

REGIONE SICILIA
PROVINCIA DI ENNA
COMUNE DI CALASCIBETTA

LOCALITÀ MURCATO VECCHIO

Oggetto:

PROGETTO DEFINITIVO PER LA COSTRUZIONE E L'ESERCIZIO DI UN IMPIANTO EOLICO COSTITUITO DA 16 AEROGENERATORI DI POTENZA TOTALE PARI A 96,0 MW E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE

Sezione:

SEZIONE SF - ANALISI DEL FENOMENO DI SHADOW-FLICKERING

Elaborato:

RELAZIONE DI SHADOW-FLICKERING

Nome file stampa:

EO.CLB01.PD.SF.SIA.01.pdf

Codifica Regionale:

RS06REL0017A0_RelazioneShadowFlickering

Scala:

A4

Formato di stampa:

A4

Nome elaborato:

EO.CLB01.PD.SF.SIA.01

Tipologia:

R

Proponente:

E-WAY 3 S.r.l.

Piazza di San Lorenzo in Lucina, 4
00186 ROMA (RM)
P.IVA. 16647721006



E-WAY 3 S.R.L.
P.zza di San Lorenzo in Lucina, 4
00186 - Roma
C.F./P.Iva 16647721006
PEC: e-way3srl@legalmail.it

Progettista:

E-WAY 3 S.r.l.

Piazza di San Lorenzo in Lucina, 4
00186 ROMA (RM)
P.IVA. 16647721006



CODICE	REV. n.	DATA REV.	REDAZIONE	VERIFICA	VALIDAZIONE
EO.CLB01.PD.SF.SIA.01	00	12/2022	M. Valente	A. Bottone	A. Bottone

E-WAY 3 S.r.l.

Sede legale
Piazza di San Lorenzo in Lucina, 4
00186 ROMA (RM)
PEC: e-way3srl@legalmail.it tel. +39 0694414500



RELAZIONE DI SHADOW- FLICKERING

CODICE	EO.CLB01.PD.SF.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2022
PAGINA	1 di 32

INDICE

PREMESSA	4
1 INTRODUZIONE	5
1.1 Inquadramento territoriale e catastale	5
1.2 Caratteristiche tecniche e soluzione di connessione alla RTN	7
1.3 Layout d’impianto	7
1.3.1 Aerogeneratori.....	8
1.4 Il fenomeno dello shadow-flickering	8
2 VALUTAZIONE DEGLI EFFETTI DELLO SHADOW-FLICKERING	12
2.1 Scelta dei ricettori	13
2.2 Metodologia di calcolo	14
2.3 Calibrazione del modello numerico	17
2.4 Modello digitale di terreno	17
2.5 Modello di rugosità superficiale	18
2.6 Modello di campo e flusso ventoso	19
2.6.1 Shadow-receptor	20
2.6.2 Scenario di simulazione	21
2.7 Risultati di calcolo	21
3 MITIGAZIONI DEGLI EFFETTI DI SHADOW-FLICKERING	24
4 CONCLUSIONI	25
5 ALLEGATI	26

INDICE DELLE FIGURE

<i>Figura 1 – Inquadramento generale degli aerogeneratori di progetto e cavidotto su IGM 1:25.000.</i>	<i>5</i>
<i>Figura 2 – Esempio grafico del potenziale effetto di ombreggiamento di un aerogeneratore nei confronti di un edificio 9</i>	
<i>Figura 3 – Evoluzione annuale tipo dell’ombra di un aerogeneratore.....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 4: Buffer di 1000 m rispetto ai punti di inserimento delle turbine di progetto (fonte Google Earth).</i>	<i>12</i>
<i>Figura 5 – Schema di proiezione dell’ombra a valle del diametro di rotore</i>	<i>16</i>
<i>Figura 6 – Rappresentazione modello di terreno digitale.....</i>	<i>17</i>
<i>Figura 7 – Rappresentazione modello di rugosità superficiale.</i>	<i>18</i>
<i>Figura 8 – Statistiche dati di vento nodi satellitari utilizzati.</i>	<i>19</i>
<i>Figura 9: Scenario di simulazione (fonte Google Earth).....</i>	<i>21</i>
<i>Figura 10 – Main result parte 1</i>	<i>26</i>
<i>Figura 11 – Main result parte 2</i>	<i>27</i>
<i>Figura 12 – Main result parte 3</i>	<i>28</i>
<i>Figura 13 – Calendar per WTG, graphical parte 1.</i>	<i>29</i>
<i>Figura 14 – Calendar per WTG, graphical parte 2.</i>	<i>30</i>
<i>Figura 15 – Calendar per WTG, graphical parte 3.</i>	<i>31</i>
<i>Figura 16 – Map.....</i>	<i>32</i>



**RELAZIONE DI SHADOW-
FLICKERING**

CODICE	EO.CLB01.PD.SF.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2022
PAGINA	3 di 32

INDICE DELLE TABELLE

<i>Tabella 1 – Caratteristiche e le coordinate degli aerogeneratori di progetto.</i>	<i>6</i>
<i>Tabella 2 – Riferimenti catastali degli aerogeneratori.</i>	<i>7</i>
<i>Tabella 3 – Identificazione catastale ricettori parte 1.</i>	<i>13</i>
<i>Tabella 4 – Identificazione catastale ricettori parte 2.</i>	<i>14</i>
<i>Tabella 5 – Matrice delle interdistanze tra ricettori e gli aerogeneratori.....</i>	<i>20</i>
<i>Tabella 6 – Risultati di calcolo.</i>	<i>22</i>



RELAZIONE DI SHADOW- FLICKERING

CODICE	EO.CLB01.PD.SF.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2022
PAGINA	4 di 32

PREMESSA

Il presente elaborato è riferito al progetto per la costruzione e l'esercizio di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica, ed opere di connessione annesse, denominato "Murcato Vecchio", sito tra i Comuni di Gangi (PA), Villarosa (EN), Enna (EN) e Calascibetta (EN).

In particolare, il progetto è relativo ad un impianto eolico di potenza totale pari a 96,0 MW e costituito da:

- 16 aerogeneratori di potenza nominale 6,0 MW, diametro di rotore 150 m e altezza al mozzo 125 m (del tipo Vestas V150 o assimilabili);
- due cabine di raccolta e misura in MT a 30 kV;
- linee elettriche in MT a 30 kV in cavo interrato necessaria per l'interconnessione di 16 aerogeneratori alla prima cabina di raccolta e misura;
- linee elettriche in MT a 30 kV in cavo interrato necessaria per l'interconnessione di 16 aerogeneratori alla seconda cabina di raccolta e misura;
- una stazione elettrica (SE) di trasformazione 150/30 kV utente;
- linee elettriche in MT a 30 kV in cavo interrato necessari per l'interconnessione delle cabine di raccolta e misura alla SE utente di cui sopra;
- una sezione di impianto elettrico comune con altri impianti in sviluppo (altro operatore), necessaria per la condivisione dello Stallo AT a 150 kV, assegnato dal gestore della rete di trasmissione nazionale (RTN) all'interno della futura SE della RTN denominata "Calascibetta 380/150/36 kV". Tale sezione è localizzata in una zona adiacente alla se utente e contiene tutte le apparecchiature elettromeccaniche in AT necessarie per la condivisione della connessione.
- tutte le apparecchiature elettromeccaniche in AT di competenza dell'utente da installare all'interno della futura SE Terna "Calascibetta 380/150/36 kV", in corrispondenza dello stallo assegnato;
- una linea elettrica in AT a 150 kV in cavo interrato di interconnessione tra la sezione di impianto comune e la futura SE Terna "Calascibetta 380/150/36 kV".

Titolare dell'iniziativa proposta è la società E-Way 3 S.r.l., avente sede legale in Piazza di San Lorenzo in Lucina 4, 00186 Roma, P.IVA 16647721006.

1 INTRODUZIONE

L'elaborato in oggetto ha lo scopo di valutare l'evoluzione annuale del fenomeno di shadow-flickering e del potenziale impatto nei confronti di specifici ricettori, generato dalla presenza degli aerogeneratori di progetto.

1.1 Inquadramento territoriale e catastale

L'impianto eolico di progetto è situato tra i Comuni di Calascibetta (EN), Gangi (PA), Enna (EN) e Villarosa (EN), e si costituisce di n. 16 aerogeneratori, denominati rispettivamente con il prefisso "WTG". Gli aerogeneratori di progetto hanno potenza nominale pari a 6,0 MW per una potenza complessiva di 96 MW, con altezza al mozzo 125 m e diametro di rotore di 150 m.

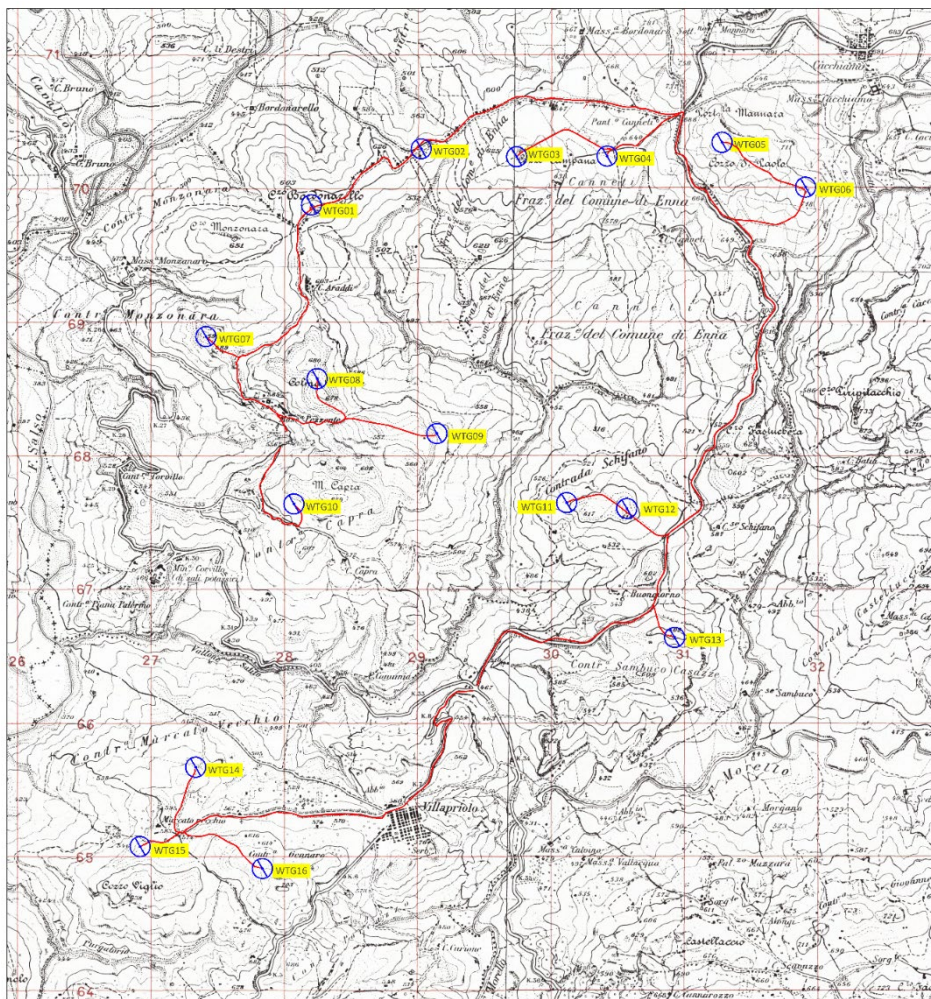


Figura 1 – Inquadramento generale degli aerogeneratori di progetto e caviodotto su IGM 1:25.000.

I fogli IGM 25000 di inquadramento delle opere di progetto sono:

- foglio 260 III SE Alimena;
- foglio 260 II SO Villadoro;
- foglio 268 I NO Calascibetta;
- foglio 268 IV ME Villarosa.

mentre gli IGM 50000 sono:

- foglio 622.

Si riportano di seguito Tabella 1 le coordinate degli aerogeneratori nei vari sistemi di riferimento.

Tabella 1 – Caratteristiche e le coordinate degli aerogeneratori di progetto.

ID WTG	UTM WGS 84		ELEVATION [m s.l.m.]	POWER [kW]	HUB HEIGHT [m s.l.t.]
	E [m]	N [m]			
WTG01	428148	4169684	620	6.0	125
WTG02	429684	4170044	670	6.0	125
WTG03	430361	4170048	640	6.0	125
WTG04	431221	4170152	760	6.0	125
WTG05	431846	4169816	700	6.0	125
WTG06	427359	4168698	580	6.0	125
WTG07	428191	4168384	670	6.0	125
WTG08	428017	4167446	618	6.0	125
WTG09	430058	4167456	592	6.0	125
WTG10	430509	4167412	610	6.0	125
WTG11	430866	4166448	600	6.0	125
WTG12	427282	4165477	570	6.0	125
WTG13	426866	4164883	582	6.0	125
WTG14	427781	4164718	650	6.0	125
WTG15	429087	4167973	615	6.0	125
WTG16	428970	4170103	587	6.0	125,0

Per quanto riguarda l'inquadramento catastale, le particelle interessate dagli aerogeneratori di progetto sono riportate in Tabella 2:

Tabella 2 – Riferimenti catastali degli aerogeneratori.

<u>ID WTG</u>	<u>COMUNE</u>	<u>FOGLIO</u>	<u>PARTICELLA</u>
WTG01	GANGI	80	57
WTG02	GANGI	80	57
WTG03	ENNA	281	102
WTG04	ENNA	281	11
WTG05	CALASCIBETTA	1	320
WTG06	CALASCIBETTA	1	124
WTG07	CALASCIBETTA	9	18
WTG08	CALASCIBETTA	10	68
WTG09	CALASCIBETTA	10	30
WTG10	CALASCIBETTA	14	11
WTG11	CALASCIBETTA	18	33
WTG12	CALASCIBETTA	18	16
WTG13	CALASCIBETTA	22	1
WTG14	VILLAROSA	5	21
WTG15	VILLAROSA	5	39
WTG16	VILLAROSA	6	326

L'elenco completo delle particelle interessate dalle opere e delle relative fasce di asservimento è riportato negli elaborati di progetto "EO.CLB01.PD.L.05" ed "EO.CLB01.PD.L.06".

1.2 Caratteristiche tecniche e soluzione di connessione alla RTN

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che la centrale venga collegata in antenna a 150 kV con la sezione 150 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) 380/150 kV della RTN, da inserire in entra-esce sul futuro elettrodotto RTN a 380 kV della RTN "Chiaromonte Gulfi-Ciminna", previsto nel Piano di Sviluppo Terna, cui raccordare la rete AT afferente alla SE RTN di Caltanissetta.

1.3 Layout d'impianto

L'impianto eolico di progetto prevede la realizzazione di:

- n. 16 aerogeneratori;
- n. 16 cabine all'interno della torre di ogni aerogeneratore;
- n. 16 opere di fondazione su plinto per gli aerogeneratori;
- n. 16 piazzole di montaggio, con adiacenti piazzole temporanee di stoccaggio;
- opere temporanee per il montaggio del braccio gru;
- viabilità di progetto interna all'impianto e che conduce agli aerogeneratori;

CODICE	EO.CLB01.PD.SF.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2022
PAGINA	8 di 32

- un cavidotto interrato interno, in media tensione, per il collegamento tra gli aerogeneratori;
- un cavidotto interrato esterno, in media tensione, per il collegamento del campo eolico alla futura stazione elettrica RTN.

1.3.1 Aerogeneratori

Per gli aerogeneratori di progetto si considera diametro di rotore 150 m e altezza al mozzo 125 m. Tra i modelli di aerogeneratore con le seguenti caratteristiche, si assimilano quelli di progetto al modello Vestas V150, e quindi con diametro 150 m e altezza al mozzo 125 m. Non si esclude, nelle fasi successive della progettazione, la possibilità di variare la tipologia di aerogeneratore, ferme restando le caratteristiche dimensionali indicate nel presente elaborato. Gli aerogeneratori sono connessi tra loro per mezzo del cavidotto interno in MT e le cabine interne alle torri.

1.4 Il fenomeno dello shadow-flickering

Lo “shadow”, ossia il fenomeno di ombreggiamento (dalla letterale traduzione inglese) ed il “flickering”, ossia l’effetto di lampeggiamento risultante dal movimento rotatorio delle pale in determinate condizioni meteorologiche, sono fenomeni che si possono verificare singolarmente o simultaneamente quando i raggi solari, con la loro incidenza ed inclinazione, attraversano il rotore degli aerogeneratori.

Mentre lo “shadow” (fenomeno generato da qualsiasi elemento che si erge in altezza come ad es. tralicci elettrici, edifici ecc.) può presentarsi con una più elevata frequenza dettata ad es. dal particolare periodo dell’anno, il flickering si verifica solo in particolari condizioni di incidenza solare, contestualmente alla presenza di vento, ecc., coinvolgendo aree territoriali ristrette e poco estese nell’intorno di un singolo aerogeneratore o di un’intera wind farm. Tale fenomeno, tuttavia, potrebbe generare un effetto disturbante nei confronti delle strutture, dei loro residenti o degli ambienti esterni. Per tale motivo, sebbene ad oggi non esista una specifica normativa che individui dei riferimenti precisi o fissi dei limiti univoci per il disturbo generato da tali fenomeni, alcuni paesi della comunità europea ed extraeuropea individuano in circa 30 ore/anno di effettiva e reale incidenza nei confronti dei ricettori sollecitati, un valore soglia di riferimento nell’ottica di attribuire un grado di rilevanza al fenomeno. Non essendo previste classificazioni di tipo numerico, alcuni paesi valutano le incidenze più elevate con una particolare terminologia quale ad es. “significant” o “unreasonable”. Ad ogni modo, si precisa che tale dato resta di fatto indicativo e non rappresenta una soglia limite di valutazione oggettiva del possibile disturbo. Vanno di fatto sempre valutate le specifiche condizioni di sito e le singole peculiarità dei ricettori al fine di determinare la rilevanza o meno

del fenomeno di ombreggiamento. Figura 2 è un'esemplificazione dell'ombreggiamento potenziale indotto da un aerogeneratore nei confronti di una struttura ricettiva.

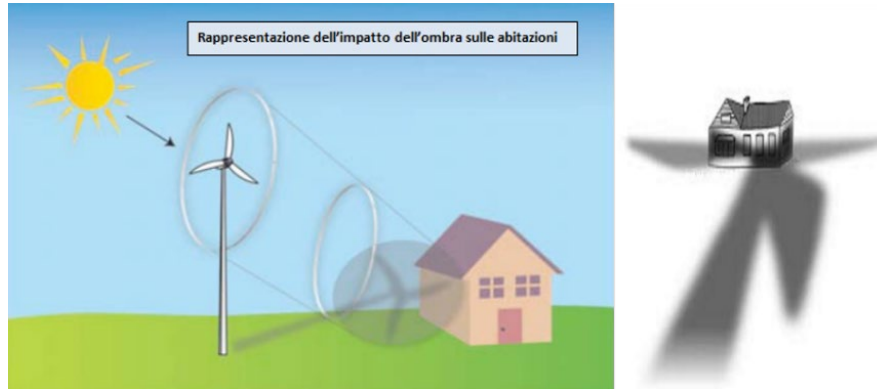


Figura 2 – Esempio grafico del potenziale effetto di ombreggiamento di un aerogeneratore nei confronti di un edificio

Mentre il fenomeno dell'ombreggiamento può verificarsi con maggiore semplicità, perché il flickering si manifesti e produca effetti realmente percepibili, è necessario che sussistano simultaneamente alcune condizioni. In particolare, deve esserci un'intensità di vento sufficientemente sostenuta da generare il movimento rotatorio delle pale che sia classificabile come "non lento", deve esservi la condizione di "fondo chiaro" del cielo, l'asse del rotore della turbina deve essere posizionato lungo la linea di taglio rispetto al punto di vista dell'osservatore e deve verificarsi l'assenza di ostacoli tra il sole ed il punto di osservazione. Si precisa, la variazione dell'intensità luminosa prodotta dalla rotazione delle pale rispetto all'ombra in movimento deve essere superiore al livello di percezione dell'occhio umano affinché si verifichi che l'effetto prodotto possa essere davvero considerato come "effettivamente disturbante" (al di là della soggettiva valutazione). L'intensità del lampeggiamento/sfarfallio legato alla rotazione delle pale diminuisce con l'aumentare della distanza dalla sorgente (aerogeneratore) poiché con l'allontanarsi dalla turbina diminuisce la variabilità dell'intensità luminosa fin quando l'occhio umano non è più in grado di distinguerla, e quindi il fenomeno risulta pertanto non più percepibile. Come l'intensità delle ombre in prossimità di un qualsiasi ostacolo in altezza (turbina o altro) risulta più elevata e tende a dissiparsi e sfocarsi all'aumentare della distanza, allo stesso modo il flickering appare più intenso in prossimità della turbina poiché risulta più marcato ed evidente il movimento rotatorio ed il passaggio delle pale rispetto alla superficie del disco radiante del sole.

In linea generale, l'intensità dello "sfarfallio" delle ombre generate dalla rotazione delle pale si smorza notevolmente diventando poco percepibile all'occhio umano ad una distanza di circa 10 volte il diametro del rotore della turbina, anche in considerazione del fatto che porzioni sempre minori del disco radiante del sole risultano interessate dal passaggio delle pale.



RELAZIONE DI SHADOW- FLICKERING

CODICE	EO.CLB01.PD.SF.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2022
PAGINA	10 di 32

L'ambiente nel quale è collocato l'osservatore gioca inoltre un ruolo determinante nella percezione del fenomeno poiché, laddove vi sono maggiori condizioni di luminosità (es. in ambiente esterno o vani abitativi ben esposti ed illuminati), l'occhio tende a percepire in modo meno marcato la differenza di intensità del flickering rispetto a quanto non faccia se inserito in un vano poco luminoso e rivolto in direzione della sorgente. Naturalmente l'intensità e la percezione del fenomeno è correlata anche alla velocità di rotazione delle pale e quindi al numero di giri/min del rotore, e di conseguenza, alla velocità del vento.

Un valore di rotazione indicativo che alcuni paesi esteri identificano come valore soglia, risulta essere 3 passaggi al secondo (limite per il flicker), corrispondenti ad una velocità del rotore pari a circa 60 rpm (rotazioni per minuto).

Per turbine di grande taglia (che sostanzialmente presentano altezze del mozzo più rilevanti e influenti per il fenomeno in oggetto) tali velocità sono difficilmente raggiungibili, attestandosi su valori che non superano i 20 rpm (gli attuali e più moderni modelli in commercio si attestano infatti su velocità comprese tra 12 e 16 rpm), mentre valori simili sono più probabili da ottenere per impianti di mini e micro eolico che però generalmente non presentano altezze del mozzo superiori i 37- 40 m s.l.t.

Nel corso degli anni diversi studi sono stati condotti al fine di verificare la potenziale correlazione tra il fenomeno di epilessia fotosensibile e la velocità di riproduzione del flickering, a tal proposito l'associazione Britannica di epilessia ritiene che frequenze inferiori i 3Hz non sono responsabili di tali insorgenze. Considerato che velocità di circa 20 rpm sono comparabili a valori di frequenza pari a 1Hz (ossia un ciclo al secondo), si deduce facilmente che il flickering prodotto dagli aerogeneratori attualmente in produzione, possono generare un senso di fastidio ma non possono costituire una minaccia per la salute umana e non sono responsabili di epilessia per fotosensibilità.

Gli attuali strumenti informatici ed i modelli fisici e matematici implementati in specifici software di settore, sono in grado oggi di prevedere e modellare il fenomeno del flickering con dettaglio anche dell'ora e del minuto in funzione dei dati di input quali: distanza e relazioni dimensionali tra aerogeneratori e strutture (ricettori), distribuzione spaziale, geografica e dimensionale degli elementi (latitudine, longitudine, quota altimetrica, geometria ed elevazione rispetto al suolo), statistica della meteorologia locale e delle condizioni anemologiche caratteristiche dell'area oggetto di analisi.

L'elaborazione di tutti i dati in input porta a risultati di tipo numerico (in termini di numero di ore o minuti cui il fenomeno può manifestarsi) e di tipo grafico come nell'immagine proposta a seguire che individua la caratteristica distribuzione annuale dell'ombra generata da una turbina in uno scenario che viene individuato

come “worst case”, ossia la peggiore condizione possibile che prevede l’ipotesi della turbina disposta sempre in modo ortogonale al sole e con le pale in rotazione costante per tutti i giorni dell’anno (condizione di fatto impossibile a realizzarsi). Si riporta a carattere di esempio, in Figura 3 un’immagine relativa al tipico comportamento di ombreggiamento di un aerogeneratore.

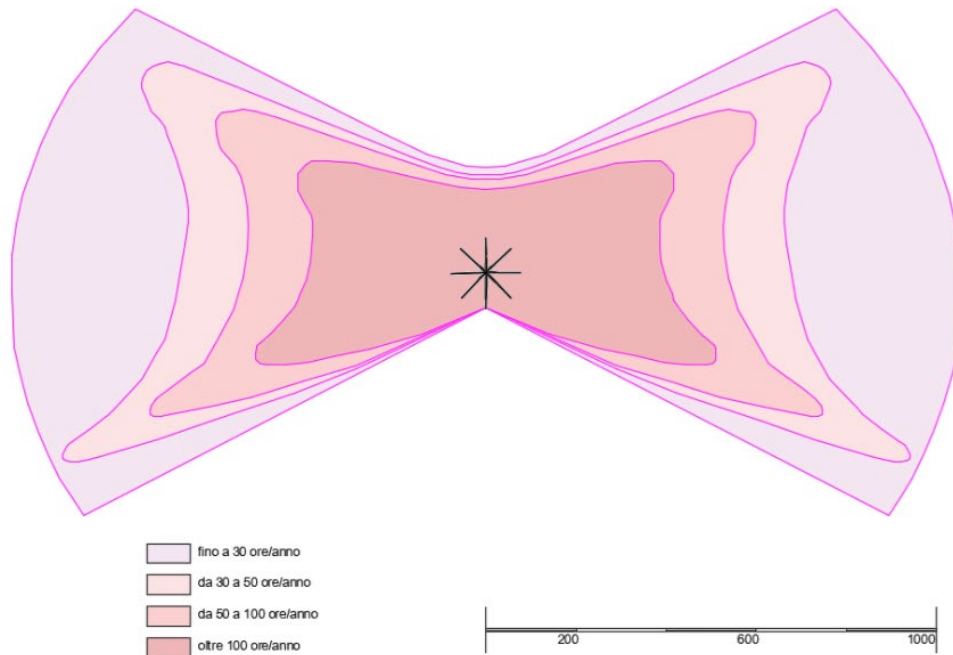


Figura 3 – Evoluzione annuale tipo dell’ombra di un aerogeneratore.

Risulta evidente come, tanto il fattore di forma quanto il valore temporale dell’ombreggiamento generato dalla turbina, diminuisca proporzionalmente con l’aumentare della distanza dalla base della torre (individuata dall’asterisco di colore nero) posta al centro di quella che individua la tipica “forma a farfalla” che ne identifica l’evoluzione annuale. In alcuni casi, tuttavia, per quanto molto limitato nel tempo, il fenomeno potrebbe manifestarsi anche a distanze superiori a 1000 m dalla sorgente ma solo in particolari condizioni al contorno relativamente a posizione geografica e stagionalità (in funzione quindi del periodo dell’anno).

2 VALUTAZIONE DEGLI EFFETTI DELLO SHADOW-FLICKERING

La valutazione del fenomeno di shadow-flickering è stata effettuata utilizzando il software windPRO, in particolare utilizzando lo specifico modulo “shadow” capace di interpretare, a partire dalla definizione di specifiche condizioni iniziali e al contorno, l’effetto in oggetto.

Gli effetti del fenomeno in oggetto sono stati verificati nei confronti di ricettori appositamente scelti per distribuzione territoriale ed esposizione agli aerogeneratori di progetto nonché a quelli in iteri di autorizzazione, che, nella fattispecie, sono rappresentati da installazioni di piccola taglia posti a circa 1 km in direzione sud-est dell’area di impianto.

Per quanto raro e di improbabile casistica, il fenomeno dello shadow-flickering, potrebbe manifestarsi anche a diversi chilometri di distanza dalle sorgenti sebbene, affinché questo possa accadere, debbano verificarsi in modo contemporaneo particolari condizioni legate alla posizione geografica (latitudine), all’assenza di copertura nuvolosa ed un particolare periodo dell’anno (stagionalità).

Per tale ragione sono state individuate in via preliminare tutte le strutture ricadenti in un buffer di 500 m dalle posizioni degli aerogeneratori di progetto.

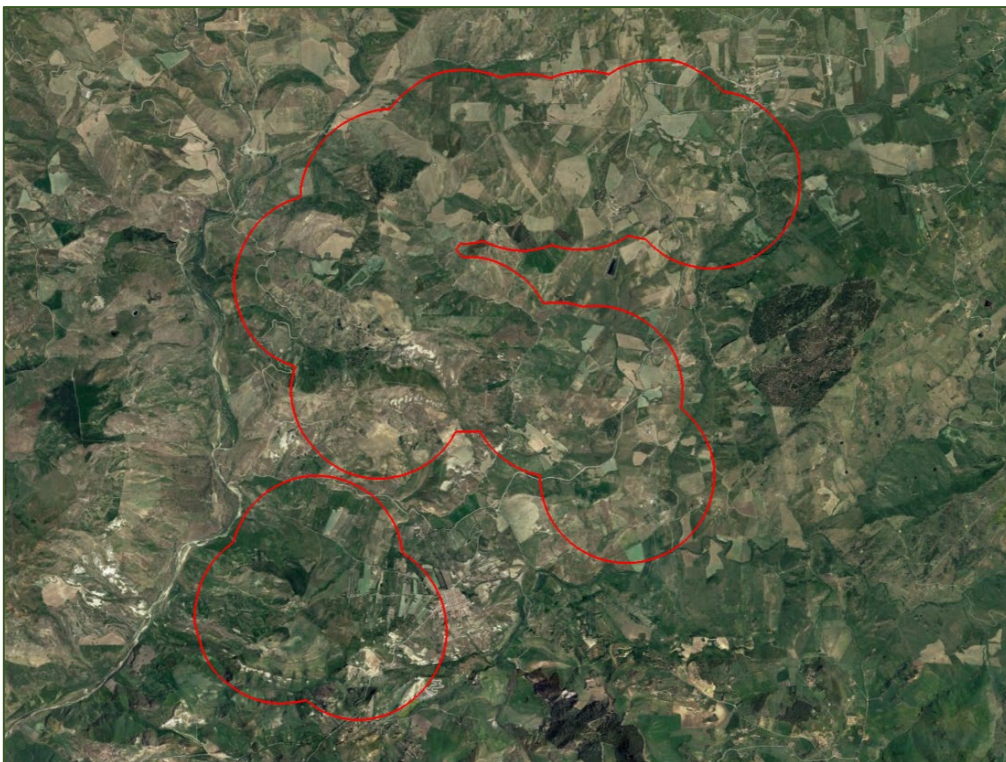


Figura 4: Buffer di 1000 m rispetto ai punti di inserimento delle turbine di progetto (fonte Google Earth).

2.1 Scelta dei ricettori

Per poter effettuare le valutazioni previsionali degli impatti indotti dall'impianto eolico di progetto, sono stati individuati i ricettori nei confronti dei quali sono state condotte le analisi specialistiche. Per quanto riguarda i criteri di classificazione, la discriminante principale per la scelta de l'individuazione dei ricettori è legata alla categoria catastale e allo stato d'utilizzo e conservazione delle strutture. A tal proposito a sensi del DPCM 14/11/97 e della legge quadro n. 447/95, gli ambienti abitativi sono definiti come: *"ogni ambiente interno ad un edificio destinato alla permanenza di persone o di comunità ed utilizzato per le diverse attività umane, fatta eccezione per gli ambienti destinati ad attività produttive per i quali resta ferma la disciplina di cui al d.lgs. 15 agosto 1991, n. 277 (2), salvo per quanto concerne l'immissione di rumore da sorgenti sonore esterne ai locali in cui si svolgono le attività produttive"*.

Quind, al fine di classificare le strutture sul territorio, interessate dai potenziali impatti dell'impianto eolico di progetto, come "ricettori" o "non ricettori", sono state condotte campagne di indagine e sopralluoghi mirati all'identificazione delle caratteristiche di abitabilità delle strutture aldilà della loro categoria catastale.

Si rimanda agli elaborati di progetto REC.SIA.01 e REC.SIA.02 per l'individuazione su carta tecnica regionale, ortofoto e catastale.

Tabella 3 – Identificazione catastale ricettori parte 1.

CODICE	COMUNE	FOGLIO	PARTICELLA	CATEGORIA
R01	GANGI (PA)	78	147	A03
R02	GANGI (PA)	79	225	A04/C02
R03	GANGI (PA)	79	236	A04
R04	GANGI (PA)	79	233	A04/C02
R05	ENNA (EN)	281	7	C02/F02
R06	ENNA (EN)	281	126	A03
R07	CALASCIBETTA (EN)	1	396	A03
R08	ENNA (EN)	285	50	A03/D10
R09	ENNA (EN)	282	51	D10
R10	ENNA (EN)	282	12	A03/C02/D10
R11	ENNA (EN)	282	12	A03/C02/D10
R12	CALASCIBETTA (EN)	1	392	A03
R13	CALASCIBETTA (EN)	10	6	A02/A04/A06/B07/C02/C06
R14	CALASCIBETTA (EN)	10	20	A05/C06

Tabella 4 – Identificazione catastale ricettori parte 2.

CODICE	COMUNE	FOGLIO	PARTICELLA	CATEGORIA
R15	ENNA (EN)	286	74	A03/D10
R16	CALASCIBETTA (EN)	20	39	A07
R17	CALASCIBETTA (EN)	15	12	A06/C02/C06
R18	VILLAROSA (EN)	4	117	A03/C02
R19	VILLAROSA (EN)	1	50	A03
R20	VILLAROSA (EN)	1	50	A03
R21	VILLAROSA (EN)	2	382	A03
R22	VILLAROSA (EN)	2	388	A04/C02
R23	VILLAROSA (EN)	2	417	A03
R24	VILLAROSA (EN)	2	386	A07
R25				
R26	VILLAROSA (EN)	6	461	A03
R27	VILLAROSA (EN)	6	349	A02/C02
R28				
R29	VILLAROSA (EN)	6	453	A07
R30	VILLAROSA (EN)	5	53	A04/C06

2.2 Metodologia di calcolo

Come precedentemente anticipato, per la valutazione degli effetti dello shadow-flickering è stato impiegato lo specifico software di settore windPRO considerato tra i più completi strumenti di analisi nel settore eolico. In particolare, il modulo di elaborazione preposto all'analisi del fenomeno in esame e denominato "shadow" opera le simulazioni e modellazioni attraverso una serie di dati in input quali:

1. caratteristiche orografiche (attraverso dati DTM – Digital Terrain Model sulla base del grid estrapolato in download dal satellite);
2. caratteristiche geometriche e meccaniche delle sorgenti (locazione degli aerogeneratori, dimensioni rotore ed altezza mozzo, caratteristiche tecniche di velocità di rotazione delle pale);
3. locazione e caratteristiche delle strutture recettive nei confronti delle quali eseguire le simulazioni (shadow receptor) con la possibilità di definizione della dimensione delle finestre (altezza/larghezza) ed orientamento rispetto al nord, e dell'eventuale angolo di inclinazione rispetto al piano (angolazione della finestra rispetto all'orizzontale). Modalità alternativa, di trattare i ricettori in esame, è quella di considerarli in "Green House Mode" ossia al pari di strutture prive di pareti a simboleggiare una calotta sferica totalmente trasparente esposta al fenomeno da ogni direzione.

4. caratteristiche meteorologiche di macroarea per la stima delle ore di soleggiamento locale (con l'utilizzo di dati di stazioni meteorologiche di riferimento e di lungo termine disponibili nel database del software);
5. caratteristiche anemologiche di sito (attraverso l'elaborazione di una wind statistic a partire dai dati satellitari disponibili in aree attigue, che permettono la valutazione del numero di ore/anno di funzionamento delle turbine, il loro orientamento per la valutazione della proiezione dell'ombra in funzione delle frequenze registrate per i diversi settori di direzione di provenienza del vento e la velocità di rotazione delle pale in base alla suddivisione in frequenza delle differenti classi di velocità del vento);
6. caratteristiche dimensionali di ostacoli (strutture non ricettive, siepi, alberature o altro simile) da poter considerare nel modello fisico per la simulazione (opzione ZVI).

Per l'elaborazione della propagazione dell'ombra dietro al disco descritto dal rotore dell'aerogeneratore, il modello di simulazione utilizza i seguenti parametri:

- il diametro del Sole, D: 1.390.000 km;
- la distanza dal Sole, d: 150.000.000 km;
- angolo di attacco: 0.531 gradi.

tenendo al contempo in conto di informazioni quali:

- posizione geografica (latitudine e longitudine);
- fuso orario ed ora legale del sito in esame;
- orbita rotazione terrestre rispetto alla posizione del sole.

In linea teorica, per esempio, una turbina con diametro di rotore 45 m potrebbe proiettare l'ombra del rotore fino ad una distanza di quasi 5 km (4,8 km), ma nella realtà tale ipotesi non è plausibile a causa dell'effetto ottico dovuto alla presenza dell'atmosfera che incide in modo determinante poiché, quando l'altezza del sole diventa troppo bassa rispetto all'orizzonte, e la distanza della proiezione diventa troppo lunga, l'ombra generata tende a disperdersi prima di raggiungere il suolo (o una struttura recettiva).

Le immagini a seguire sintetizzano rispettivamente in sequenza:

1. il modello di calcolo con evidenza dell'effetto della proiezione al suolo (o nei confronti di una struttura ricettiva) del disco descritto dal rotore dell'aerogeneratore;
2. finestra di scelta e impostazione dei parametri geometrici dei ricettori;

2.3 Calibrazione del modello numerico

2.4 Modello digitale di terreno

Per le specifiche valutazioni di dettaglio è stato realizzato un modello orografico digitale che, sulla base del grid estrapolato in download dal satellite, georeferenziato e verificato con la sovrapposizione con le curve di livello della cartografia IGM 1:25000, descrive in modo del tutto fedele ed attendibile l'andamento altimetrico dell'area geografica di interesse. Il DTM è stato elaborato con uno step di 10 m.

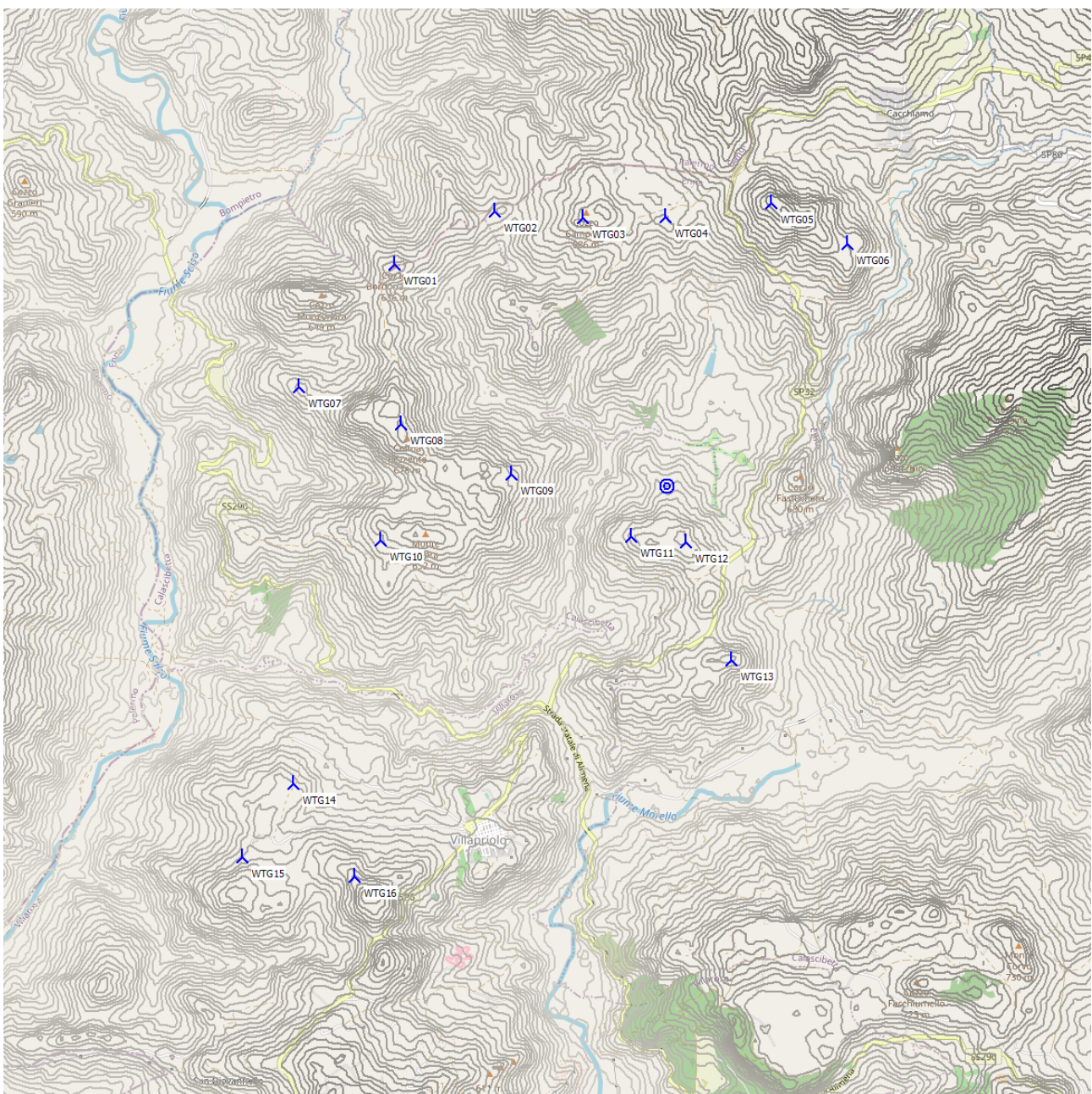


Figura 6 – Rappresentazione modello di terreno digitale.

2.5 Modello di rugosità superficiale

È stato predisposto il modello digitale che descrive la rugosità superficiale mediante le informazioni reperite dal progetto “CORINE Land Cover 2018” che, con l’ausilio di satelliti, rende disponibili per l’elaborazione digitale, le informazioni specifiche per gran parte della superficie terrestre. Tali informazioni sono di fondamentale importanza per le analisi in quanto la rugosità superficiale terrestre, cioè la tipologia di suolo, la differente distribuzione ed altezza della copertura vegetazionale, gioca un ruolo fondamentale relativamente la frizione, la distorsione e la variabilità della velocità del vento.

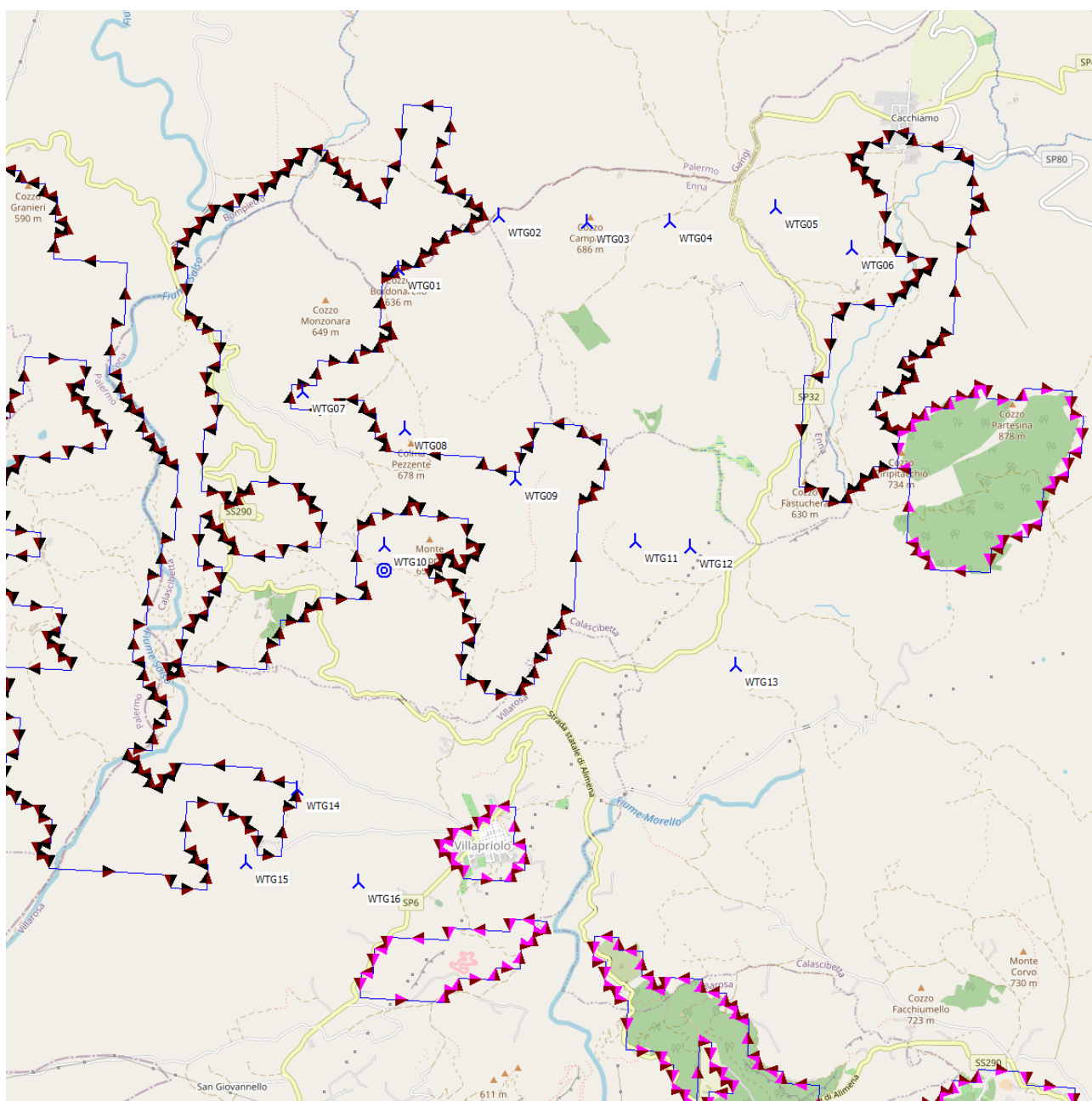


Figura 7 – Rappresentazione modello di rugosità superficiale.

CODICE	EO.CLB01.PD.SF.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2022
PAGINA	19 di 32

2.6 Modello di campo e flusso ventoso

Per la caratterizzazione anemologica dell'area di indagine e la valutazione dell'andamento del flusso e del campo di vento, sono stati considerati i dati anemologici riferiti a due nodi satellitari denominati New European Wind Atlas, aventi un'ampiezza del database di 10 anni con disponibilità dati a diverse altezze di monitoraggio, ovvero a 100 m e a 200 m.

PARK - Wind Data Analysis

Calculation: 2022-11-15_Layout_16WTG-V150-6.0MW-H125 + NEWA (71)/NEWA(84)Wind data: NEWA (71)/NEWA (84) - NEWA (71)/NEWA (84); Hub height: 125,0

Site coordinates

UTM (north)-WGS84 Zone: 33

East: 429.063 North: 4.168.959

Wind data

Wind statistics

	Distance [km]	Weight [%]
IT New European Wind Atlas (NEWA) N37,67759 E014,19553 (71) - 100.00 m.wvs	1,4	55
IT New European Wind Atlas (NEWA) N37,64991 E014,19586 (84) - 100.00 m.wvs	1,7	45

Weibull Data

Sector	Current site			Reference: Roughness class 1			
	A parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k parameter	A parameter [m/s]	k parameter	Frequency [%]	
0 N	8,13	7,20	2,045	16,9	8,63	2,041	18,3
1 NNE	7,71	6,83	1,994	8,0	8,97	2,008	9,8
2 ENE	5,53	5,04	1,389	3,0	6,41	1,454	3,5
3 E	8,77	7,85	1,615	8,1	9,40	1,630	8,5
4 ESE	8,67	7,83	1,498	9,6	8,41	1,497	8,4
5 SSE	4,87	4,54	1,252	4,1	5,08	1,203	3,8
6 S	5,20	4,70	1,467	4,7	5,68	1,462	4,5
7 SSW	4,84	4,37	1,518	5,9	5,69	1,522	6,7
8 WSW	5,66	5,05	1,666	6,8	6,64	1,675	7,7
9 W	5,79	5,25	1,447	7,1	6,20	1,440	6,9
10 WNW	7,22	6,44	1,732	12,5	7,22	1,775	11,1
11 NNW	6,29	5,65	1,564	13,3	5,74	1,506	10,7
All	6,94	6,24	1,553	100,0	7,37	1,592	100,0

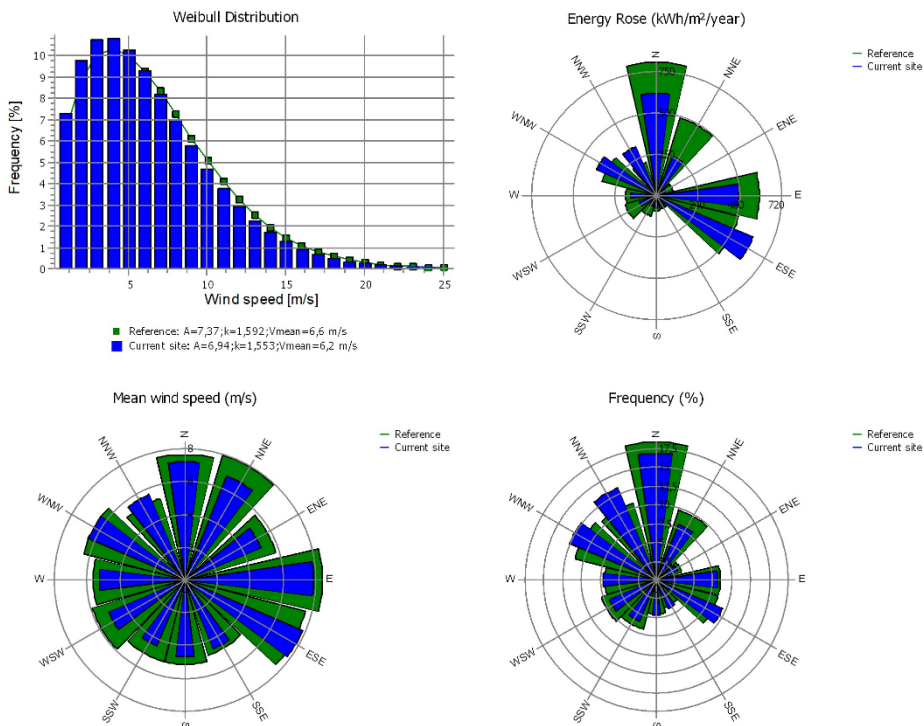


Figura 8 – Statistiche dati di vento nodi satellitari utilizzati.

2.6.1 Shadow-receptor

Si riporta di seguito in Tabella 5 gli shadow-receptor considerati negli scenari di simulazione per i quali è stato calcolato il numero di ore di ombreggiamento previsto sia dall'apporto dei soli aerogeneratori di progetto, sia dal potenziale apporto dell'effetto cumulato con gli impianti di potenziale futura installazione più prossimi alle stesse:

Tabella 5 – Matrice delle interdistanze tra ricettori e gli aerogeneratori.

R/WTG	WTG1	WTG2	WTG3	WTG4	WTG5	WTG6	WTG7	WTG8	WTG9	WTG10	WTG11	WTG12	WTG13	WTG14	WTG15	WTG16
R01	3276	2309	1756	1255	892	1418	4439	3962	3685	4755	3741	3680	4600	6765	7490	7154
R02	2387	1427	1036	933	1330	2033	3605	3247	3177	4119	3506	3565	4567	6196	6916	6682
R03	2376	1415	1027	932	1337	2042	3594	3237	3170	4110	3503	3563	4566	6188	6907	6675
R04	2422	1460	1051	916	1288	1991	3636	3269	3185	4137	3500	3553	4552	6210	6931	6692
R05	1956	994	473	557	1295	1987	3122	2704	2607	3560	2977	3069	4086	5630	6351	6113
R06	2668	1736	1092	478	527	1234	3756	3213	2890	3975	2970	2945	3903	5970	6695	6357
R07	3335	2530	1858	1217	636	439	4214	3498	2879	4064	2550	2369	3184	5866	6579	6103
R08	2624	1877	1234	726	845	1147	3483	2781	2229	3395	2109	2047	2998	5277	5998	5587
R09	1304	867	746	1181	1982	2482	2151	1555	1415	2359	2003	2229	3248	4419	5141	4910
R10	1315	912	795	1214	2006	2495	2133	1522	1365	2316	1956	2186	3204	4373	5095	4861
R11	1292	903	806	1235	2029	2520	2109	1500	1357	2299	1962	2197	3214	4359	5081	4851
R12	3543	2828	2182	1608	1158	773	4295	3515	2777	3969	2259	2007	2735	5648	6349	5816
R13	1520	2254	2610	3127	3905	4320	698	396	1264	769	2335	2778	3492	2775	3453	3477
R14	1557	2255	2586	3088	3854	4257	799	354	1167	701	2233	2677	3387	2743	3429	3427
R15	3677	3262	2765	2433	2345	2078	4051	3173	2230	3314	1301	895	1432	4655	5321	4692
R16	3865	3560	3123	2860	2837	2582	4085	3196	2215	3188	1153	701	931	4331	4972	4296
R17	2664	3153	3279	3604	4214	4439	1961	1368	1172	559	1721	2152	2543	1909	2634	2392
R18	3724	3982	3907	4030	4424	4445	3219	2505	1836	1843	1493	1725	1564	2156	2771	2111
R19	3921	4563	4758	5109	5714	5908	2884	2658	2678	1709	3040	3407	3427	403	1128	1135
R20	3934	4576	4772	5122	5728	5921	2895	2671	2692	1723	3052	3419	3436	390	1114	1126
R21	4286	4833	4947	5224	5754	5873	3353	2990	2802	2045	2927	3236	3076	696	1223	710
R22	4419	4902	4966	5196	5679	5753	3563	3118	2810	2199	2792	3061	2803	1062	1508	773
R23	4572	5159	5298	5592	6135	6259	3579	3287	3163	2334	3315	3623	3435	534	863	426
R24	4586	5186	5335	5637	6187	6319	3577	3306	3205	2352	3379	3691	3515	476	781	446
R25	4577	5085	5164	5405	5896	5974	3681	3277	3009	2344	3013	3284	3011	962	1323	550
R26	4604	5138	5237	5496	6003	6096	3673	3306	3086	2363	3138	3419	3169	824	1157	428
R27	4634	5097	5143	5353	5812	5862	3792	3333	2989	2422	2902	3146	2811	1214	1566	726
R28	4642	5123	5181	5402	5872	5931	3777	3341	3025	2420	2970	3222	2905	1126	1465	632
R29	4659	5247	5386	5679	6219	6340	3661	3375	3250	2422	3393	3696	3492	575	818	351
R30	5395	5965	6079	6341	6841	6916	4397	4106	3930	3155	3955	4211	3854	1224	977	424

2.6.2 Scenario di simulazione

In Figura 9 invece, è raffigurata l'area di impianto con gli aerogeneratori di progetto, gli shadow-receptor e gli aerogeneratori in iter di autorizzazione considerati nella simulazione.

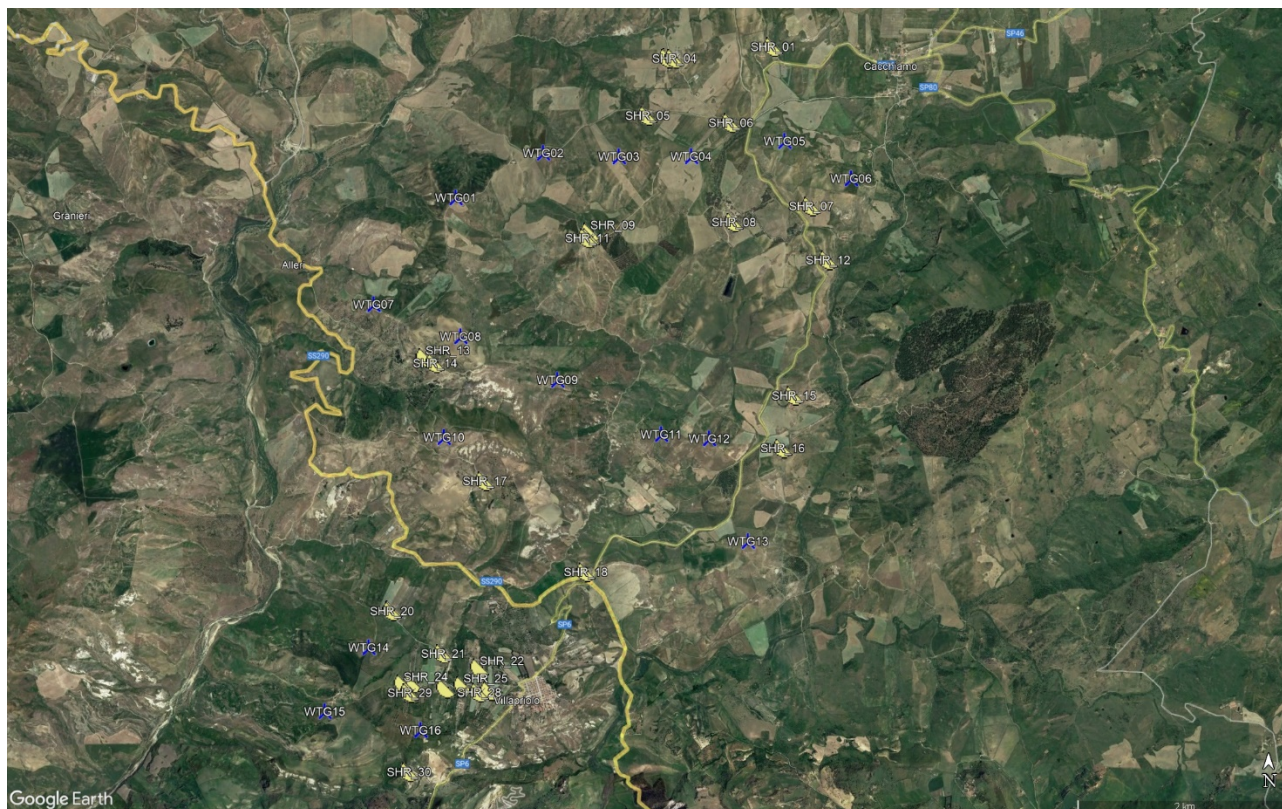


Figura 9: Scenario di simulazione (fonte Google Earth)

L'icona in giallo che individua il recettore è raffigurata da un cerchio a simboleggiare una calotta sferica totalmente trasparente a identificare che la struttura in esame è stata ipotizzata in modalità "green house mode". Per tale particolare configurazione l'effetto del flickering potrebbe manifestarsi da ogni direzione non limitando la simulazione alla sola ampiezza di finestre o lucernari. Ciò rappresenta certamente un modo altamente cautelativo per quantificare il fenomeno dell'ombreggiamento, ma la scelta è stata operata anche nell'ottica della maggiore tutela possibile nei confronti di spazi e corti immediatamente esterni alle strutture che possono essere adibiti a luoghi di svago e riposo quali giardini e patii.

2.7 Risultati di calcolo

Sulla base dei dati di input indicati nei paragrafi precedente, sono di seguito riportati in Tabella 6 i risultati delle elaborazioni riportati rispettivamente per l'ipotesi di apporto del solo impianto di progetto e per l'ipotesi di impatto cumulativo in considerazione degli altri impianti inseriti nel modello.

La simulazione è stata condotta nei confronti dei ricettori individuati per la condizione di “real case” ed il risultato è espresso in termini ore/anno in cui il fenomeno si manifesta nei confronti di ogni struttura analizzata.

Tabella 6 – Risultati di calcolo.

CODICE SHADOW-REC	OMBREGGIAMENTO [ore/anno]
SHR_01	0:55
SHR_02	8:31
SHR_03	8:34
SHR_04	8:45
SHR_05	54:3
SHR_06	59:33
SHR_07	0:0
SHR_08	0:0
SHR_09	1:48
SHR_10	3:56
SHR_11	3:30
SHR_12	0:0
SHR_13	4:2
SHR_14	4:44
SHR_15	12:15
SHR_16	0:0
SHR_17	0:0
SHR_18	0:0
SHR_19	36:32
SHR_20	39:17
SHR_21	4:53
SHR_22	17:37
SHR_23	33:4
SHR_24	38:35
SHR_25	29:10
SHR_26	39:21
SHR_27	13:41
SHR_28	17:37
SHR_29	55:15
SHR_30	0:0

I risultati numerici della valutazione degli effetti di shadow-flickering sono frutto di elaborazioni che utilizzano in input i dati satellitari disponibili in area attigua alla zona di impianto (che ne caratterizza il fenomeno anemologico), unitamente ai dati storici di una stazione meteo rappresentativa di lungo termine che fornisce in modo piuttosto attendibile il soleggiamento medio mensile dell’area di indagine.



**RELAZIONE DI SHADOW-
FLICKERING**

CODICE	EO.CLB01.PD.SF.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2022
PAGINA	23 di 32

Con tali dati di input i risultati della simulazione portano a concludere che l'apporto fornito dagli aerogeneratori di progetto nei confronti dei ricettori analizzati presso i quali si genera il fenomeno di shadow-flickering risulta essere, nei casi più estremi, compreso tra 54 e 60 ore/anno. In soli 10 casi tale valore risulta essere superiore le 30 ore/anno.

Come precedentemente anticipato, lo scenario di simulazione applicato (real case), pur nell'ottica della maggiore affidabilità, risulta in ogni caso eccessivamente cautelativo (non tenendo conto della reale copertura nuvolosa o la presenza di vegetazione e/o ostacoli naturali o di altro tipo), in aggiunta all'impostazione associata ai ricettori per i quali è stata applicata la modalità "green house mode" che considera le strutture al pari di calotte completamente trasparenti e prive di pareti.

Si ribadisce che ad oggi non esiste una normativa specifica in merito al fenomeno.

Sebbene l'ombreggiamento possa interessare anche parziali e brevi tratti stradali di differente natura (SS/SP/SC), è comunque sempre importante sottolineare e rimarcare che nelle simulazioni non si è tenuto conto dell'eventuale presenza di alberature e/o siepi fiancheggianti le carreggiate e che in ogni caso, nella peggiore delle ipotesi, il fenomeno si potrebbe manifestare per un numero di ore/anno certamente trascurabili e poco significative (praticamente inferiore a 30 ore/anno). Considerando inoltre che i veicoli lungo le arterie stradali sono sostanzialmente da ipotizzarsi in movimento, il fenomeno (e quindi il potenziale fastidio che ne potrebbe conseguire) sarebbe eventualmente di limitata quanto temporanea entità e percezione.



RELAZIONE DI SHADOW-FLICKERING

CODICE	EO.CLB01.PD.SF.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2022
PAGINA	24 di 32

3 MITIGAZIONI DEGLI EFFETTI DI SHADOW-FLICKERING

In ragione delle simulazioni proposte risulta che il fenomeno di ombreggiamento si manifesta in modo assolutamente poco marcato e sostanzialmente privo di componenti di criticità, soprattutto in considerazione dell'ottica altamente cautelativa con la quale si è giunti ai risultati delle analisi. Tuttavia, laddove dovessero sussistere delle motivate esigenze o reiterate problematiche di fastidio, sarebbe plausibile adottare alcune semplici quanto poco onerose misure di mitigazione consistenti in applicazioni (temporanee o permanenti) di apparati schermanti di tipo artificiale (pannelli, pensiline ecc.) o naturali (piantumazione di siepi, alberature, ecc.). In casi estremi ed in relazione alla reale operatività degli impianti, laddove dovessero effettivamente manifestarsi reali condizioni di disagio, sarebbe possibile operare delle preimpostate modifiche operative alle turbine imputate della generazione del fenomeno o del fastidio, limitandone l'operatività esclusivamente per quei periodi in cui il fenomeno può effettivamente verificarsi. Tali periodi sono ampiamente descritti e dettagliati al minuto nel report "*Calendar*" attraverso il quale si potrebbe pre-programmare l'operatività della turbina impostandone periodi di inizio e fine (o durata) della ridotta funzionalità attraverso la modifica di parametri firmware. Tale eventualità è oggi resa possibile grazie all'utilizzo di sensori che rilevano le effettive condizioni ambientali (velocità del vento e percentuale di copertura nuvolosa) che regolano la pre-programmazione firmware esclusivamente ai casi in cui il fenomeno potrebbe effettivamente verificarsi, riducendo quindi al contempo eventuali inutili limitazioni di produzione energetica quando le condizioni al contorno risultano non incidenti per la produzione del fenomeno dello shadow-flickering.

4 CONCLUSIONI

Attestate le particolari condizioni cautelative di calcolo del fenomeno, il cui valore elaborato è frutto di un calcolo effettuato considerando l'intero corpo della struttura al pari di una calotta totalmente trasparente, ed inoltre considerando che il modello di simulazione non tiene conto delle possibili attenuazioni legate alla presenza di alberi, ostacoli, siepi e quant'altro possa mitigare il fenomeno dell'evoluzione dell'ombra, i risultati della simulazione portano a concludere che l'apporto fornito dagli aerogeneratori di progetto nei confronti dei ricettori analizzati presso i quali si genera il fenomeno di shadow-flickering risulta essere, nei casi più estremi, compreso tra 54 e 60 ore/anno. In soli 10 casi tale valore risulta essere superiore le 30 ore/anno.

Si precisa, il risultato è certamente sovrastimato, avendo considerato l'effetto potenziale cumulato prodotto considerando gli aerogeneratori di progetto e quelli soggetti a iter di valutazione, scenario tuttavia legato all'eventualità in cui la realizzazione di queste venga approvata, e comunque si attesterebbe su un valore certamente non problematico.

Pertanto, si conclude che il fenomeno di ombreggiamento non determina condizioni di particolare criticità rispetto al recettore e rispetto alle principali arterie viarie prossime all'impianto.

CODICE	EO.CLB01.PD.SF.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2022
PAGINA	26 di 32

5 ALLEGATI

SHADOW - Main Result

Calculation: Calascibetta_MurcatoVecchio

Assumptions for shadow calculations

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

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

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) [GELA]
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
4,68 5,56 6,38 7,53 8,42 9,58 10,34 9,72 8,14 6,82 5,66 4,46

Operational hours are calculated from WTGs in calculation and wind distribution:
NEWA (71)/NEWA (84)

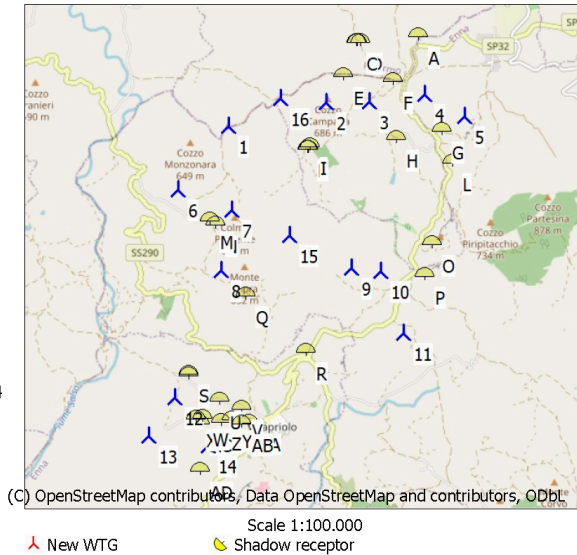
Operational time
N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum
1.382 624 252 656 655 298 364 516 571 528 897 952 7.694
Idle start wind speed: Cut in wind speed from power curve

Line-of-sight calculation has been deactivated. This means that sheltering from obstacles, areas or hills are not taken into account.

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

WTGs

Easting	Northing	Z	Row data/Description	WTG type			Shadow data				
				Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Calculation distance [m]	RPM [RPM]
1	428.148	4.169.684	620,0 WTG01	Yes	VESTAS	V150-6.0-6.000	6.000	150,0	125,0	1.900	0,0
2	429.684	4.170.044	670,0 WTG03	Yes	VESTAS	V150-6.0-6.000	6.000	150,0	125,0	1.900	0,0
3	430.361	4.170.048	640,0 WTG04	Yes	VESTAS	V150-6.0-6.000	6.000	150,0	125,0	1.900	0,0
4	431.221	4.170.152	760,0 WTG05	Yes	VESTAS	V150-6.0-6.000	6.000	150,0	125,0	1.900	0,0
5	431.846	4.169.816	700,0 WTG06	Yes	VESTAS	V150-6.0-6.000	6.000	150,0	125,0	1.900	0,0
6	427.359	4.168.698	580,0 WTG07	Yes	VESTAS	V150-6.0-6.000	6.000	150,0	125,0	1.900	0,0
7	428.191	4.168.384	670,0 WTG08	Yes	VESTAS	V150-6.0-6.000	6.000	150,0	125,0	1.900	0,0
8	428.017	4.167.446	617,7 WTG10	Yes	VESTAS	V150-6.0-6.000	6.000	150,0	125,0	1.900	0,0
9	430.058	4.167.456	592,0 WTG11	Yes	VESTAS	V150-6.0-6.000	6.000	150,0	125,0	1.900	0,0
10	430.509	4.167.412	610,0 WTG12	Yes	VESTAS	V150-6.0-6.000	6.000	150,0	125,0	1.900	0,0
11	430.866	4.166.448	600,0 WTG13	Yes	VESTAS	V150-6.0-6.000	6.000	150,0	125,0	1.900	0,0
12	427.282	4.165.477	570,0 WTG14	Yes	VESTAS	V150-6.0-6.000	6.000	150,0	125,0	1.900	0,0
13	426.866	4.164.883	582,3 WTG15	Yes	VESTAS	V150-6.0-6.000	6.000	150,0	125,0	1.900	0,0
14	427.781	4.164.718	650,0 WTG16	Yes	VESTAS	V150-6.0-6.000	6.000	150,0	125,0	1.900	0,0
15	429.087	4.167.973	614,7 WTG09	Yes	VESTAS	V150-6.0-6.000	6.000	150,0	125,0	1.900	0,0
16	428.970	4.170.103	586,9 WTG02	Yes	VESTAS	V150-6.0-6.000	6.000	150,0	125,0	1.900	0,0



Shadow receptor-Input

No.	Name	Easting	Northing	Z	Width [m]	Height [m]	Elevation a.g.l. [m]	Degrees from south cw [°]	Slope of window [°]	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l. [m]
A	SHR_01	431.130	4.171.040	719,0	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
B	SHR_02	430.166	4.170.961	667,5	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
C	SHR_03	430.154	4.170.958	665,3	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
D	SHR_04	430.212	4.170.952	675,0	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
E	SHR_05	429.956	4.170.431	640,0	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
F	SHR_06	430.733	4.170.348	681,6	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
G	SHR_07	431.481	4.169.572	652,0	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
H	SHR_08	430.762	4.169.444	560,0	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
I	SHR_09	429.409	4.169.351	620,0	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
J	SHR_10	429.406	4.169.300	615,2	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
K	SHR_11	429.381	4.169.298	617,1	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
L	SHR_12	431.638	4.169.072	627,3	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
M	SHR_13	427.843	4.168.195	576,2	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
N	SHR_14	427.933	4.168.142	570,5	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0

To be continued on next page...

Figura 10 – Main result parte 1

SHADOW - Main Result

Calculation: Calascibetta_MurcatoVecchio

...continued from previous page

No.	Name	Easting	Northing	Z	Width	Height	Elevation a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l.
		[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]		[m]
O	SHR_15	431.311	4.167.809	597,9	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
P	SHR_16	431.203	4.167.316	570,0	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
Q	SHR_17	428.391	4.167.031	570,0	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
R	SHR_18	429.330	4.166.153	465,8	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
S	SHR_19	427.498	4.165.818	511,4	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
T	SHR_20	427.491	4.165.806	512,3	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
U	SHR_21	427.974	4.165.402	519,0	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
V	SHR_22	428.324	4.165.268	537,0	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
W	SHR_23	427.692	4.165.135	563,2	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
X	SHR_24	427.608	4.165.129	565,8	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
Y	SHR_25	428.170	4.165.107	558,3	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
Z	SHR_26	428.006	4.165.083	563,9	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
AA	SHR_27	428.422	4.165.058	563,9	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
AB	SHR_28	428.322	4.165.045	568,6	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
AC	SHR_29	427.667	4.165.049	579,3	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0
AD	SHR_30	427.659	4.164.312	595,4	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	Fixed direction	2,0

Calculation Results

Shadow receptor

Shadow, expected values

No.	Name	Shadow hours per year [h/year]
A	SHR_01	0:55
B	SHR_02	8:31
C	SHR_03	8:34
D	SHR_04	8:45
E	SHR_05	54:03
F	SHR_06	59:33
G	SHR_07	0:00
H	SHR_08	0:00
I	SHR_09	1:48
J	SHR_10	3:56
K	SHR_11	3:30
L	SHR_12	0:00
M	SHR_13	4:02
N	SHR_14	4:44
O	SHR_15	12:15
P	SHR_16	0:00
Q	SHR_17	0:00
R	SHR_18	0:00
S	SHR_19	36:32
T	SHR_20	39:17
U	SHR_21	4:53
V	SHR_22	17:37
W	SHR_23	33:04
X	SHR_24	38:35
Y	SHR_25	29:10
Z	SHR_26	39:21
AA	SHR_27	13:41
AB	SHR_28	17:37
AC	SHR_29	55:15
AD	SHR_30	0:00

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

No.	Name	Expected [h/year]
1	WTG01	0:00
2	WTG03	26:33
3	WTG04	54:45
4	WTG05	34:11
5	WTG06	5:28
6	WTG07	0:00

To be continued on next page...

Figura 11 – Main result parte 2



RELAZIONE DI SHADOW- FLICKERING

CODICE	EO.CLB01.PD.SF.SIA.01
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2022
PAGINA	28 di 32

SHADOW - Main Result

Calculation: LCalascibetta_MurcatoVecchio

...continued from previous page

No.	Name	Expected [h/year]
7	WTG08	4:06
8	WTG10	0:00
9	WTG11	3:08
10	WTG12	9:06
11	WTG13	0:00
12	WTG14	39:34
13	WTG15	22:28
14	WTG16	132:54
15	WTG09	5:56
16	WTG02	4:10

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

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

Figura 12 – Main result parte 3

SHADOW - Calendar per WTG, graphical

Calculation: Calascibetta_MurcatoVecchio

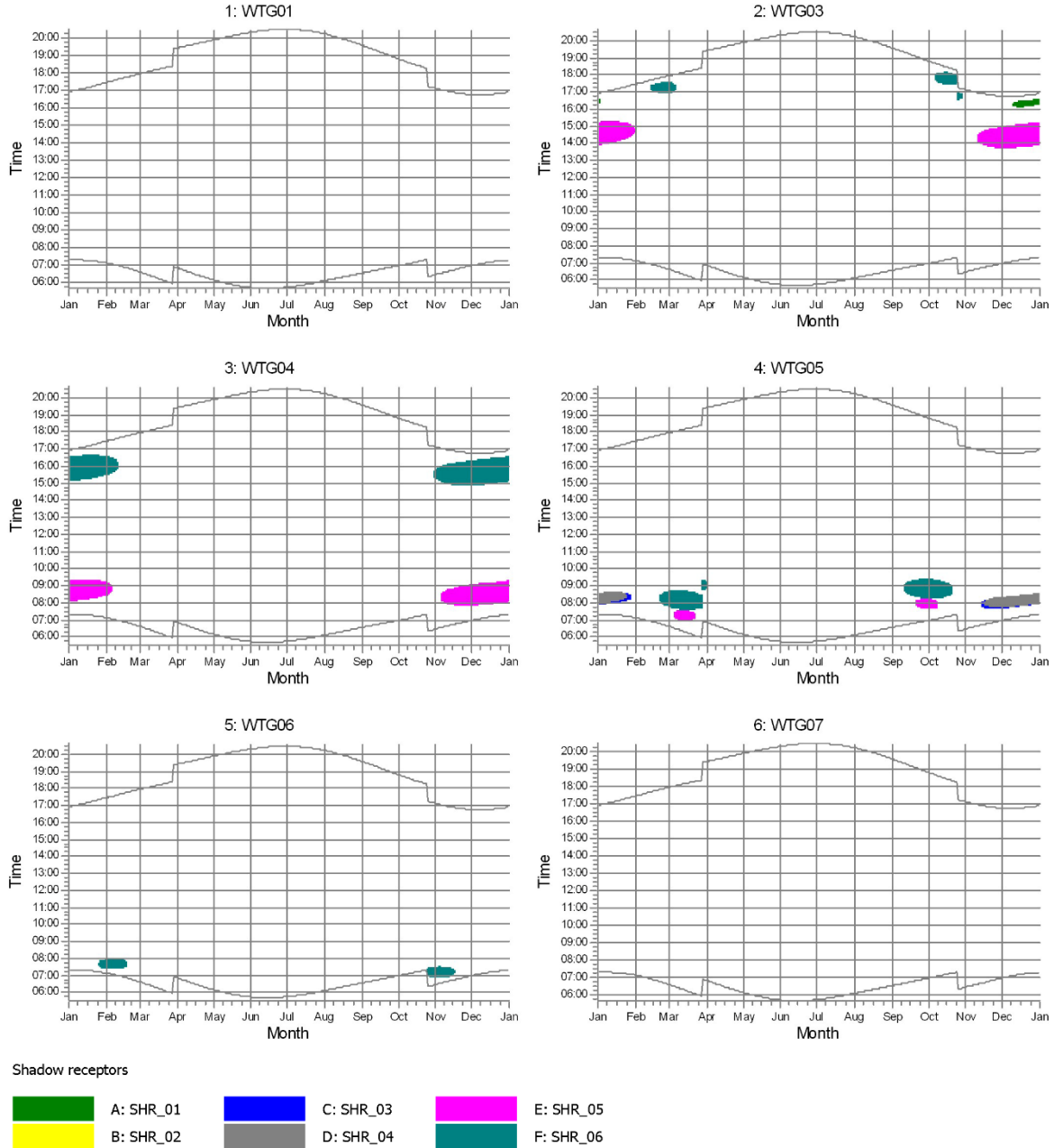
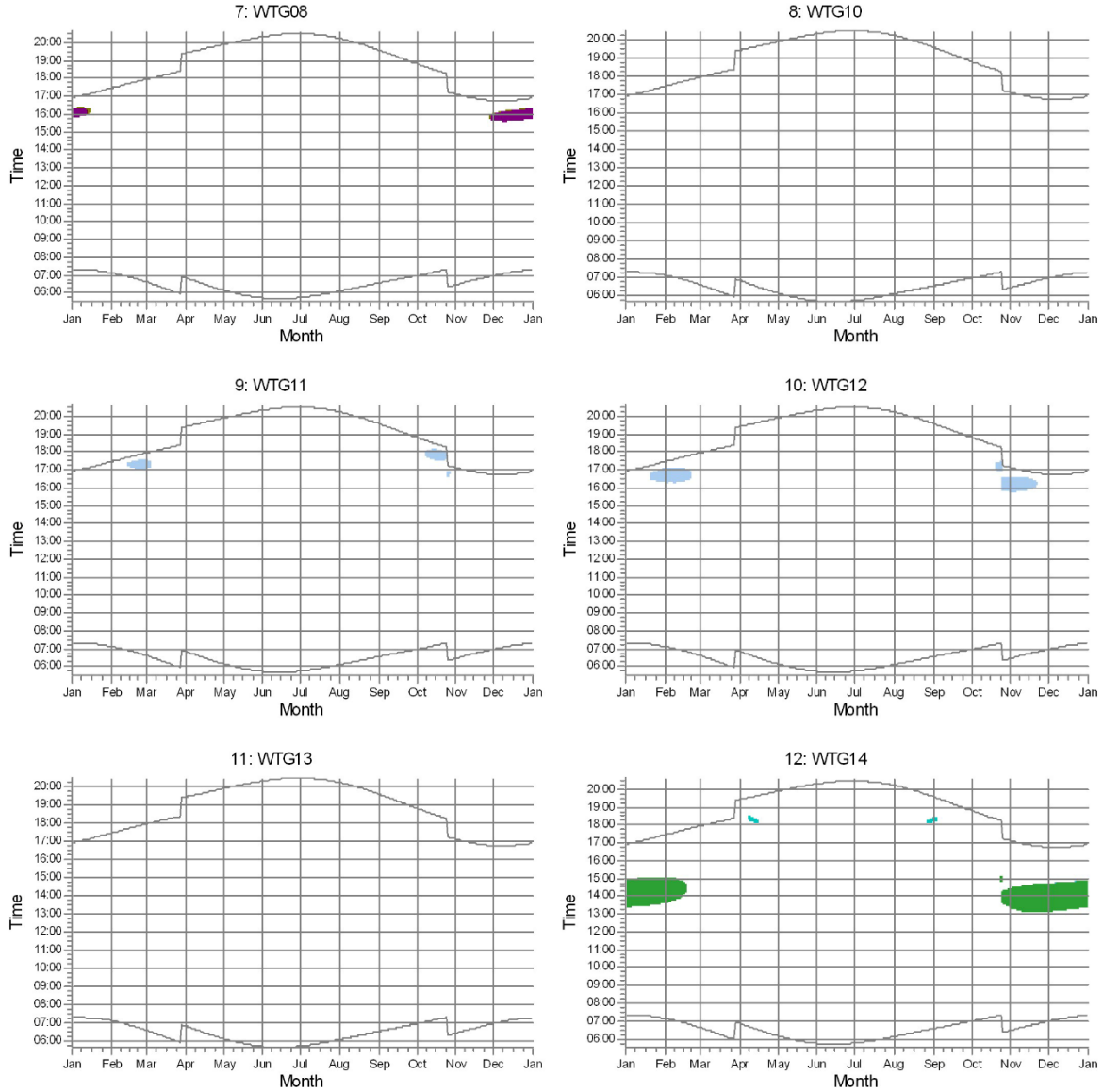


Figura 13 – Calendar per WTG, graphical parte 1.

SHADOW - Calendar per WTG, graphical

Calculation: Calascibetta_MurcatoVecchio



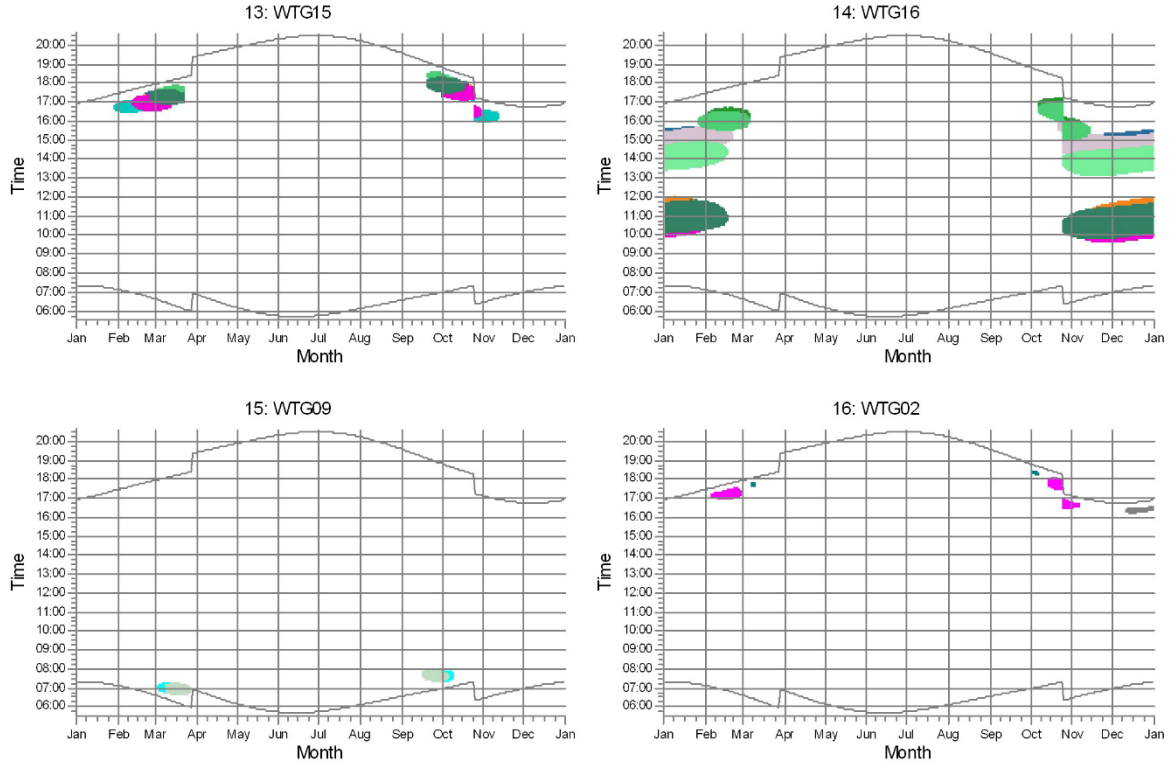
Shadow receptors



Figura 14 – Calendar per WTG, graphical parte 2.

SHADOW - Calendar per WTG, graphical

Calculation: Calascibetta_MurcatoVecchio



Shadow receptors

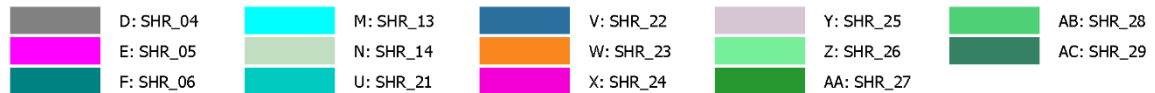


Figura 15 – Calendar per WTG, graphical parte 3.

