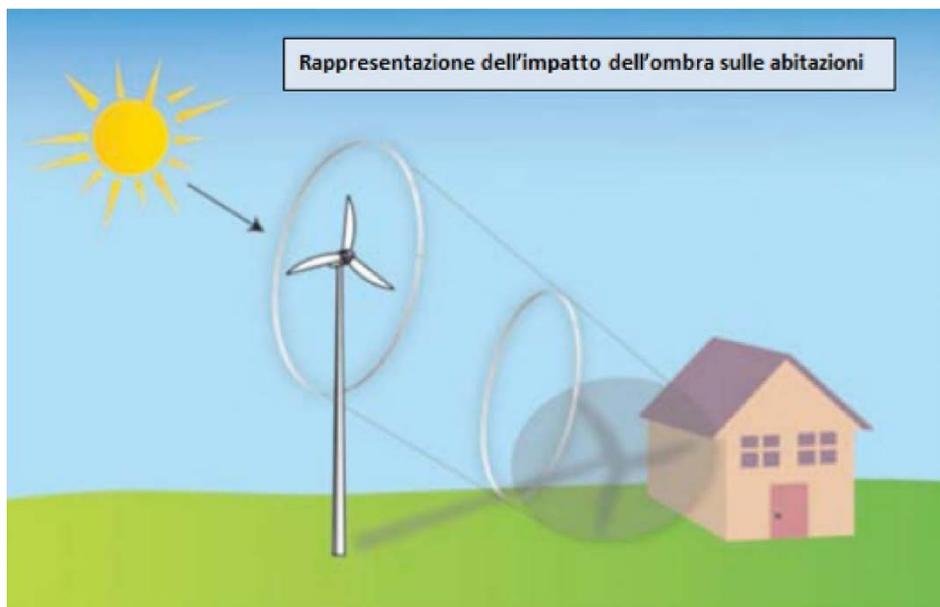
Tutti gli aspetti appena elencati sono trattati all'interno di WindPRO, un software di simulazione specifico del campo eolico che viene incontrato in varie fasi della progettazione, incluso la quantificazione del fenomeno di Shadow Flickering tramite il modulo chiamato SHADOW.

## 1. INTRODUZIONE

Un aerogeneratore è costituito da un rotore, composto da tre pale, che ruota attorno al proprio asse. A causa di questa rotazione, l'ombra generata dal rotore intermittente, genera 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.

Poiché 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.



## 2. 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 questione.

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) 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, al fine 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 mantenere l'esposizione di ogni ricettore allo shadow flickering *al di sotto delle 30 ore annue, parametro considerato a livello internazionale come di qualità*.

### **3. IL PROGETTO**

#### **3.1. 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 San Mauro Forte e Salandra (MT), alle località "Serre d'Olivo" e "Serre Alte"; essa presenta una variabilità topografica e altimetrica abbastanza omogenea attestandosi su circa 300 m slm.

La distanza dal centro abitato di San Mauro Forte è di circa 7 km in direzione S-SE, di circa 7 km in direzione S-SO dal centro abitato di Salandra e di circa 13 km in direzione S-SE dal centro abitato di Garaguso.

L'impianto di progetto si costituisce di 14 aerogeneratori modello Vestas V162 della potenza nominale di 5.2 MW per una potenza totale complessiva di 72.80 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.

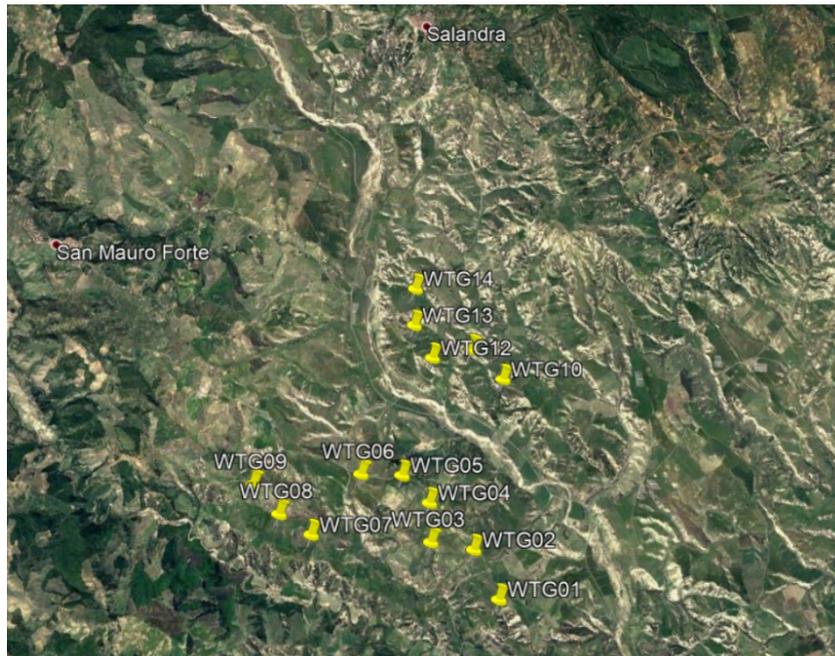


Figura 1: inquadratura territoriale dell'area da destinare alla realizzazione del parco eolico

Nello studio del fenomeno di Shadow Flickering la sorgente dell'ombreggiamento è data dagli aerogeneratori stessi: il modello scelto per l'impianto in esame è il modello Vestas V162 con diametro del rotore di 162 m e altezza al mozzo di 149 m.

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

Il calcolo di Shadow Flickering viene dunque effettuato per le sole turbine dell'impianto in progetto e le cui coordinate sono esposte 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	613894	4477031	5'200	324	149	162
WTG02	613109	4477969		253.5		
WTG03	612492	4477771		247.7		
WTG04	612603	4478410		272.6		
WTG05	612056	4478801		315		
WTG06	611388	4478782		267.2		
WTG07	610549	4477538		329.3		
WTG08	609973	4477835		330.6		
WTG09	609364	4478054		376.1		

WTG10	613690	4481116	237.2
WTG11	613067	4480936	245.3
WTG12	612234	4480889	274.6
WTG13	611828	4481424	299.3
WTG14	611942	4482061	274.5

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

### 3.2. Ricettori interessati

Essendo l'area destinata alla realizzazione del progetto prevalentemente ad uso agricolo e stanziata al di fuori dei centri abitati dei comuni di San Mauro Forte, Salandra e Garaguso, (MT), la maggior parte dei fabbricati individuati nell'area sono di tipo produttivo, trattandosi di capanni e depositi connessi ad attività agricole, ed utilizzati come ricovero per mezzi e materiali.

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

Si riporta di seguito la vista aerea dell'area (Figura 8) con l'individuazione di tutti i recettori considerati 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.

## 4. 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 genera la proiezione dell'ombra della turbina stessa sull'area strettamente afferente il parco eolico.

Tale fenomeno è più marcato 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 appunto:

- 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 appena elencate rappresentano anche il caso peggiore (*worst case*) che non solo identificano il fenomeno di ombreggiamento ma ne consentono anche una sovrastima poiché nella realtà (*real case*) il fenomeno si verifica con minor "frequenza" a causa di una serie di fattori che agisce sulla percettibilità dello stesso andando a ridurre quella che è l'entità dell'impatto calcolato. Nel dettaglio tali fattori 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 arrecare all'uomo è strettamente 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 superiore a 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 conseguentemente più elevata velocità di rotazione. Le attuali turbine 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 motivo di fastidio, ma non costituisce una minaccia per la salute.

Il fenomeno di Flickering può esser tranquillamente modellato e previsto con un dettaglio del minuto essendo in possesso di alcune informazioni quali:

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

Dai risultati ottenuti sarà possibile disporre le turbine di modo che il numero di ore all'anno per ciascun recettore sensibile non superi una certa soglia massima.

Da una stima effettuata su base annuale è stato possibile dedurre come le ore di ombra siano minori all'aumentare della distanza del pilone secondo una particolare geometria dettata dalla posizione geografica; come è visibile 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.

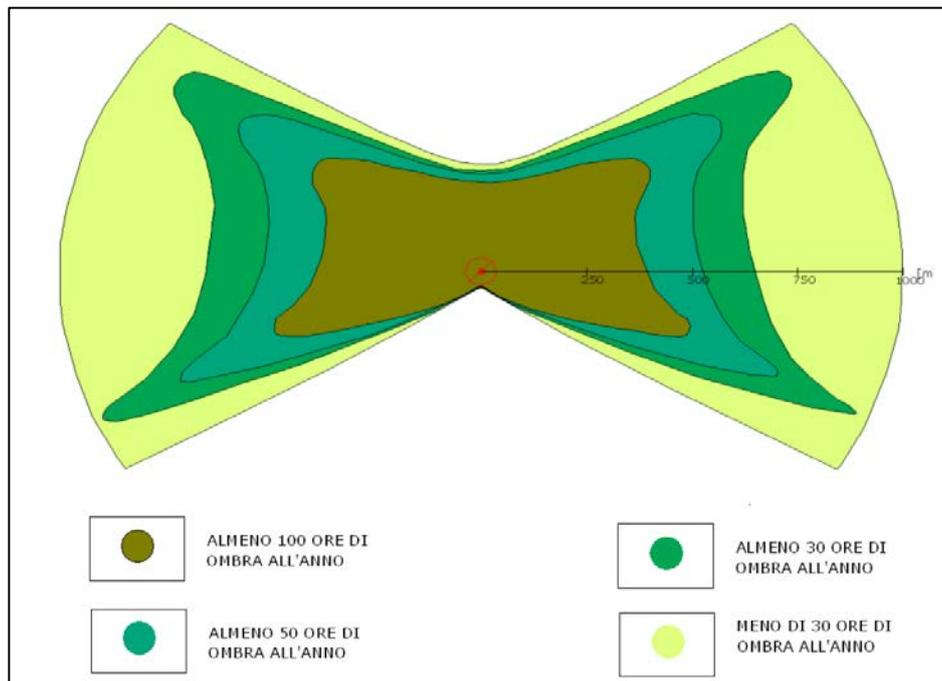


Figura 2: schema rappresentativo dell'evoluzione annuale tipo dell'ombra di un aerogeneratore

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".

#### 4.1 Metodologia di analisi

Per l'ottenimento dei risultati si è utilizzato un software specifico per la progettazione eolica WindPRO che, costituito da una serie di moduli, riesce a 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.

I dati utilizzati come input sono:

- ▲ 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 selezionare la modalità "Green house" dando al recettore le caratteristiche di una "serra" che riceve ombra da qualunque direzione in quanto completamente esposto al fenomeno dell'ombra intermittente.

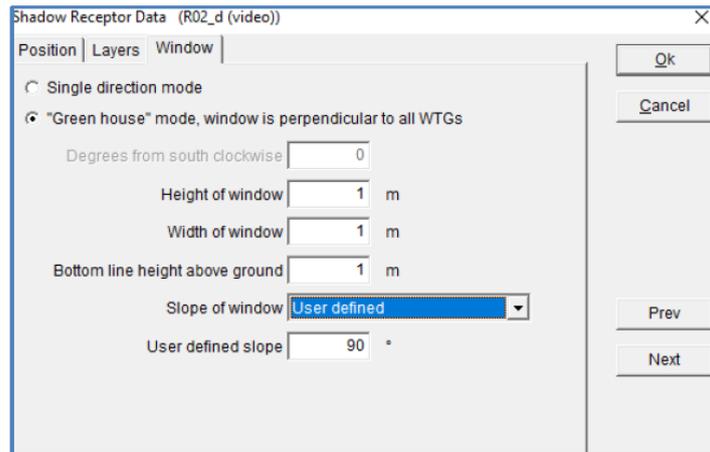


Figura 3: finestra di input delle caratteristiche del recettore

Lo schema di calcolo del modulo SHADOW è illustrato in Figura 4.

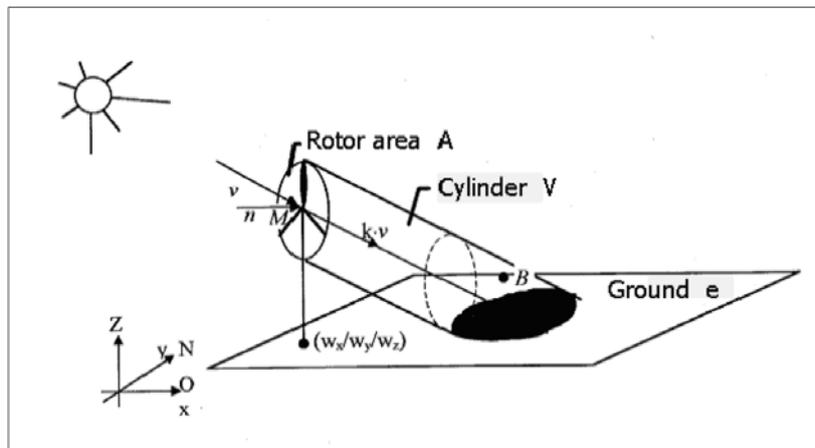


Figura 4: schema di calcolo del modulo SHADOW

C'è da considerare inoltre che il software tiene anche conto della presenza di eventuali elementi digitalizzati come "ostacoli" e che vanno dunque a diminuire l'intensità del fenomeno (Figura 5).

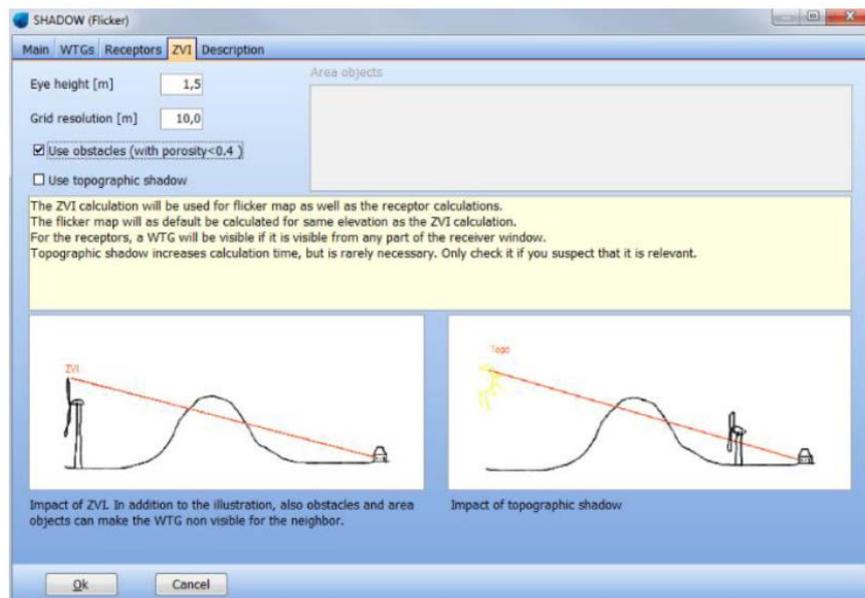


Figura 5: opzione ZVI disponibile per gli ostacoli naturali ed artificiali digitalizzati nel modello

Ovviamente alla base del calcolo vengono assunte come condizioni quelle rappresentative del *worst case* precedentemente descritto e che sottintende:

- 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.

Per 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.

Si confrontano poi i risultati derivanti dal *worst case* con quelli del *real case* che consente 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.

#### 4.2 Dati di Input

Il modello per la simulazione dell'impianto con il modulo SHADOW è stato dunque 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.

#### DTM

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

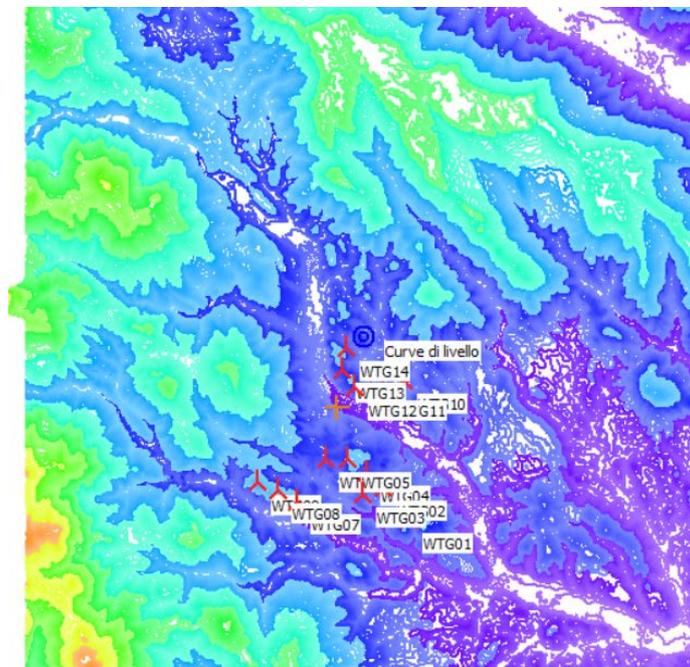


Figura 6: modello digitale del terreno (DTM) per l'area di realizzazione del parco

## SHADOW RECEPTORS

Le coordinate di tutti gli Shadow Receptors rappresentati in Figura 7 e Figura 8 sono riportate in Tabella 2 assieme alle caratteristiche dimensionali delle stesse (digitalizzate secondo le modalità illustrate in Figura 3). Si precisa che sono tutti stati acquisiti in modalità "Green house" di modo da porsi a vantaggio 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.

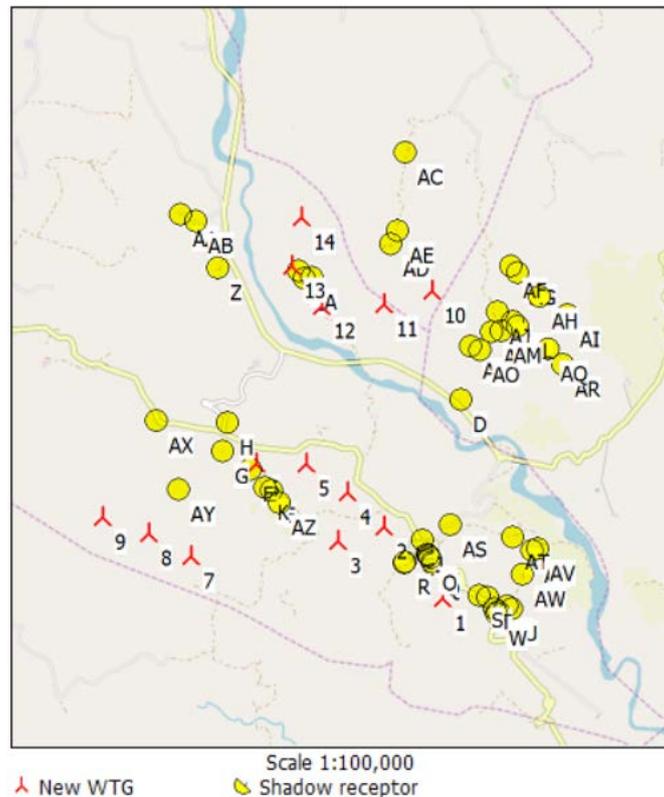


Figura 7: rappresentazione delle WTG e degli Shadow Receptor (WindPRO)

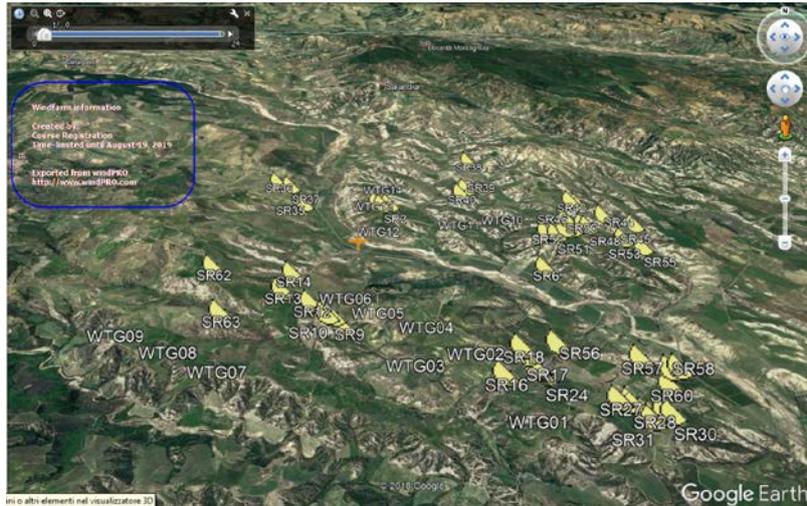


Figura 8: rappresentazione degli Shadow Receptor (WindPRO) esportata su Google Earth

**windPRO** 

**Shadow receptor-Input**

No.	Name	Easting	Northing	Z	Width	Height	Elevation	Slope of	Direction mode	Eye height
				[m]	[m]	[m]	a.g.l.	[°]		(ZVI) a.g.l.
A	SR1	612,093	4,481,267	301.7	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
B	SR2	611,996	4,481,253	295.0	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
C	SR3	611,916	4,481,355	295.0	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
D	SR4	614,102	4,479,677	180.5	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
E	SR5	611,597	4,478,432	275.0	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
F	SR7	611,319	4,478,698	268.0	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
G	SR8	610,949	4,478,936	292.0	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
H	SR9	611,012	4,479,317	283.6	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
I	SR10	613,382	4,477,505	231.7	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
J	SR11	613,614	4,477,810	243.9	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
K	SR6	611,520	4,478,465	280.0	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
L	SR12	613,688	4,477,627	241.3	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
M	SR13	613,703	4,477,612	241.5	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
N	SR14	613,707	4,477,592	243.3	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
O	SR15	613,725	4,477,560	246.4	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
P	SR16	613,743	4,477,524	248.8	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
Q	SR17	613,759	4,477,493	250.1	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
R	SR18	613,395	4,477,509	232.0	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
S	SR19	614,379	4,477,078	307.3	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
T	SR20	614,487	4,477,054	307.0	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
U	SR22	614,812	4,476,907	303.0	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
V	SR21	614,754	4,476,937	304.0	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
W	SR23	614,618	4,476,831	302.8	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
X	SR24	614,642	4,476,869	301.6	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
Y	SR25	614,582	4,476,915	306.2	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
Z	SR26	610,839	4,481,377	243.5	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
AA	SR27	610,339	4,482,078	297.0	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
AB	SR28	610,547	4,481,993	260.5	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
AC	SR29	613,313	4,482,944	300.0	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
AD	SR31	613,141	4,481,723	270.0	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
AE	SR30	613,228	4,481,906	270.0	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
AF	SR32	614,727	4,481,457	280.0	1.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
AG	SR33	614,818	4,481,380	274.6	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
AH	SR34	615,116	4,481,058	240.0	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
AI	SR35	615,501	4,480,828	220.0	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
AJ	SR36	614,567	4,480,848	270.0	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
AK	SR37	614,766	4,480,723	270.0	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
AL	SR38	614,826	4,480,661	262.1	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
AM	SR39	614,608	4,480,598	270.0	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
AN	SR40	614,491	4,480,569	277.4	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
AO	SR41	614,338	4,480,347	310.0	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
AP	SR42	614,209	4,480,390	310.0	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
AQ	SR43	615,237	4,480,374	235.1	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
AR	SR44	615,435	4,480,166	223.3	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
AS	SR45	613,978	4,478,016	236.0	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
AT	SR46	614,808	4,477,860	167.1	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
AU	SR47	615,059	4,477,690	168.0	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
AV	SR48	615,154	4,477,717	165.0	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
AW	SR49	614,946	4,477,369	230.8	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
AX	SR50	610,054	4,479,339	355.9	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
AY	SR51	610,366	4,478,427	314.2	2.0	2.0	6.0	90.0	"Green house mode"	8.0
AZ	SR52	611,709	4,478,268	270.0	2.0	2.0	3.0	90.0	"Green house mode"	5.0

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

## WTG

Le coordinate geografiche degli aerogeneratori nel sistema di riferimento UTM WGS84 sono riportate in Tabella 1.

## DATI VENTO

I dati vento utilizzati per il calcolo dello Shadow Flickering sono direttamente reperibili su WindPRO e sono afferenti ai dati vento raccolti dal satellite *MERRA-2* (Distribuzione di

Weibull riportata in Figura 9) dove l'altezza di riferimento della stazione è 50 m s.l.t. e i dati vento raccolti vanno dal 1 gennaio 1989 al 1 giugno 2019 (escluso).

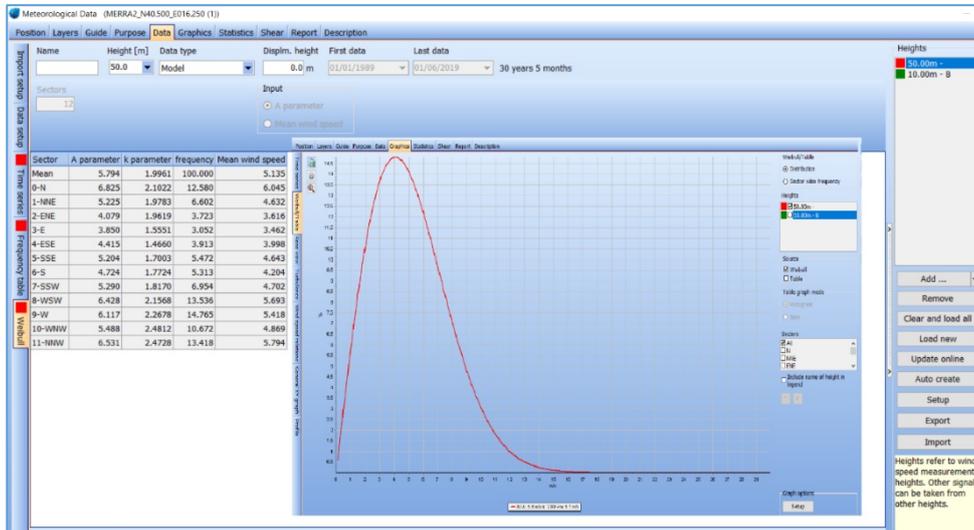


Figura 9: caratteristiche anemologiche della stazione MERRA-2 (Weibull distribution)

### 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 100 km dall'area di progetto, le cui caratteristiche sono riportate in Figura 10.

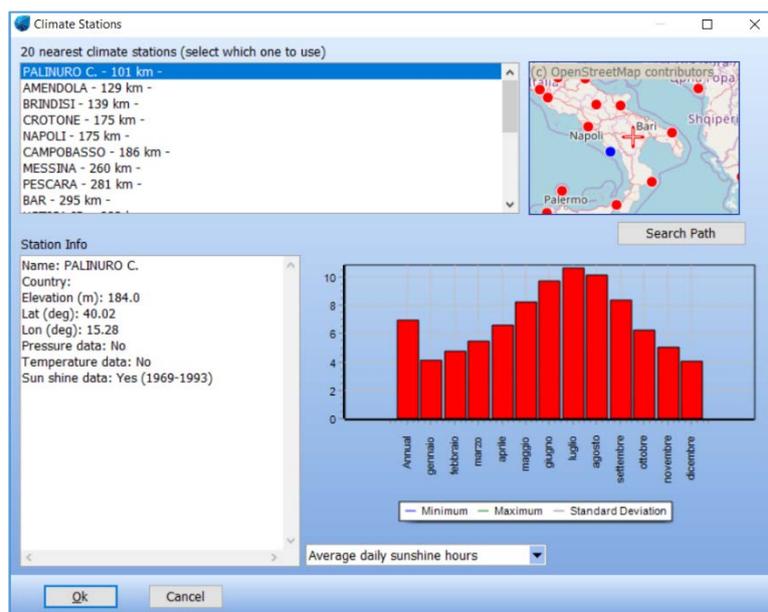


Figura 10: info sulla stazione meteo di Palinuro utilizzata come *Climate Station*

### 4.3. REAL CASE

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

Il *worst case* consiste nel considerare la coesistenza di tutti quei fattori (WTG sempre in funzione, assenza di copertura nuvolosa e aerogeneratore che "insegue" il sole) che tendono a sovrastimare le ore di ombreggiamento sui recettori esistenti nell'area come già esposto in dettaglio nel paragrafo "4.1 METODOLOGIA DI ANALISI".

Per il calcolo del *real case* si tiene invece conto delle condizioni reali esistenti per 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 analizzato 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 100 km, è quello che meglio si appresta poiché in possesso di un ampio database oltre che avente caratteristiche morfologiche e climatiche del tutto simili all'area di riferimento.

## 5. RISULTATI

Vengono qui di seguito riportati i risultati ottenuti, in particolare sono poste a confronto le ore di ombreggiamento ottenute nel worst case con quelle attese (Tabella 3).

Calculation Results				
Shadow receptor				
No.	Name	Shadow, worst case		Shadow, expected values
		Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]
A	SR1	76:58	133	1:12
B	SR2	123:23	157	1:28
C	SR3	50:43	115	0:52
D	SR4	13:40	46	0:21
E	SR5	104:37	151	1:07
F	SR7	99:09	227	0:50
G	SR8	137:06	140	1:40
H	SR9	39:09	114	0:33
I	SR10	129:16	214	0:53
J	SR11	121:39	143	1:13
K	SR6	85:27	147	0:58
L	SR12	49:38	92	0:48
M	SR13	55:36	98	0:52
N	SR14	65:02	104	0:58
O	SR15	79:17	114	1:05
P	SR16	98:52	126	1:13
Q	SR17	118:18	137	1:18
R	SR18	134:18	228	0:54
S	SR19	95:47	103	1:13
T	SR20	67:55	86	1:01
U	SR22	33:11	62	0:41
V	SR21	36:51	65	0:44
W	SR23	81:17	108	0:52
X	SR24	73:55	124	0:50
Y	SR25	71:54	108	0:54
Z	SR26	37:09	88	0:37
AA	SR27	17:28	67	0:24
AB	SR28	26:55	77	0:28
AC	SR29	13:55	65	0:23
AD	SR31	57:50	139	0:46
AE	SR30	26:59	75	0:30
AF	SR32	16:55	46	0:33
AG	SR33	14:30	42	0:30
AH	SR34	11:09	34	0:27
AI	SR35	7:29	30	0:21
AJ	SR36	55:24	128	0:43
AK	SR37	42:01	129	0:34
AL	SR38	43:15	118	0:32
AM	SR39	17:06	74	0:22
AN	SR40	10:46	42	0:24
AO	SR41	18:49	74	0:20
AP	SR42	19:50	71	0:23
AQ	SR43	18:02	60	0:24
AR	SR44	3:24	29	0:10
AS	SR45	58:41	134	0:43
AT	SR46	38:15	109	0:31
AU	SR47	14:35	40	0:28
AV	SR48	12:41	37	0:27
AW	SR49	27:46	81	0:33
AX	SR50	4:46	32	0:13
AY	SR51	74:21	176	0:37
AZ	SR52	125:29	202	1:10

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

### 5.1. Analisi risultati

Come illustrato in Tabella 3 è possibile vedere come gli Shadow Receptor identificati con SR2, SR7, SR8, SR10, SR11, SR17, SR18, SR19, SR23 ed SR52 siano quelli maggiormente interessati dal fenomeno di ombreggiamento per cui il valore di ombreggiamento supera le 30 h nel *real case*.

Seppur vero che per gli SR appena elencati il valore qualitativo individuato di 30 h/anno viene superato è pur da tener in 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.

C'è da tener in conto anche il fatto che il real case seppur realistico esegue una sovrastima del fenomeno di ombreggiamento, anche se 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 49:13 h/anno (riferito al ricettore SR11 che si colloca nelle vicinanze della WTG02 come illustrato in Figura 11) è in realtà un valore di gran lunga sovrastimato.

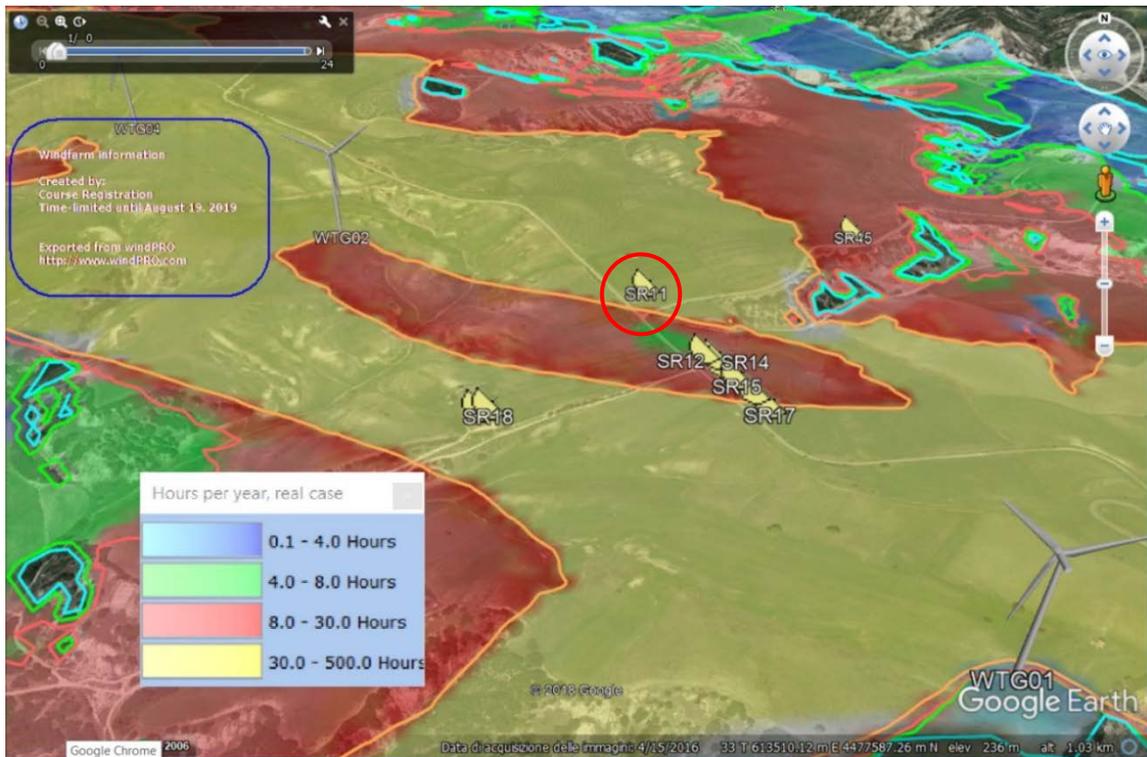


Figura 11: inquadramento sul ricettore SR11 soggetto al fenomeno di ombreggiamento da parte della WTG02

Dalla lettura dei dati di CALENDAR (allegato alla relazione) si può vedere l'evoluzione del fenomeno di ombreggiamento nel corso dei 12 mesi, ora per ora e giorno per giorno; si riporta uno spaccato riguardo al ricettore SR11 nella Figura 12 da cui si evince che il fenomeno di ombreggiamento nel giorno 1° Aprile si è verificato per 33 minuti (dalle 18:17 alle 18:50) a carico della WTG03 indicata in parentesi.

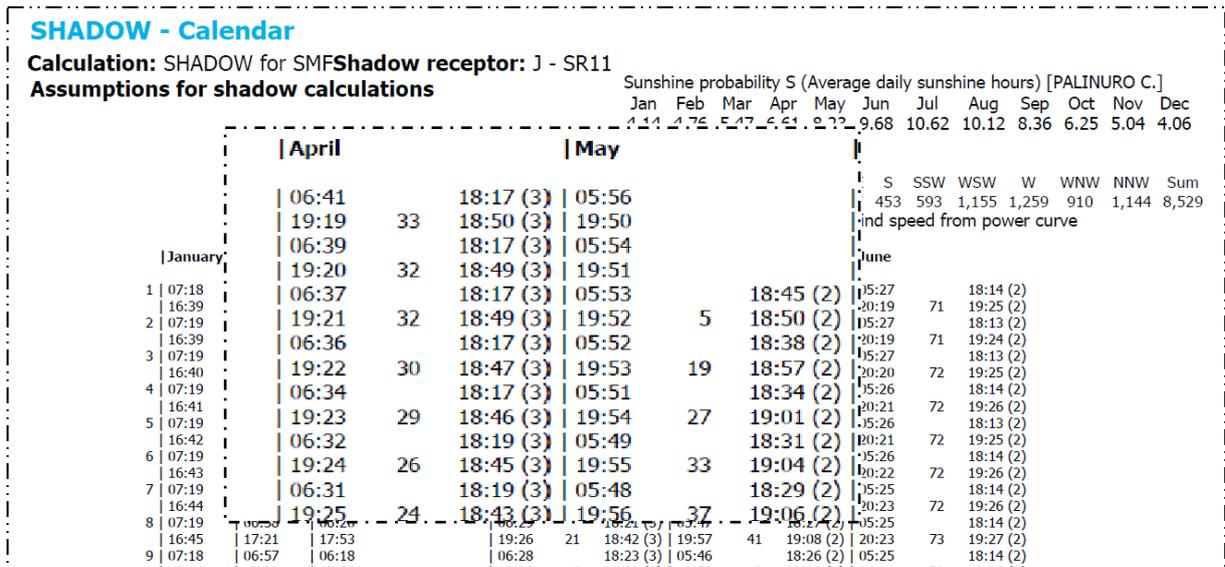


Figura 12: spaccato di CALENDAR relativo allo Shadow Receptor SR11.

Si riporta di seguito un esempio (Figura 13) rappresentante i ricettori SR10 ed SR11 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 in esempio il ricettore SR11 è possibile vedere come per lo stesso il fenomeno sia più intenso nei mesi di aprile e settembre a carico della WTG03 (indicata nella colorazione in blu), dalle 17:00 alle 19:00 e nei mesi da Maggio ad Agosto a carico della WTG02 (indicata nella colorazione in giallo), dalle 18:00 alle 20:00.

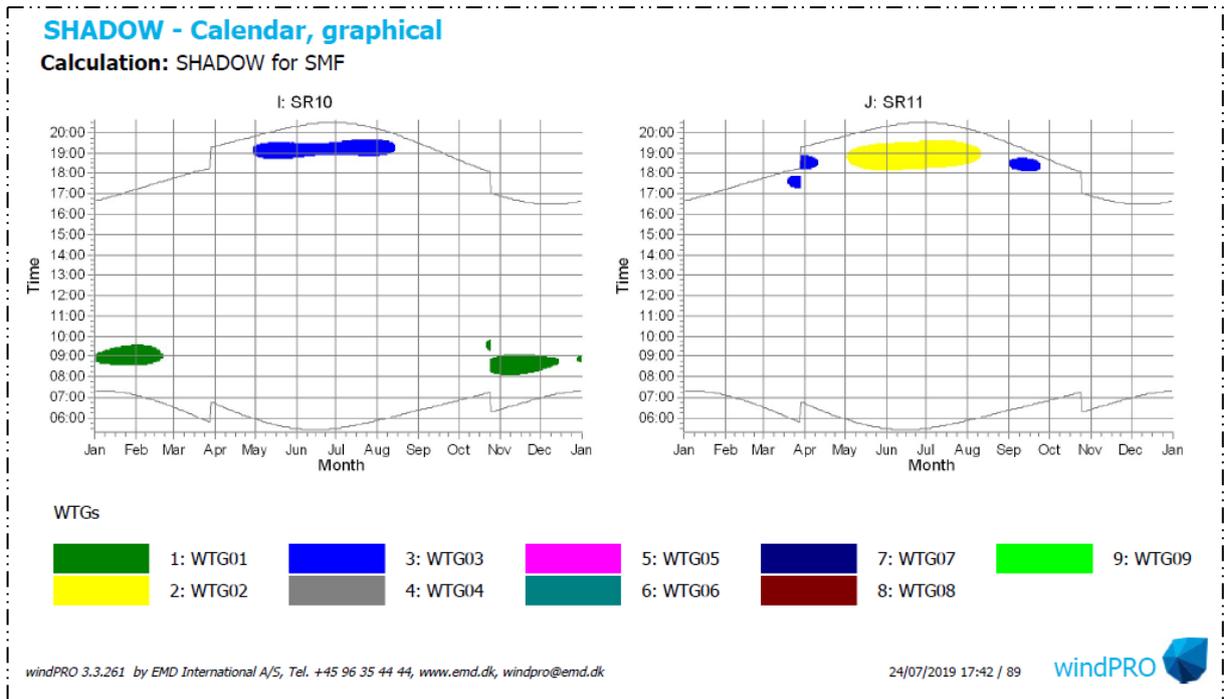


Figura 13: riquadro preso dal CALENDAR grafico e relativo ai ricettori SR10 ed SR11

È possibile altresì visualizzare il *CALENDAR* espresso in funzione non del ricettore ma della turbina, per cui, per ciascuna WTG sarà possibile vedere sempre in funzione del giorno e del mese vedere l'estensione del fenomeno e su quale ricettore si esplica.

Per esempio nel riquadro afferente alla WTG02 è possibile vedere come la WTG in esame il giorno 1° Aprile sia stata responsabile del fenomeno di ombreggiamento dalle 18:00 alle 18:43.

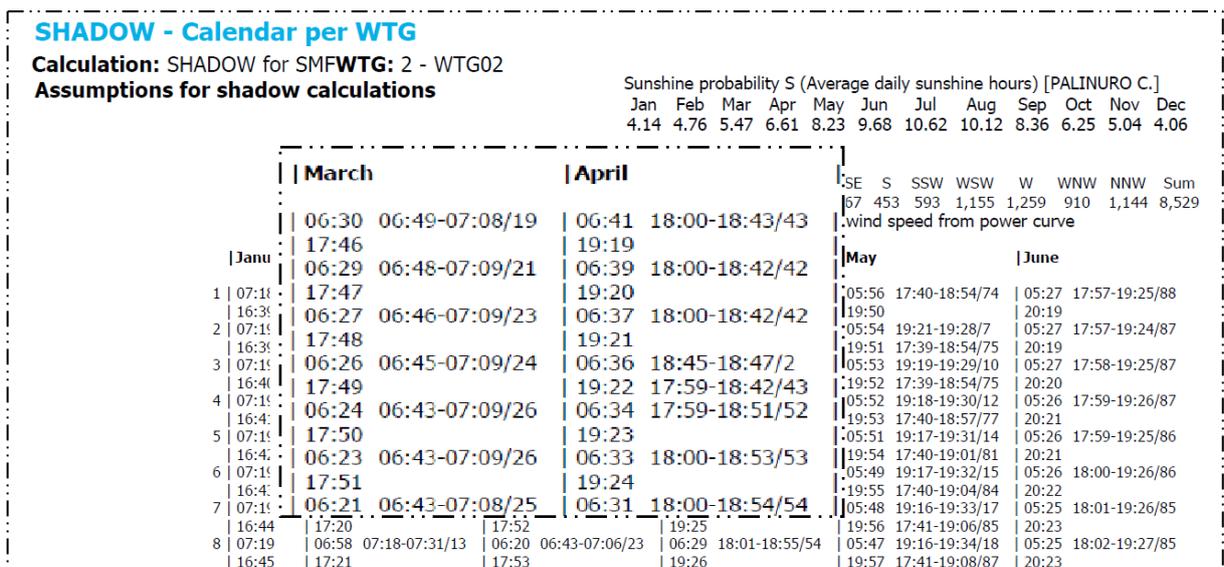


Figura 14: riquadro preso dal CALENDAR per WTG in questo caso in riferimento alla WTG02

Stessa cosa è possibile vederla 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.

Nella è possibile vedere come per la WTG06 il fenomeno interessi il ricettore SR8 nei mesi da febbraio ad aprile e da settembre a novembre, dalle 07:00 alle 09:00 e il ricettore SR52 nei mesi di maggio ed agosto nella fascia orario 06:00 - 07:00; in parte il fenomeno si manifesta anche sul ricettore SR9 nei mesi di novembre, dicembre e febbraio.

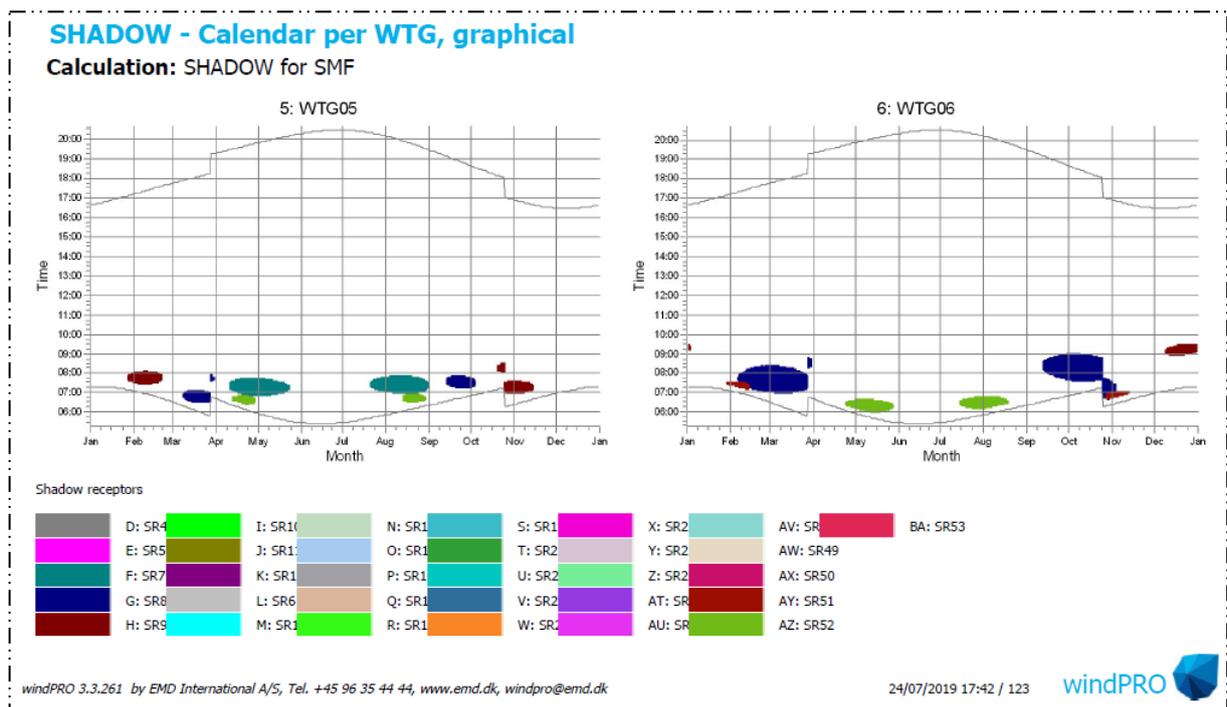


Figura 15: riquadro ripreso dal CALENDAR grafico per WTG e in questo caso riferito alle WTG05 e WTG06

Viene infine riportata sull'ultima pagina di SHADOW una mappa (Figura 16) in cui è visibile la condizione di real case per cui è possibile, a colpo d'occhio, tramite 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 maggiore di 30 h/anno.

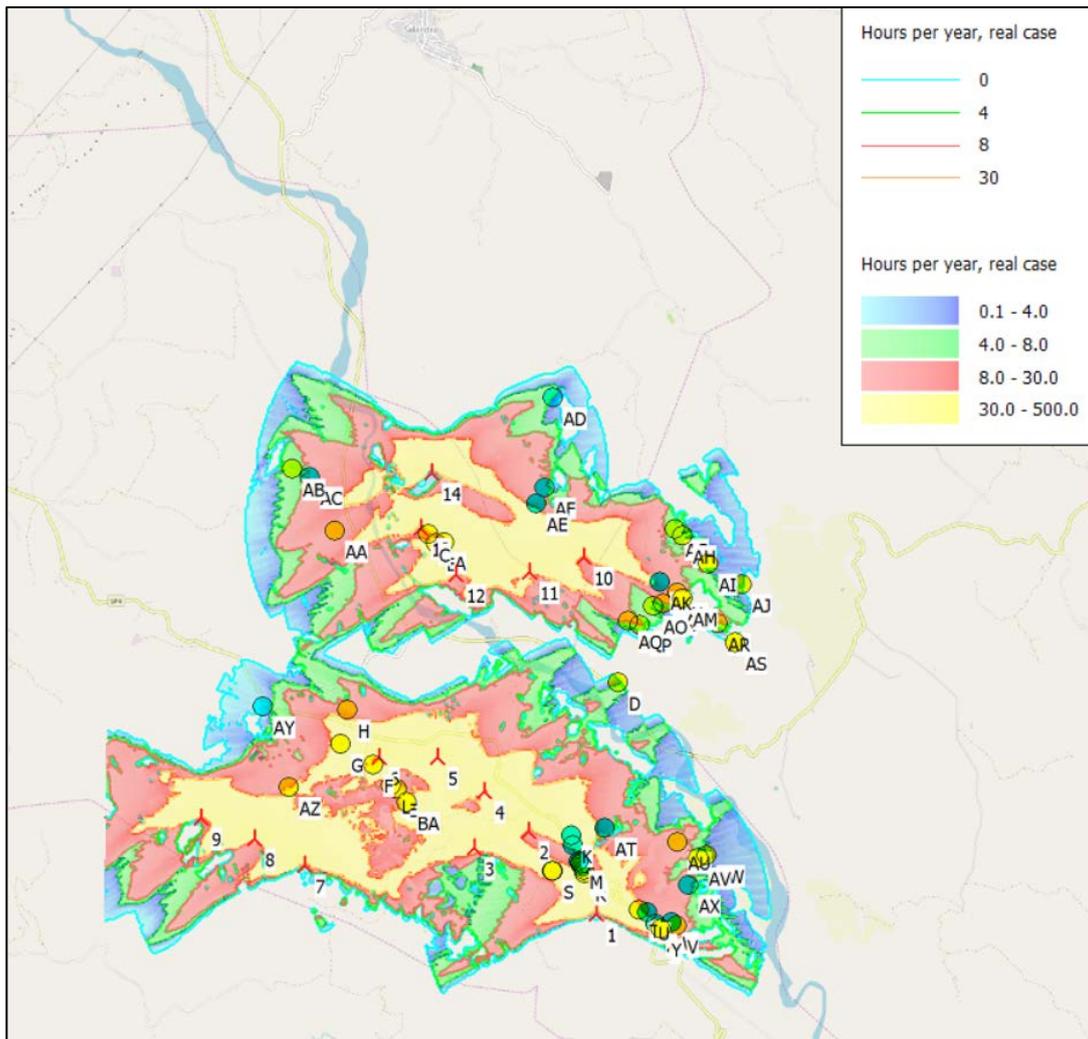


Figura 16: mappa del *real case*

## CONCLUSIONI

In assenza di prescrizioni di livello nazionale, il layout dell'impianto eolico è stato definito in modo tale da rispettare i requisiti di sicurezza della normativa regionale anche in riferimento allo Shadow Flickering. Tale normativa non prevede limiti all'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 confrontare con quella considerata in letteratura come accettabile.

Lo studio è stato condotto in maniera cautelativa, escludendo 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, ed in particolare a quella Tedesca che fissa un parametro di qualità pari a 30 ore annue.

Nel caso in questione, vi sono ben 10 ricettori che superano il parametro di qualità (SR2, SR7, SR8, SR10, SR11, SR17, SR18, SR19, SR23 ed SR52) il che, rimarcando l'entità sovrastimata del fenomeno (in quanto non si è tenuto conto di tutti quegli elementi quali alberi, siepi e arbusti vari che possono andare ad ammortizzare l'entità del fenomeno), fa sì che esso possa essere identificato come fenomeno dall'entità modesta e poco intensa.

Chiaramente è possibile che anche le strade comunali e provinciali presenti possano essere colpite dal fenomeno di ombreggiamento ma in tal caso il fenomeno non arreca danno alcuno visto che verrà percepito per brevi istanti oltretutto in movimento, al passaggio delle auto.

Si sarebbe altresì tenuto conto nel calcolo di altre turbine qualora fossero state presenti poiché avrebbero rappresentato un'entità cumulativa per la valutazione dell'entità del fenomeno.

Considerando dunque le ipotesi cautelative sopra evidenziate, 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 ridotto ed in linea con la best practice di settore.