

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

**OGGETTO**

Codice: MZR	Autorizzazione Unica ai sensi del D.Lgs 387/2003 e D.Lgs 152/2006
N° Elaborato: A8_I1	Studi sugli effetti di Shadow - Flickering

<b>Tipo documento</b>	<b>Data</b>
Progetto definitivo	Dicembre 2021

**Progettazione**



**Proponente**



ITW Mazara Srl  
Via Sebastiano Catania, 317  
95123 Catania (CT)  
P.IVA 05767680878

**Rappresentante legale**

Emmanuel Macqueron

**Progettisti**

Ing. Vassalli Quirino



Ing. Speranza Carmine Antonio



**REVISIONI**

Rev.	Data	Descrizione	Elaborato	Controllato	Approvato
00	Novembre 2020	Emissione	AS	QV/AS/DR	QI
01	Dicembre 2021	Emissione	QI	QV/AS/DR	QI

ITW_MZR_A8_I1_Studi effetti di shadow_flickering.doc	ITW_MZR_A8_I1_Studi effetti di shadow_flickering.pdf
--	--

---

INDICE

PREMESSA .....	3
1. INTRODUZIONE.....	3
2. NORMATIVA DI RIFERIMENTO.....	4
3. IL PROGETTO.....	5
3.1. INQUADRAMENTO TERRITORIALE E PROGETTUALE .....	5
3.2. RICETTORI INTERESSATI.....	7
4. ANALISI DELLO SHADOW FLICKERING.....	7
4.1 METODOLOGIA DI ANALISI .....	10
4.2 DATI DI INPUT .....	12
DTM.....	13
SHADOW RECEPTORS .....	14
WTG.....	16
DATI VENTO.....	17
SITO METERELOGICO.....	17
4.3. REAL CASE.....	18
5. RISULTATI.....	18
5.1. ANALISI RISULTATI .....	20
CONCLUSIONI .....	24

## PREMESSA

Il presente documento contiene un'analisi dell'effetto di Shadow-Flickering del progetto eolico da realizzare in località "Borgo Iudeo", nel territorio comunale di Mazara del Vallo in provincia di Trapani, nella regione Sicilia.

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 nel comune di Mazara del Vallo (TP), è costituito da 13 aerogeneratori della potenza individuale nominale di 5.6 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.

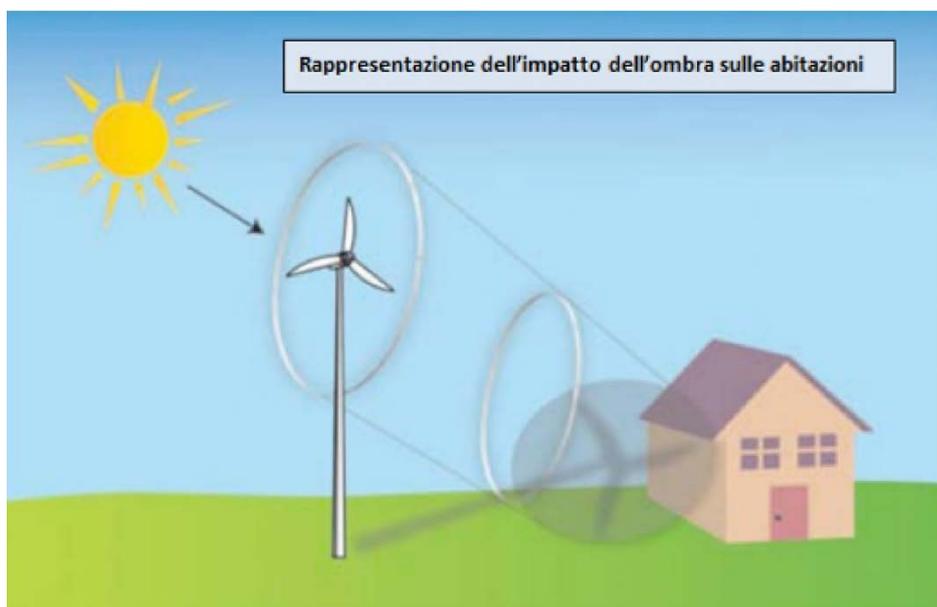
Tutti gli aspetti appena elencati sono trattati all'interno di WindPRO, un software di simulazione specifico del campo eolico che viene incontrato in varie fasi della progettazione, incluso la quantificazione del fenomeno di Shadow Flickering tramite il modulo chiamato SHADOW.

## 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 Siciliana non ha normato in materia di impianti eolici, pertanto, si fa gerarchicamente riferimento al D.M. 10-9-2010 "*Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*" in particolare all'Allegato 4 (punti 14.9,16.3 e 16.5) - *Impianti eolici: elementi per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio*, ove al punto 5.3. *Misure di mitigazione*, si stabilisce la distanza minima di ciascun

aerogeneratore da unità abitative non inferiore a 200 mt; mentre la distanza dai centri abitati non dovrà essere inferiore a 6 volte l'altezza massima dell'aerogeneratore; benchè manchi un preciso riferimento normativo sull'effetto shadow-flickering il rispetto delle distanze e l'attenta valutazione progettuale garantiranno comunque la tutela degli eventuali residenti dai possibili effetti negativi del fenomeno analizzato nella presente relazione e comunque mai superiore al parametro internazionale di qualità ovvero 30 ore annue.

### **3. IL PROGETTO**

#### **3.1. Inquadramento territoriale e progettuale**

L'area interessata dalla realizzazione del progetto è totalmente destinata ad uso agricolo e si stanZIA al di fuori dei centri abitati limitrofi, in particolare, fuori dal centro abitato di Mazara del Vallo ove appunto ricadono tutti gli aerogeneratori, alla località "Borgo Iudeo"; essa presenta una variabilità topografica e altimetrica abbastanza omogenea attestandosi ad una quota media di 97.5 m slm.

La zona prevista per la realizzazione del parco eolico è situata a circa 11 km, in direzione N-E, dal centro abitato del comune di Mazara del Vallo e a circa di 18 Km in direzione S-E dal centro abitato di Marsala.

L'impianto di progetto si costituisce di 13 aerogeneratori modello Vestas V162 della potenza nominale di 5.6 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.

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 119 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.



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

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]	Modello WTG	P [kW]	H slm [m]	H mozzo slt [m]
WTG01	292585	4182726	Vestas V162	5'600	98	119
WTG02	292068	4182269			86,7	
WTG03	291114	4182075			91,5	
WTG04	291497	4181244			81,4	
WTG05	294311	4181186			84,1	
WTG06	293617	4181185			84,2	
WTG07	292991	418978			75,9	
WTG08	292056	4180788			97,7	
WTG09	290947	4180249			117,4	
WTG10	293948	4180567			82	
WTG11	293130	4180231			77,3	
WTG12	292380	4179921			73	
WTG13	211295	4179770			99,2	

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

### 3.2. Ricettori interessati

Essendo l'area destinata alla realizzazione del progetto ad uso agricolo e stanziata al di fuori del centro abitato del comune di Mazara del Vallo (TP), 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 1 km dagli aerogeneratori (oltre questa distanza, l'effetto si considera trascurabile).

Si riporta di seguito la vista aerea dell'area (Figura 2) 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.



Figura 2: vista aerea dell'area con tutti gli shadow receptors considerati nello studio

## 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 3 l'ombra arriva a proiettarsi anche sino ad una distanza di 1 km, anche se per la durata di pochi minuti all'anno.

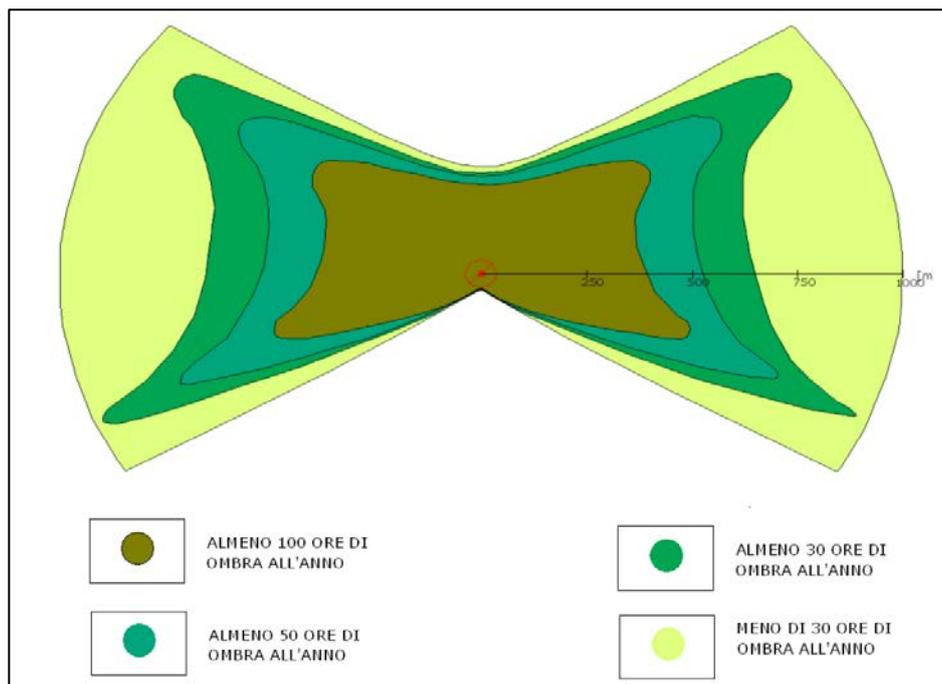


Figura 3: schema rappresentativo dell'evoluzione annuale tipo dell'ombra di un aerogeneratore

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 4):

- 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.

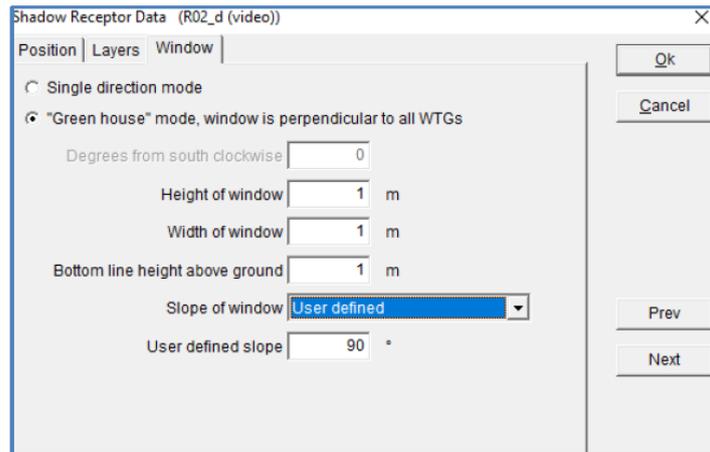


Figura 4: finestra di input delle caratteristiche del recettore

Lo schema di calcolo del modulo SHADOW è illustrato in Figura 5.

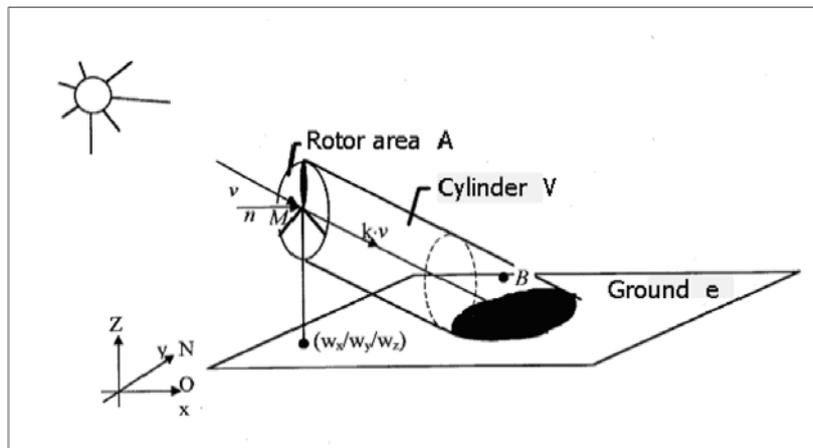


Figura 5: schema di calcolo del modulo SHADOW

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 6).

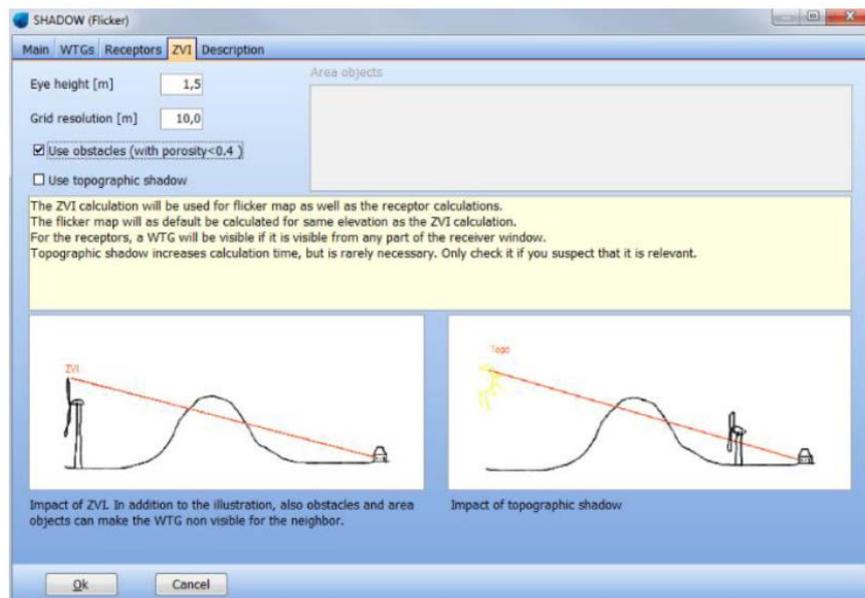


Figura 6: opzione ZVI disponibile per gli ostacoli naturali ed artificiali digitalizzati nel modello

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 4);
- 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 7).

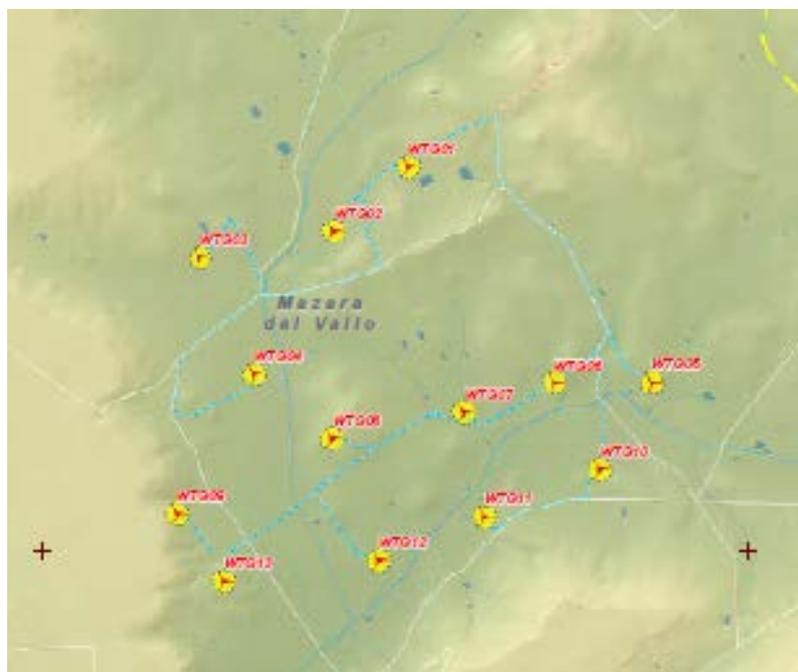


Figura 7: modello digitale del terreno (DTM) per l'area di realizzazione del parco

## SHADOW RECEPTORS

Le coordinate di tutti gli Shadow Receptors rappresentati in Figura 8 e Figura 9 sono riportate in Tabella 2 assieme alle caratteristiche dimensionali delle stesse (digitalizzate secondo le modalità illustrate in Figura 4). 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.

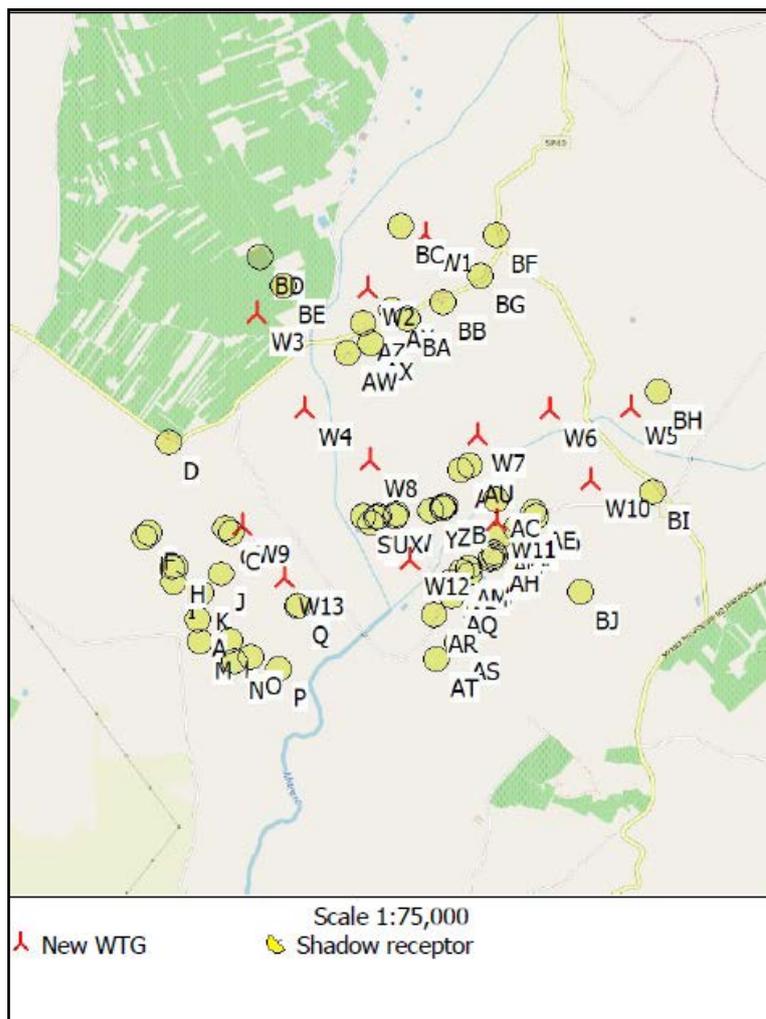


Figura 8: rappresentazione delle WTG e degli Shadow Receptor (WindPRO)



<b>SHADOW - Main Result</b>									
<b>Calculation: 211012</b>									
<i>...continued from previous page</i>									
No.	Easting	Northing	Z	Width	Height	Elevation	Slope of	Direction mode	Eye height
			[m]	[m]	[m]	a.g.l.	window		(ZVI) a.g.l.
						[m]	[°]		[m]
J	290,751	4,179,820	147.3	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
K	290,577	4,179,663	144.8	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
L	290,814	4,179,252	145.8	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
M	290,556	4,179,240	149.0	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
N	290,849	4,179,061	145.7	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
O	290,989	4,179,093	138.8	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
P	291,234	4,178,991	81.6	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
Q	291,401	4,179,532	89.3	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
R	291,415	4,179,533	89.0	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
S	291,991	4,180,306	77.8	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
T	292,052	4,180,246	77.8	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
U	292,123	4,180,298	79.9	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
V	292,108	4,180,285	78.9	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
W	292,273	4,180,316	77.4	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
X	292,262	4,180,288	77.8	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
Y	292,568	4,180,334	76.5	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
Z	292,682	4,180,347	83.8	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
AA	292,697	4,180,367	83.2	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
AB	292,671	4,180,374	83.0	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
AC	293,133	4,180,411	75.9	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
AD	293,480	4,180,265	86.5	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
AE	293,458	4,180,307	84.5	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
AF	293,302	4,180,166	89.5	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
AG	293,153	4,180,085	81.0	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
AH	293,115	4,179,927	85.2	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
AI	293,090	4,179,919	85.5	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
AJ	293,077	4,179,900	85.7	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
AK	293,104	4,179,958	82.7	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
AL	292,890	4,179,780	85.1	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
AM	292,826	4,179,804	79.4	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
AN	292,883	4,179,829	80.7	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
AO	292,717	4,179,714	76.4	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
AP	292,762	4,179,650	83.1	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
AQ	292,737	4,179,579	87.3	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
AR	292,574	4,179,420	80.4	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
AS	292,776	4,179,179	119.6	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
AT	292,587	4,179,036	108.1	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
AU	292,915	4,180,719	85.6	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
AV	292,834	4,180,679	84.8	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
AW	291,888	4,181,718	93.4	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
AX	292,091	4,181,793	100.1	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
AY	292,280	4,182,078	108.4	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
AZ	292,030	4,181,961	98.4	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
BA	292,415	4,182,000	102.3	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
BB	292,717	4,182,124	109.4	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
BC	292,376	4,182,795	97.9	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
BD	291,153	4,182,558	104.9	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
BE	291,342	4,182,305	100.8	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
BF	293,191	4,182,700	102.8	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
BG	293,052	4,182,348	120.5	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
BH	294,557	4,181,309	79.2	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
BI	294,481	4,180,445	94.0	1.2	1.4	1.0	90.0	"Green house mode"	2.4
BJ	293,845	4,179,584	165.0	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)

**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 10) 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).

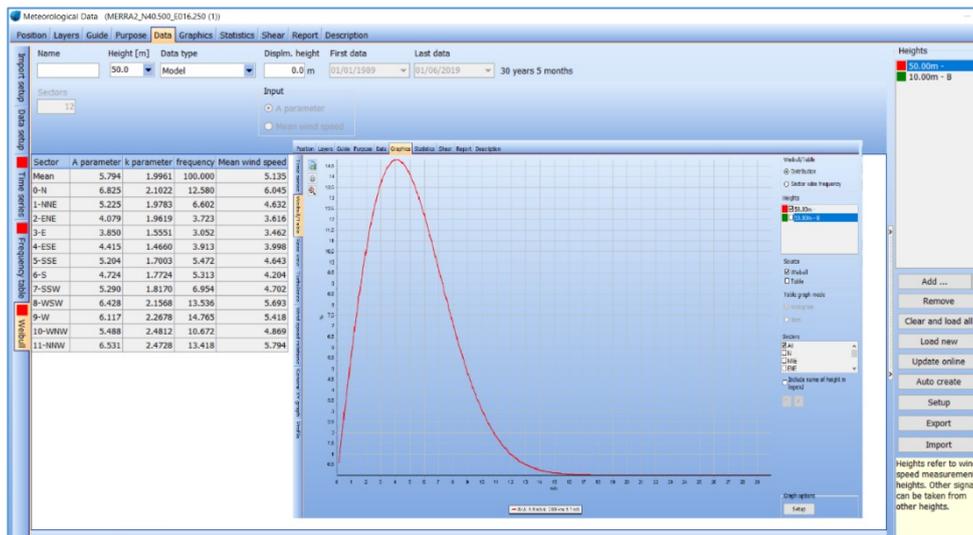


Figura 10: caratteristiche anemologiche della stazione MERRA-2 (Weibull distribution)

## 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 Trapani/Birgi con distanza di circa 19 km dall'area di progetto, le cui caratteristiche sono riportate in Figura 11.

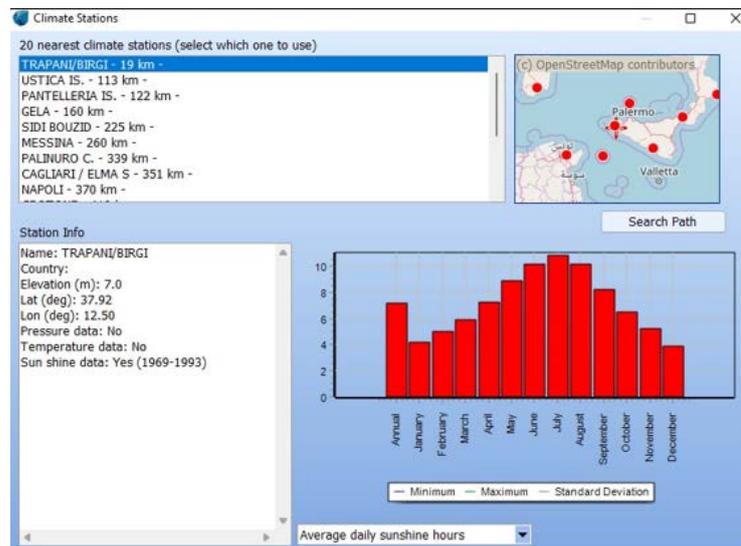


Figura 11: info sulla stazione meteo di Trapani/Birgi utilizzata come *Climate Station*

### 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 Trapani/Birgi (Figura 11) che seppur distante dall'area di realizzazione del parco di circa 19 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).

**SHADOW - Main Result**

**Calculation: 211012**

*...continued from previous page*

No.	<b>Shadow, worst case</b>		Max shadow hours per day [h/day]	<b>Shadow, expected values</b>
	Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]		Shadow hours per year [h/year]
E	37:37	98	0:41	13:38
F	42:57	126	0:43	15:33
G	704:55	281	3:52	266:34
H	27:19	97	0:30	9:51
I	16:20	47	0:30	5:48
J	63:58	89	1:03	22:52
K	40:15	76	0:46	15:02
L	3:53	44	0:07	1:28
M	0:50	21	0:03	0:18
N	0:00	0	0:00	0:00
O	0:00	0	0:00	0:00
P	0:00	0	0:00	0:00
Q	42:37	88	0:37	16:10
R	42:48	87	0:37	16:15
S	184:37	170	1:59	53:36
T	238:36	182	2:07	70:59
U	161:45	165	1:47	47:20
V	183:12	168	1:54	53:58
W	84:36	164	1:11	26:13
X	103:30	190	1:11	31:56
Y	112:32	215	1:27	38:42
Z	148:38	246	1:38	49:56
AA	146:37	224	1:36	50:30
AB	137:42	226	1:32	47:12
AC	612:33	295	3:51	190:33
AD	209:51	215	1:40	74:08
AE	234:49	256	1:44	76:51
AF	384:07	189	3:25	166:30
AG	36:13	61	0:50	10:57
AH	42:27	76	0:50	14:58
AI	46:33	81	0:52	16:35
AJ	50:01	87	0:53	18:12
AK	42:40	72	0:51	14:39
AL	147:23	168	1:13	62:04
AM	177:34	171	1:22	74:33
AN	134:10	173	1:14	54:54
AO	47:16	109	0:52	20:36
AP	17:53	68	0:25	7:04
AQ	19:00	74	0:25	7:47
AR	33:55	106	0:29	14:55
AS	9:36	46	0:18	4:16
AT	8:06	45	0:15	3:48
AU	99:23	253	0:46	35:10
AV	127:02	270	0:47	45:37
AW	87:26	183	0:48	34:59
AX	45:47	127	0:37	16:05
AY	28:20	104	0:29	9:07
AZ	33:34	89	0:40	12:37
BA	31:01	102	0:25	9:54
BB	78:07	182	0:57	30:33
BC	423:13	320	2:25	159:52
BD	32:38	89	0:38	11:15
BE	298:12	274	1:58	76:34
BF	81:12	132	1:01	28:46
BG	17:42	52	0:32	5:53
BH	296:43	177	2:36	87:10
BI	140:08	182	1:22	57:54
BJ	1:12	18	0:06	0:29

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 vi siano svariati Shadow Receptor interessati dal fenomeno di ombreggiamento per cui il valore di ombreggiamento supera le 30 h nel *real case*; i ricettori maggiormente interessati dal fenomeno in esame sono rispettivamente i ricettori identificati con le lettere 'G', 'AC', 'AF' e 'BC', per i quali il valore di ombreggiamento supera il valore numerico di 100 h/anno.

Seppur vero che per tali SR il valore qualitativo individuato viene superato è pur da tener in conto il fatto che si tratta di casolari/abitazioni rurali adibiti essenzialmente 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 266:34 h/anno (riferito al ricettore 'G' che si colloca nelle vicinanze della WTG09 come illustrato in Figura 12) è in realtà un valore di gran lunga sovrastimato.

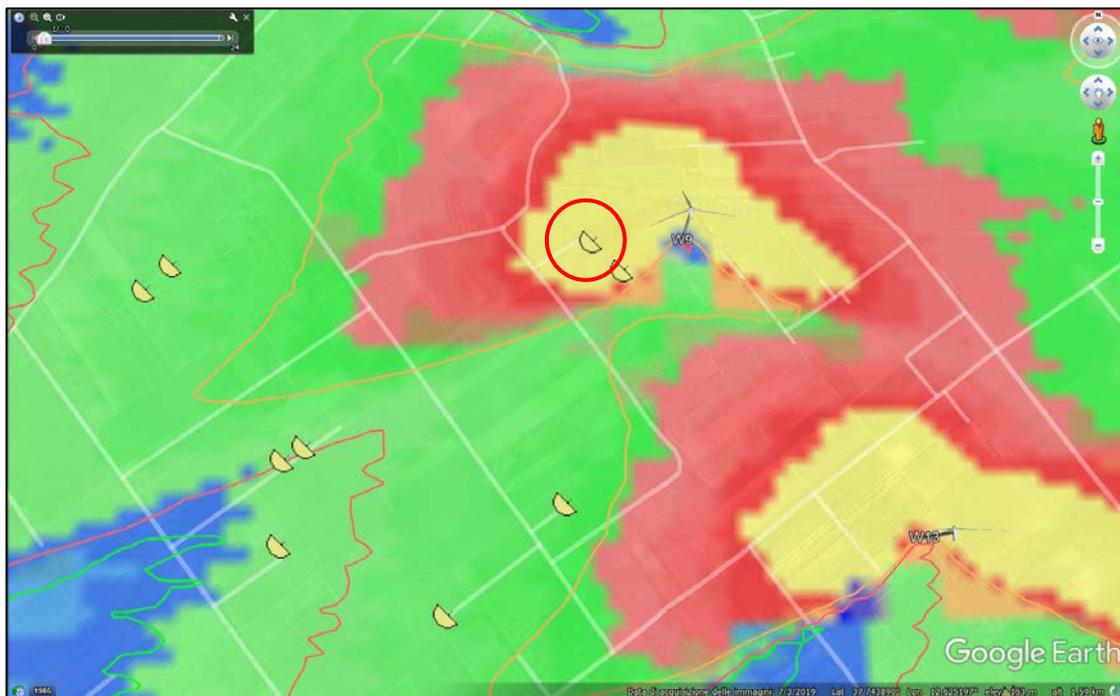


Figura 12: inquadramento sul ricettore 'G' soggetto al fenomeno di ombreggiamento da parte della WTG09

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 'G' nella Figura 13 da cui si evince che il fenomeno di ombreggiamento nel giorno 1° Gennaio si è verificato per 46 minuti (dalle 07:59 alle 08:45) a carico della WTG13 indicata in parentesi.

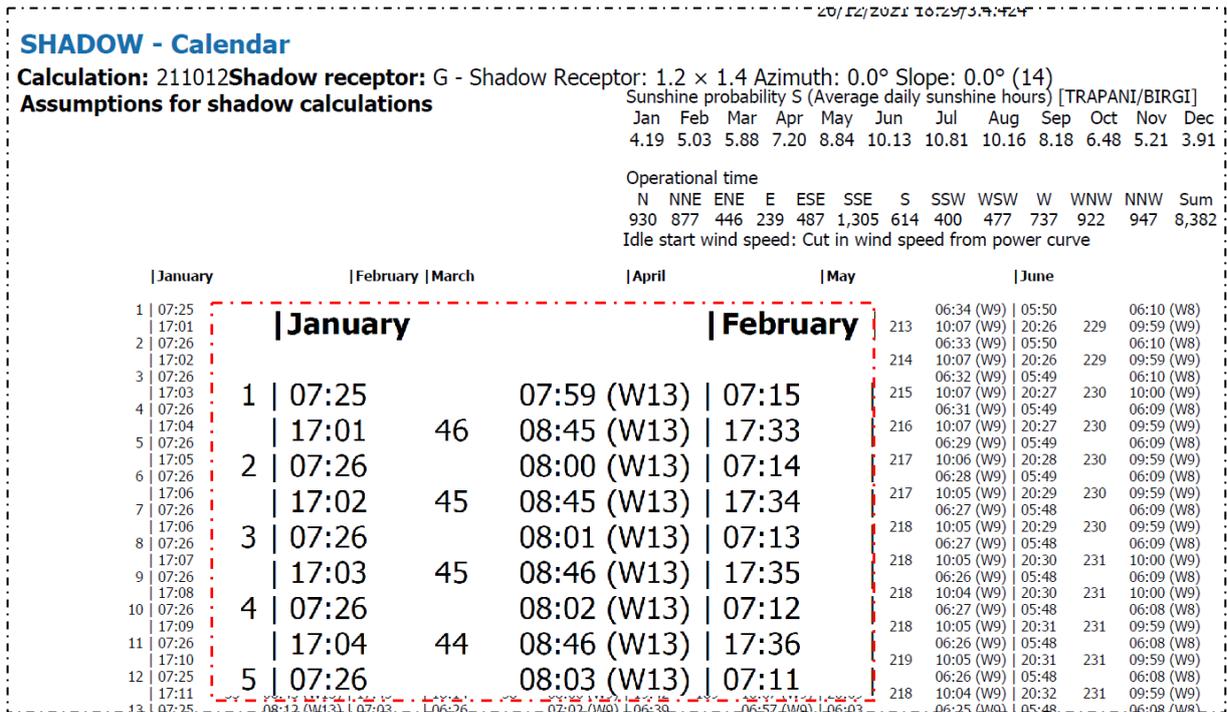


Figura 13: spaccato di CALENDAR relativo allo Shadow Receptor 'G'.

Si riporta di seguito un esempio (Figura 14) rappresentante i ricettori 'G' ed 'H' 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 'G' è possibile vedere come per lo stesso il fenomeno sia più intenso nel periodo che prende il periodo che va da Aprile ad Ottobre a carico della WTG09 (indicata nella colorazione in azzurro), dalle 06:00 alle 10:00 e nei mesi da Dicembre a Gennaio a carico della WTG13 (indicata nella colorazione in fucsia), dalle 08:00 alle 09:00.



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 Figura 16 è possibile vedere come per la WTG01 il fenomeno interessi il ricettore:

- 'BC' nei mesi da Febbraio a Maggio e poi da Luglio ad Ottobre - dalle 07:00 alle 11:00;
- 'BF' nei mesi da Marzo ad Aprile e da Agosto a Settembre nella fascia oraria 17:00 - 19:00;
- 'BD' nel mese di Aprile nel mese di Agosto nella fascia oraria 07:00 - 08:00;
- 'BE' nei mesi da Maggio a Giugno e da Luglio ad Agosto nella fascia oraria 06:00 - 07:00.

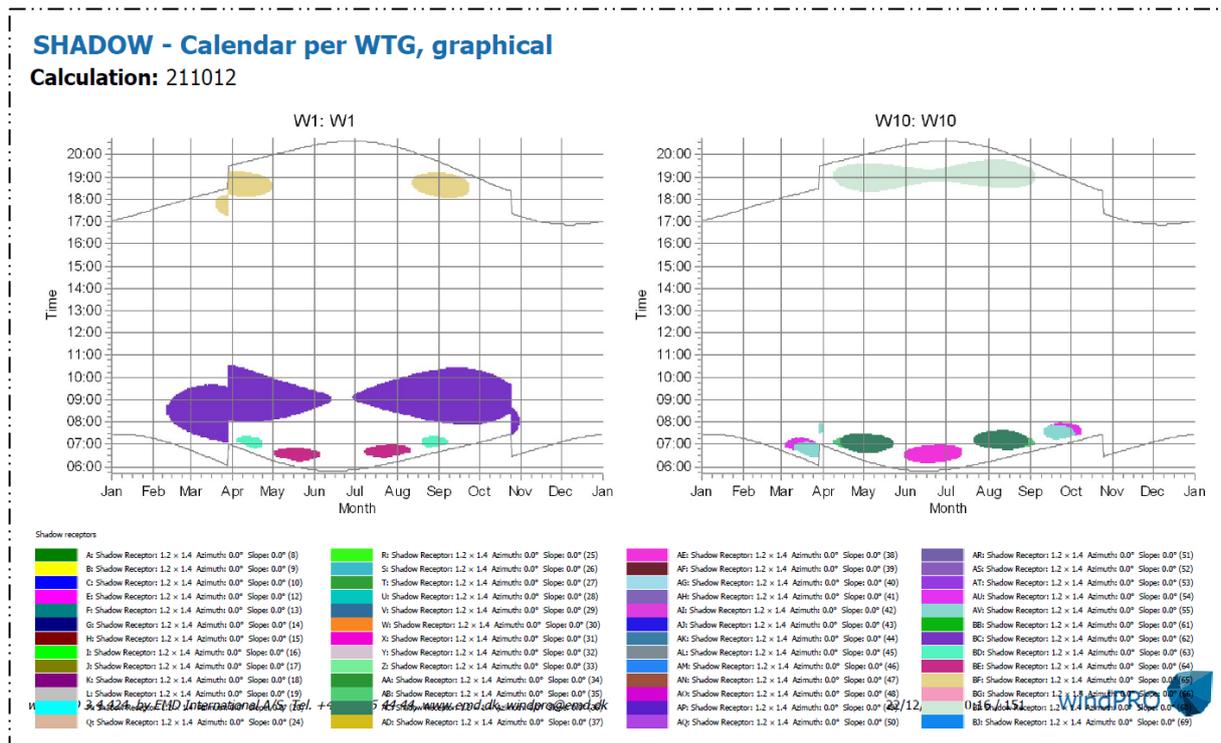


Figura 16: riquadro ripreso dal CALENDAR grafico per WTG e in questo caso riferito alle WTG01 e WTG10

Viene infine riportata sull'ultima pagina di SHADOW una mappa (Figura 17) 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.

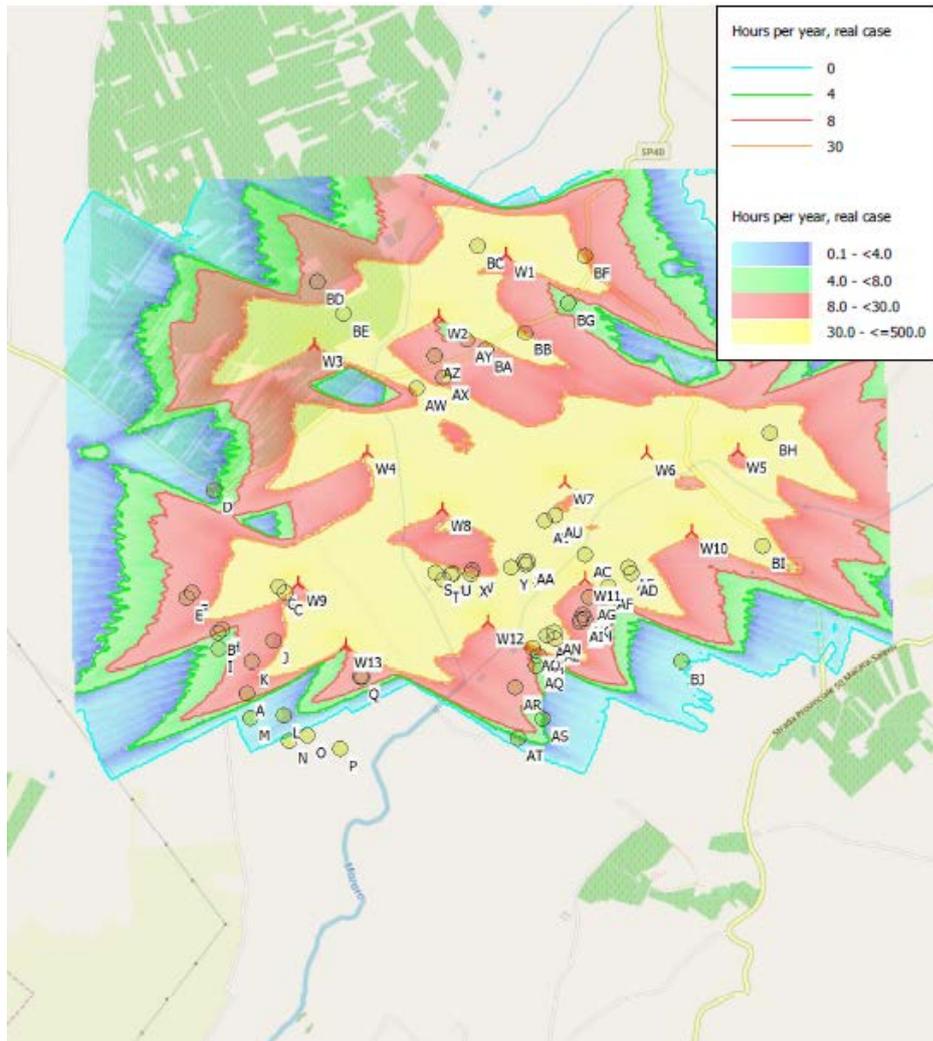


Figura 17: mappa del *real case*

## 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 circa 20 ricettori che superano il parametro di qualità 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.

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 oltreché 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.