

Appendice H

Relazione gli Impatti da Ombreggiamento (Flickering)

Doc. No. P0031531-H8 Rev. 0 – Luglio 2022



INDICE

	Pag.
LISTA DELLE TABELLE	2
LISTA DELLE FIGURE	2
ABBREVIAZIONI E ACRONIMI	3
1 INTRODUZIONE	4
2 IL FENOMENO DI EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DA AEROGENERATORI	5
2.1 NORMATIVA	5
3 METODOLOGIA	6
3.1 CODICE DI CALCOLO	6
3.2 CARATTERISTICHE DELLE TURBINE	6
3.3 SCELTA DEI RECETTORI SENSIBILI	8
3.4 CALCOLO DELLO <i>SHADOW FLICKERING</i> : ASSUNZIONI E PARAMETRI UTILIZZATI	8
4 RISULTATI	10
4.1 EFFETTI COMPLESSIVI DEL FENOMENO DI EVOLUZIONE DELL'OMBRA	10
4.2 CONSIDERAZIONI SU SINGOLI RECETTORI	13
4.3 IMPATTO SULLA RETE STRADALE	14
5 CONCLUSIONI	16
REFERENZE	17

Allegato 1: CALENDARI DI OMBREGGIAMENTO

LISTA DELLE TABELLE

Tabella 3-1:	Coordinate e quota s.l.m. degli aerogeneratori analizzati nello studio	7
Tabella 3-2:	Coordinate, quota s.l.m. e tipologia dei recettori sensibili selezionati per lo studio	8
Tabella 3-3:	Eliofania utilizzata nel modello, ricavata dalla stazione meteorologica di Campobasso (i valori indicano le ore/giorno in cui il sole splende non coperto da nubi, come media degli anni 1987-1993)	9
Tabella 4-1:	Risultati complessivi relativi a ciascun recettore; ore espresse in [hh:mm]	10
Tabella 4-2:	Ore di ombreggiamento all'anno prodotte da ciascun generatore verso i recettori.	11
Tabella 4-3:	Sintesi dei risultati specifici per ciascuno dei recettori più impattati	13

LISTA DELLE FIGURE

Figura 3.1:	Posizione degli aerogeneratori e dei recettori sensibili	7
Figura 4.1:	Mappa di ombreggiamento (valore atteso)	12
Figura 4.2:	Calendario di ombreggiamento per il recettore RC3. I diversi colori rappresentano i diversi aerogeneratori che contribuiscono al fenomeno, come riportato in legenda	14
Figura 4.3:	Massima durata dell'ombreggiamento (espressa in minuti) durante un singolo giorno. Sono mostrate solo le aree in cui la durata è superiore a un'ora (60 min)	15

ABBREVIAZIONI E ACRONIMI

DTM	Digital Terrain Model
RPM	Rounds Per Minute (giri al minute)
WMS	Web Map Service
WTG	Wind Turbine Generator

1 INTRODUZIONE

La presente relazione ha lo scopo di valutare l'eventuale impatto generato dall'evoluzione dell'ombra indotta dagli aerogeneratori, il cosiddetto *shadow flickering*.

Lo studio si riferisce al progetto di integrale ricostruzione di due parchi eolici situati in Abruzzo, in provincia di Chieti, costruiti fra gli anni 1999 e 2001, ormai prossimi al termine della vita utile. In particolare, saranno complessivamente dismessi 26 aerogeneratori, 10 dei quali nel comune di Roio del Sangro e 16 nel comune di Montazzoli. Conseguentemente sarà installata una nuova serie di aerogeneratori, su postazioni analoghe o poco distanti.

Più in dettaglio, sarà installato un nuovo gruppo di aerogeneratori ad est-nord-est, composto da 8 aerogeneratori, denominato "IR8", nel Comune di Montazzoli.

Il presente studio ha l'obiettivo di valutare l'impatto di ombreggiamento di questo nuovo gruppo di aerogeneratori, andando a simulare l'effetto di *shadow flickering*: questa è la denominazione impiegata in ambito specialistico per descrivere l'effetto stroboscopico delle ombre proiettate dalle pale rotanti degli aerogeneratori eolici quando sussistono le condizioni meteorologiche opportune; infatti la possibilità e la durata di tali effetti dipendono da una serie di condizioni ambientali, tra le quali:

- ✓ l'ora del giorno;
- ✓ la posizione del sole;
- ✓ il giorno dell'anno;
- ✓ le condizioni atmosferiche ambientali;
- ✓ la posizione della turbina eolica rispetto ad un recettore sensibile.

Le valutazioni di cui si tratta sono state effettuate con l'ausilio del software di simulazione specifico *windPRO* [1].

La relazione è articolata come segue:

- ✓ nel cap. 2 si riporta una breve descrizione del fenomeno di *shadow flickering*, per guidare il lettore nella comprensione della metodologia adottata e dei risultati ottenuti;
- ✓ nel cap. 3 vengono descritti le posizioni e le caratteristiche delle turbine e dei recettori sensibili inclusi nello studio insieme alla sintesi della metodologia utilizzata;
- ✓ nel cap. 4, sono descritti e discussi i risultati.

2 IL FENOMENO DI EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DA AEROGENERATORI

Lo *shadow flickering* è la denominazione utilizzata nell'ambito tecnico specialistico per descrivere l'effetto stroboscopico delle ombre proiettate dalle pale rotanti degli aerogeneratori eolici ogniqualvolta il sole si trovi alle loro spalle.

Il fenomeno si traduce in un effetto di lampeggiamento (per variazione alternata di intensità luminosa) che, a lungo andare, può provocare fastidio agli occupanti dei fabbricati che si trovano nei pressi della turbina. Il fenomeno si verifica, in un singolo fabbricato, qualora le finestre di esso siano esposte verso la direzione della turbina. Ovviamente, tale fenomeno non si presenta quando il sole è oscurato da nuvole o nebbia, oppure quando, in assenza di vento, le pale del generatore non sono in movimento.

In particolare, le frequenze che possono provocare un senso di fastidio sono comprese tra i 2.5 ed i 20 Hz e l'effetto sugli individui è paragonabile a quello che si verificherebbe in seguito a variazioni periodiche e frequenti d'intensità luminosa di una lampada ad incandescenza [2].

In generale, l'area soggetta a shadow flickering non si estende oltre i 500+1.000 m dall'aerogeneratore e le zone maggiore impattate ricadono generalmente entro i 300 m di distanza dalle turbine, con durata del fenomeno dell'ordine delle 300 ore all'anno [3].

È importante notare che i più recenti aerogeneratori tripala, operano ad una velocità di rotazione inferiore ai 35 giri al minuto, corrispondente ad una frequenza di passaggio delle pale sulla verticale inferiore a 1.75 Hz, minore, quindi, della frequenza critica di 2.5 Hz. Nel caso delle turbine utilizzante nel presente progetto, inoltre, la frequenza tipica di velocità di rotazione è di circa 10 giri al minuto, corrispondente a frequenze ampiamente minori di quelle ritenute fastidiose.

2.1 NORMATIVA

Dal punto di vista normativo, in Italia non esistono dei precisi limiti di tolleranza sulle ore/anno di impatto del fenomeno. Pertanto, come di consueto in questo tipo di studi, nel presente lavoro ci si riferisce alle linee guida della Germania (WEA-Schattenwurf-Hinweise), che in via cautelativa dettano come limite quello delle 30 h/anno: ogni singolo recettore sensibile che superi tale limite dovrebbe essere analizzato per ulteriori approfondimenti. Generalmente, i fattori che permettono la diminuzione o direttamente l'annullamento del fenomeno potrebbero essere la presenza di alberi interposti tra turbina e recettore e/o posizionamento delle abitazioni e dei propri infissi rispetto alla fonte, abitazioni poste a quote inferiori a quelle apprezzabili dal DTM (Digital Terrain Model) inserito nel codice di calcolo.

Si ribadisce tuttavia che questo tipo di limite (preso in considerazione anche in questo studio) è comunque pur sempre un limite "fittizio" e preso come riferimento di letteratura, poiché esso si riferisce ad una normativa non vigente in Italia, ove non esiste alcun riferimento legislativo che detti delle soglie alle quali attenersi.

Inoltre, in merito a questo specifico studio, le linee guida vigenti in Regione Abruzzo [4], che disciplinano la realizzazione di parchi eolici nel territorio abruzzese, indicano come necessari di attenzione al fenomeno di shadow flickering quei recettori sensibili che sono posti entro una certa distanza dagli aerogeneratori, e in particolare entro 300 m per edifici a carattere abitativo, commerciale, per servizi e a carattere turistico-ricreativo.

Premesso ciò, questo studio vuole dare delle indicazioni utili a dimostrare la bontà progettuale dell'impianto, tale da evitare il manifestarsi di questo spiacevole fenomeno, anche se, come detto, il reale impatto sul benessere delle persone risulta di per sé trascurabile.

3 METODOLOGIA

3.1 CODICE DI CALCOLO

Lo studio è stato condotto avvalendosi del software *windPRO* [1], e in particolare del modulo *Shadow*, specifico per la simulazione dell'evoluzione dell'ombra.

Per l'esecuzione il software necessita principalmente delle seguenti informazioni:

- ✓ l'altimetria della zona simulata;
- ✓ la disposizione geografica delle turbine e dimensione geometrica dei loro componenti (torre e pale);
- ✓ la disposizione geografica dei "recettori sensibili" (fabbricati e relative finestre);
- ✓ l'orientamento del rotore rispetto al recettore;
- ✓ eliofania locale (numero di ore di cielo libero da nubi durante il giorno).

Sulla base di questi dati, il software calcola il numero di ore annue di esposizione allo shadow flickering per ciascun nodo del grigliato che copre l'intera area, nonché il numero di ore di esposizione per gli ambienti abitativi attraverso le finestre.

Le specifiche assunzioni utilizzate nello studio sono riportate nei seguenti paragrafi.

3.2 CARATTERISTICHE DELLE TURBINE

Come anticipato nell'Introduzione, l'analisi è focalizzata sul nuovo gruppo di turbine in fase di progettazione, costituito da un gruppo di 8 nuovi aerogeneratori denominato "IR8" nel Comune di Montazzoli.

La posizione prevista per gli aerogeneratori è riportata su mappa in Figura 3.1, mentre in **Error! Reference source not found.** si riportano le coordinate geografiche corrispondenti.

I modelli di turbina individuati nel progetto, a titolo esemplificativo, sono gli aerogeneratori V126 da 3.6 MW e V136 da 4.2 MW, prodotti da VESTAS. Si precisa che il modello di macchina è indicativo, poiché al momento della eventuale realizzazione saranno effettuate ulteriori analisi di mercato per guidare la scelta dell'aerogeneratore specifico. Tuttavia, le caratteristiche dei modelli di macchina utilizzati nella presente relazione saranno mantenuti, in particolare rispetto all'altezza e diametro del rotore, all'altezza complessiva e alla velocità di rotazione delle pale, elementi, questi, che sono le informazioni più importanti ai fini del calcolo dell'ombreggiamento.

Sulla base di queste considerazioni, è stato selezionato all'interno del database del software l'aerogeneratore più rappresentativo, e in particolare il modello VESTAS V150-4.0-4MW aventi le seguenti caratteristiche:

- ✓ Potenza: 4.0 MW
- ✓ Diametro del rotore: 150 m
- ✓ Altezza della torre: 105 m
- ✓ Larghezza massima della pala: 4.2 m
- ✓ Velocità di rotazione (a regime): 10.4 RPM

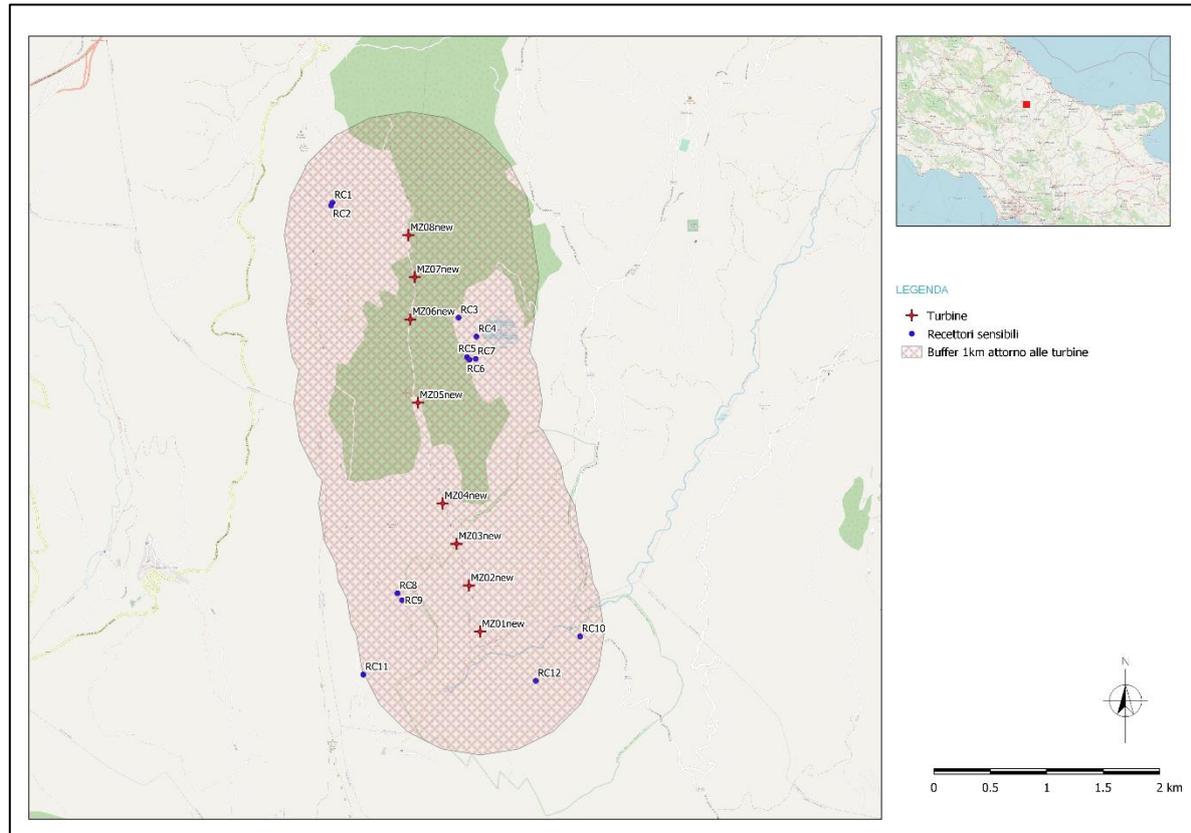


Figura 3.1: Posizione degli aerogeneratori e dei recettori sensibili

Tabella 3.1: Coordinate e quota s.l.m. degli aerogeneratori analizzati nello studio

Nome	X	Y	Z (s.l.m.)
MZ01new	450846	4639572	1193
MZ02new	450748	4639982	1223
MZ03new	450639	4640354	1252
MZ04new	450515	4640715	1293
MZ05new	450296	4641613	1350
MZ06new	450229	4642356	1307
MZ07new	450268	4642732	1258
MZ08new	450212	4643107	1231

Note: (1) Coordinate geografiche riferite al sistema di riferimento WGS84 UTM 33N, codice EPSG:32633.

(2) Quota s.l.m. ricavata dal DTM incluso nel modello [6].

3.3 SCELTA DEI RECETTORI SENSIBILI

Sul territorio oggetto dello studio sono stati selezionati dei recettori sensibili utilizzando i seguenti criteri:

- ✓ Area di interesse riferita ad un intorno complessivo (iniluppo) di 1 km da tutti gli aerogeneratori.
- ✓ Utilizzo della Carta Tecnica Regionale (CTR) fornita dai servizi tecnici regionali [5] per selezionare gli edifici appartenenti alle seguenti categorie: Edificio Agro Forestale, Stalla-Rimessa-Attrezzatura Agricola, Edificio Civile, Edificio di Culto.
- ✓ Per ogni poligono rappresentante un edificio è stato assegnato il punto rappresentante il centroide ed esso è stato definito come recettore per il modello.

Ne risultano 12 recettori sensibili, la cui posizione in mappa è riportata in Figura 3.1, mentre le caratteristiche sono descritte in Tabella 3.2.

La sensibilità di un recettore rispetto al fenomeno di ombreggiamento dipende, oltre che alla sua posizione, anche dall'esposizione delle sue parti vetrate (finestre o altro) rispetto alla direttrice sole-turbina: infatti, nel caso in cui un edificio non abbia alcuna finestratura sul lato esposto al fenomeno di ombreggiamento, il fastidio per gli occupanti dello stesso sarà nullo.

Tuttavia, in una fase di simulazione iniziale di prima valutazione è fuori luogo pensare di inserire questo livello di dettaglio per ciascun recettore: pertanto, in questo studio tutti i recettori sono stati impostati nel modello in modalità *greenhouse*, ossia ipotizzando che tutte le loro pareti siano vetrate e quindi potenzialmente esposte al fenomeno di ombreggiamento.

Inoltre, è stata trascurata la presenza di alberi o altri ostacoli che, intercettando le ombre prodotte dagli aerogeneratori, potrebbero ridurre il fenomeno.

Tabella 3.2: Coordinate, quota s.l.m. e tipologia dei recettori sensibili selezionati per lo studio

ID	Nome	X	Y	Z (s.l.m.)	Tipologia
1	RC1	449537.926	4643396.680	1013.400	Edificio Civile
2	RC2	449526.876	4643370.074	1015.400	Edificio Civile
3	RC3	450655.559	4642371.397	1182.100	Edificio Civile
4	RC4	450813.680	4642202.319	1146.200	Edificio Civile
5	RC5	450731.198	4642017.927	1165.700	Edificio Civile
6	RC6	450750.878	4641996.872	1168.700	Edificio Civile
7	RC7	450806.563	4642003.175	1165.200	Edificio Civile
8	RC8	450114.056	4639913.727	1235.700	Edificio Civile
9	RC9	450155.255	4639850.890	1231.300	Edificio Civile
10	RC10	451731.750	4639529.114	884.500	Edificio Civile
11	RC11	449812.215	4639188.644	1192.400	Edificio Civile
12	RC12	451339.532	4639132.595	1142.800	Edificio Civile

Note: (1) Coordinate geografiche riferite al sistema di riferimento WGS84 UTM 33N, codice EPSG:32633.

(2) Quota s.l.m. ricavata dal DTM incluso nel modello [6].

3.4 CALCOLO DELLO *SHADOW FLICKERING*: ASSUNZIONI E PARAMETRI UTILIZZATI

Perseguendo l'obiettivo di ottenere una simulazione più cautelativa, a vantaggio di sicurezza, le simulazioni sono state effettuate ipotizzando le seguenti condizioni "sfavorevoli":

- 1) nessun ostacolo (oltre a quello orografico) è stato interposto fra turbine e recettori;
- 2) per ogni turbina: rotore in movimento alla massima frequenza e in moto continuo (nessuna schedulazione di funzionamento è stata imposta).

Inoltre, sono stati imposti i seguenti parametri di simulazione:

- massima distanza di influenza dell'ombra: scelta in base alle caratteristiche della WGT, come la distanza tale che il rapporto tra lo spessore della pala e il diametro del sole diventi inferiore al 20%;
- altezza del sole minima sotto la quale l'influenza risulta nulla: 3°;
- altezza da suolo a cui si calcola il percepimento del fenomeno: 2 m;
- passo temporale di calcolo: 1 minuto;
- passo spaziale della griglia di calcolo: 1 m.

Come di consueto in questo tipo di studi, la simulazione è stata eseguita in due diverse modalità:

- ✓ Il cosiddetto *worst case* (caso peggiore), assumendo cioè:
 - che il sole splenda per tutta la giornata, dall'alba al tramonto, senza alcun tipo di copertura nuvolosa;
 - il piano di rotazione delle pale sia sempre perpendicolare alla direzione sole-aerogeneratore, cioè come se l'aerogeneratore "inseguisse" il sole.
- ✓ Il cosiddetto *real case* (valore atteso), che rilassa alcune delle semplificazioni di cui sopra, e in particolare utilizza una eliofanìa particolare per l'area in esame. Nel presente studio è stata utilizzata quella tipica della stazione metereologica più vicina, fra quelle presenti nel database del software, ovvero "Campobasso" (Tabella 3.3).

La modalità in *real case* darà il valore atteso di evoluzione dell'ombra a cui ci riferiremo per analizzare i risultati.

Tabella 3.3: Elioфанìa utilizzata nel modello, ricavata dalla stazione metereologica di Campobasso (i valori indicano le ore/giorno in cui il sole splende non coperto da nubi, come media degli anni 1987-1993)

Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
4.21	4.83	5.24	6.37	6.76	8.17	9.01	9.23	7.23	4.84	4.0	3.35

4 RISULTATI

Nei paragrafi seguenti vengono riportati i risultati ottenuti dalle simulazioni.

4.1 EFFETTI COMPLESSIVI DEL FENOMENO DI EVOLUZIONE DELL'OMBRA

In Tabella 4.1 sono riportati, per ogni recettore, i risultati relativi alle ore di ombreggiamento percepite calcolate dal modello nelle due modalità, caso peggiore e valore atteso. La Tabella 4.2 invece riporta, per ogni aerogeneratore, le ore/anno di ombreggiamento prodotte verso i recettori. Il risultato complessivo può essere visualizzato anche tramite la mappa di Figura 4.1.

Da questi risultati cumulativi possono essere dedotte le seguenti valutazioni:

1. il recettore RC12 non è interessato dall'effetto di ombreggiamento.
2. riferendosi al valore atteso, fra gli altri recettori, i seguenti 6 sono interessati da un ammontare complessivo annuo di ore maggiore delle 30 (valore preso a riferimento, come ricordato nel Par. 2.1): RC1, RC2, RC3, RC4, RC8 e RC9.
3. di questi, quelli che risultano essere impattati maggiormente sono, nell'ordine: RC3 (con 82 ore/anno), RC9 (56 ore/anno) e RC4 (44 ore/anno).
4. tuttavia, anche per questi recettori che registrano valori superiori al riferimento di 30 ore/anno, se ne evince dai risultati che il fenomeno ha come valore massimo di impatto medio intorno a 1 ora/giorno, quindi estremamente limitato.

Tabella 4.1: Risultati complessivi relativi a ciascun recettore; ore espresse in [hh:mm]

Nome	Caso peggiore		Valore atteso	
	Ore/anno	Ore/giorno	Massimo di ore/giorno	Ore/anno
RC1	77:51	166	00:42	34:42
RC2	80:09	174	00:42	36:06
RC3	156:08	192	01:10	82:50
RC4	87:48	140	00:52	43:43
RC5	46:16	70	00:52	20:28
RC6	45:15	68	00:52	20:04
RC7	39:47	64	00:49	17:39
RC8	76:48	142	00:55	39:57
RC9	105:45	173	00:58	55:38
RC10	11:36	43	00:27	06:14
RC11	28:34	77	00:33	15:37
RC12	00:00	0	00:00	00:00

Tabella 4.2: Ore di ombreggiamento all'anno prodotte da ciascun generatore verso i recettori.

Nome	Caso peggiore [hh:mm]	Valore atteso [hh:mm]
MZ01new	76:24	37:48
MZ02new	101:15	56:12
MZ03new	00:00	00:00
MZ04new	00:00	00:00
MZ05new	117:20	50:11
MZ06new	214:59	114:05
MZ07new	26:48	11:45
MZ08new	36:05	18:09

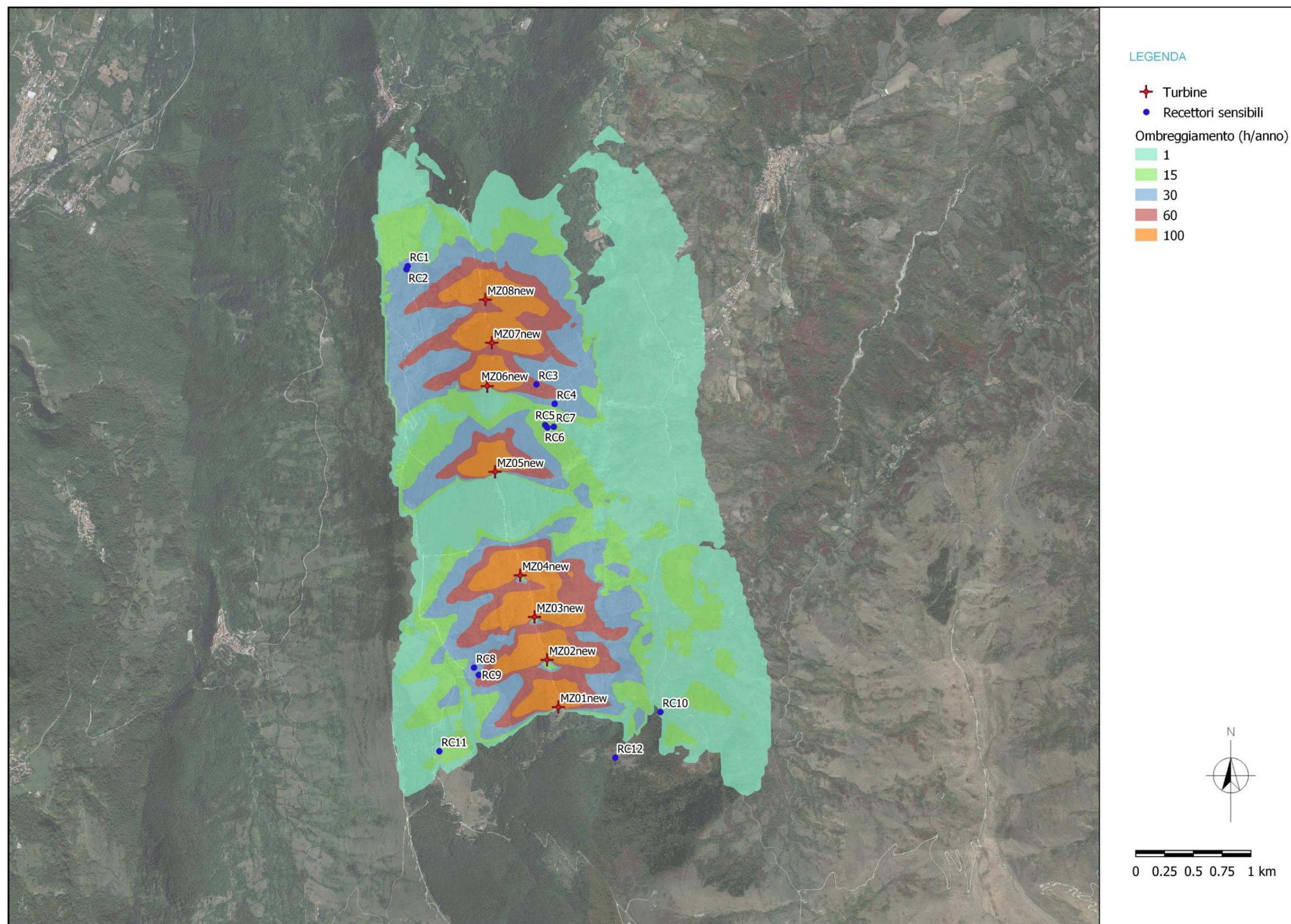


Figura 4.1: Mappa di ombreggiamento (valore atteso)

4.2 CONSIDERAZIONI SU SINGOLI RECETTORI

Rispetto ai recettori che risultano maggiormente impattati, è utile analizzare il cosiddetto “calendario di ombreggiamento”, ovvero un calendario che riporta, giorno per giorno, per tutto l’anno la durata giornaliera del fenomeno, incluso la sua ora di inizio e di fine. Questo tipo di analisi permette, infatti, di capire il reale impatto dell’ombreggiamento al di là della stima cumulativa annua, dando anche la possibilità di incrociare questa informazione con la destinazione d’uso dell’edificio. Tutto ciò, quindi, dà la possibilità di affinare la valutazione di impatto e di stabilire se il fenomeno sia veramente da considerarsi invasivo. Un esempio di rappresentazione grafica del calendario è riportato in Figura 4.2, relativamente al recettore più impattato (RC3). La serie completa dei calendari per tutti i recettori è riportata, invece in Appendice A.

Per avere un quadro dei risultati più facilmente consultabile, in Tabella 4.3 riportiamo una sintesi di quanto ottenuto per singolo recettore, in modo da permettere di valutare, caso per caso, l’impatto specifico del fenomeno sui 6 recettori che, cumulativamente, registrano un valore atteso di ombreggiamento superiore alle 30 ore/anno. Da queste informazioni si possono trarre le seguenti valutazioni:

- ✓ in quasi tutti i casi l’aerogeneratore più influente è quello posto a distanza più vicina dal recettore, come del resto è ragionevole ipotizzare;
- ✓ nessuno dei recettori è posto ad una distanza inferiore ai 300 m a cui ci si riferisce in normativa regionale [4]; inoltre dall’ortofoto di dettaglio, risulta evidente come l’asse recettore-turbina più vicina sia quasi sempre protetta da vegetazione di alto fusto che dovrebbe fungere da ostacolo e dunque rendere del tutto ininfluente l’effetto del fenomeno.
- ✓ La durata massima dei periodi continuativi di ombreggiamento non è mai superiore ai 5 mesi: da rilevare, inoltre che la durata massima del fenomeno per ogni singolo giorno non arriva mai alle due ore (massimo rilevato 1 h 10 m /giorno per il recettore RC3).

Tabella 4.3: Sintesi dei risultati specifici per ciascuno dei recettori più impattati

Nome	Descrizione	Ore/anno	Max ore/giorno	WGT più vicino		Periodi continuativi		
				WGT	Distanza (m)	Numero periodi	Durata max	WGT influente
RC3	Edificio Civile	83	01:10	MZ06new	427	2	c.a. 5 mesi	MZ06new
RC9	Edificio Civile	56	00:58	MZ02new	607	5	c.a. 2 mesi	MZ02new
RC4	Edificio Civile	44	00:52	MZ06new	605	3	c.a. 2.5 mesi	MZ06new
RC8	Edificio Civile	40	00:55	MZ02new	638	5	c.a. 2 mesi	MZ02new
RC2	Edificio Civile	36	00:42	MZ08new	735	5	c.a. 2 mesi	MZ06new
RC1	Edificio Civile	35	00:42	MZ08new	734	5	c.a. 2 mesi	MZ06new

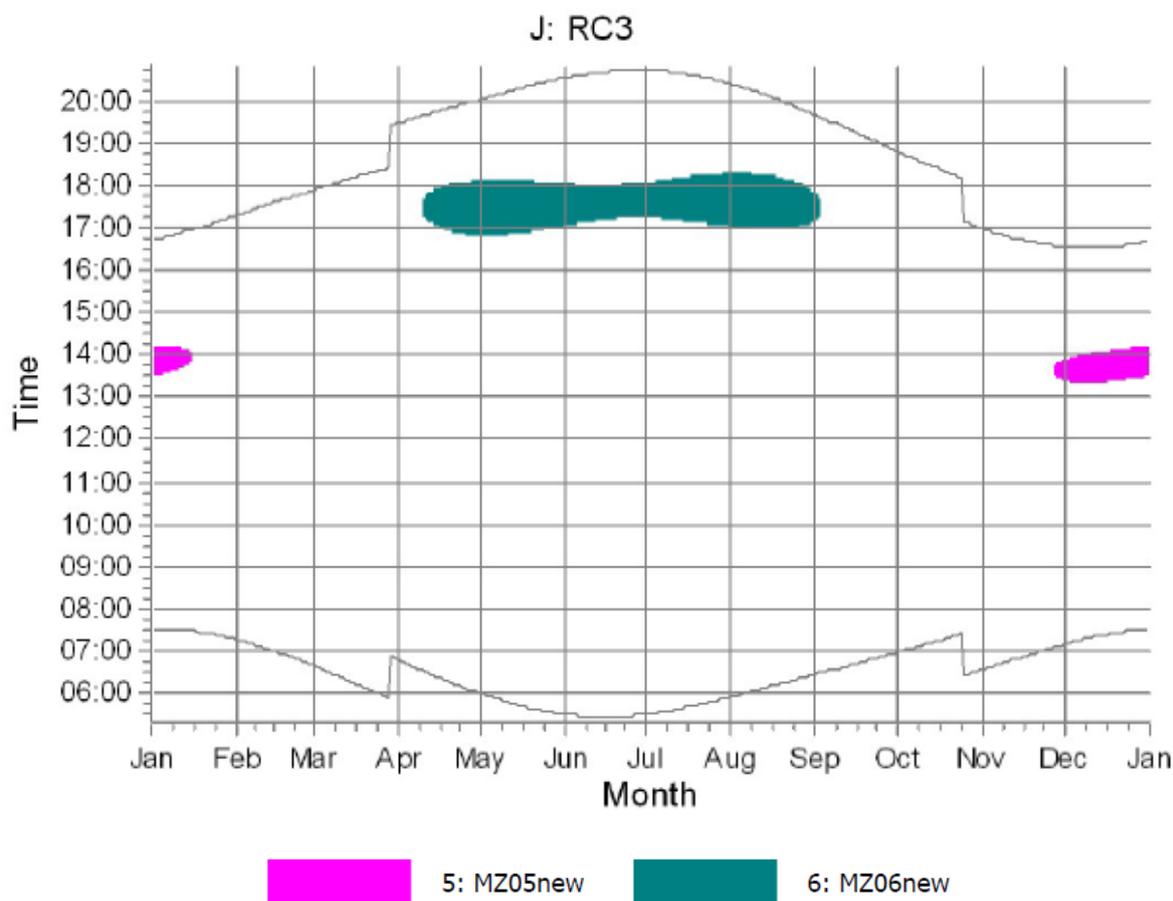


Figura 4.2: Calendario di ombreggiamento per il recettore RC3. I diversi colori rappresentano i diversi aerogeneratori che contribuiscono al fenomeno, come riportato in legenda

4.3 IMPATTO SULLA RETE STRADALE

Oltre ai singoli recettori, è importante valutare anche l'eventuale impatto del fenomeno sulle strade dell'area, per evitare di incorrere in disturbi alla guida e/o alla potenziale formazione di ghiaccio.

Nel caso in esame, dalla mappa di ombreggiamento (Figura 4.1) si evince che nessuna strada di rilevanza (né comunale né provinciale, né tantomeno di rilevanza superiore) venga impattata dall'area caratterizzante le 30 ore/anno (o superiori) di ombreggiamento. Più in dettaglio, se si analizza la mappa della durata media di ombreggiamento al giorno (Figura 4.3), si nota che solo alcune strade di servizio del parco eolico ricadono in aree in cui il valore atteso di ombra giornaliera abbia una durata di 60 minuti o superiore, interessando peraltro solo alcune porzioni di strada.

Queste valutazioni portano a concludere che non sussista un impatto degno di nota sulla rete stradale dell'area di interesse.

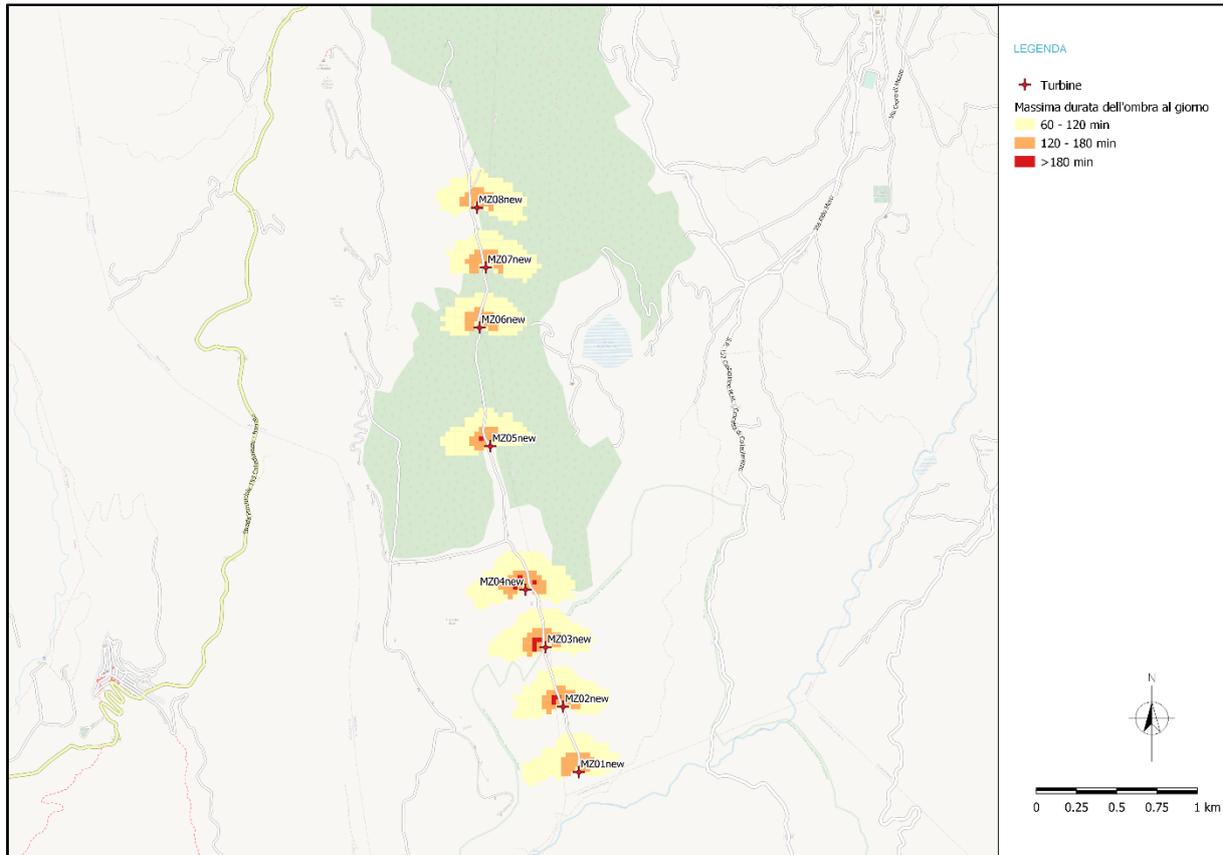


Figura 4.3: Massima durata dell'ombreggiamento (espressa in minuti) durante un singolo giorno. Sono mostrate solo le aree in cui la durata è superiore a un'ora (60 min)

5 CONCLUSIONI

Lo studio ha permesso di valutare l'eventuale impatto dell'effetto di sfarfallio dell'ombra (*shadow flickering*) che potrebbe essere causato dagli 8 nuovi aerogeneratori previsti in progetto.

Di seguito si riassumono i risultati più importanti dello studio.

- ✓ Sono stati individuati nell'area 12 recettori sensibili, quali edifici civili o ad altro uso (agricolo o di culto) che potrebbero essere interessati dal fenomeno.
- ✓ Di questi, solo 6 risultano interessati da un valore atteso uguale o superiore alle 30 ore/anno di ombreggiamento.
- ✓ Si evidenzia come questi 6 recettori siano tutti posti a una distanza maggiore o uguale a 300 m dall'aerogeneratore più vicino.
- ✓ Inoltre, dall'analisi delle ortofoto di dettaglio, si evince come tutti i 6 recettori maggiormente impattati siano caratterizzati da un'ampia vegetazione di alto fusto che si interpone fra loro stessi e l'aerogeneratore a loro più vicino. Dunque, questa caratteristica induce a ipotizzare che nella realtà il fenomeno di ombreggiamento dovuto alle turbine possa essere estremamente attenuato, se non annullato.
- ✓ Anche l'analisi della rete stradale presente sull'area di interesse porta a concludere che non vi siano strade di importanza rilevante (comunale o superiore) che siano impattate dal fenomeno.

Inoltre, si ricorda che in realtà la frequenza di rotazione delle pale eoliche che la letteratura indica come "disturbante" è maggiore o uguale a 2.5 Hz. Tuttavia, gli aerogeneratori del caso studiato hanno una velocità di rotazione tale che la frequenza sia di 0.17 Hz, quindi nettamente al di sotto di quella critica.

In sintesi, questi risultati e le considerazioni da essi dedotte inducono a considerare non impattante il problema dell'ombreggiamento causato dagli aerogeneratori in progetto.

REFERENZE

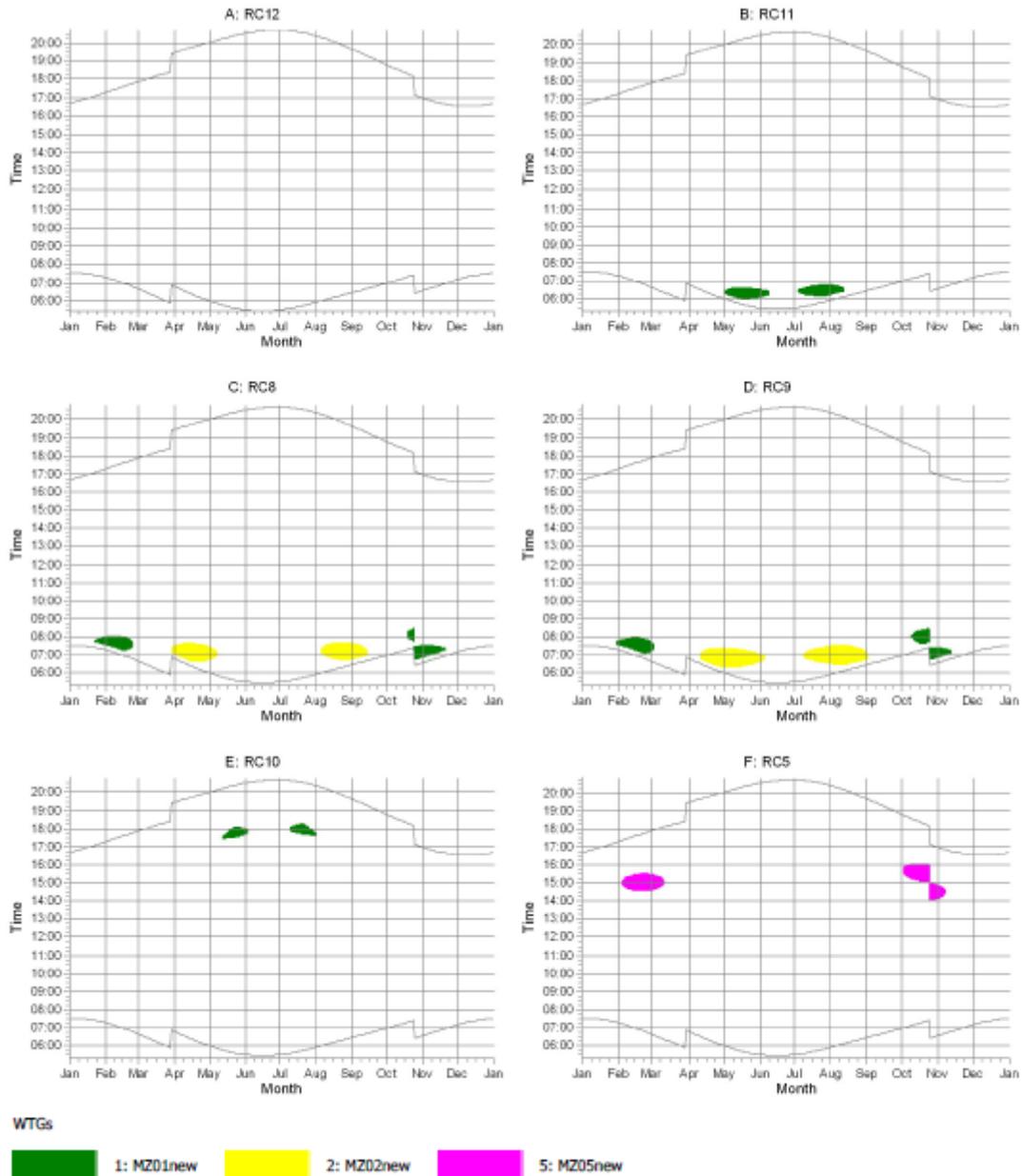
- [1] windPRO, version 3.5, <https://www.emd-international.com/windpro/> (ultimo accesso: giugno 2022).
- [2] Voicescu S.A., Michauda D.S. and Feder K., Estimating annoyance to calculated wind turbine shadow flicker is improved when variables associated with wind turbine noise exposure are considered, Journal of the Acoustical Society of America 139, 1480 (2016); <https://doi.org/10.1121/1.4942403>
- [3] Haac R., Darlow R., Kaliski K., Rand J., Hoen B., In the shadow of wind energy: Predicting community exposure and annoyance to wind turbine shadow flicker in the United States, Energy Research & Social Science, 87 (2022), 02471, <https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.102471>
- [4] D.G.R. n. 148 del 12/03/2012 - DGR n. 754/07 Linee guida atte a disciplinare la realizzazione e la valutazione di parchi eolici nel territorio abruzzese - Approvazione. Adeguamento al D.M. 10 settembre 2010 Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili
- [5] Regione Abruzzo, Carta Tecnica Regionale (CTR), scala 1:5000, risoluzione 5 m, http://opendata.regione.abruzzo.it/opendata/CTRN_Regione_Abruzzo_1_5000 (ultimo accesso: giugno 2022).
- [6] Tarquini S., Nannipieri L., (2017) The 10 m-resolution TINITALY DEM as a trans-disciplinary basis for the analysis of the Italian territory: Current trends and new perspectives. Geomorphology, 281, 108-115.
- [7] Regione Abruzzo, Ortofoto digitale della provincia di Chieti e di parte della provincia de L'Aquila – 2009, Servizio WMS: <http://geocatalogo.regione.abruzzo.it/erdas-iws/ogc/wms/>

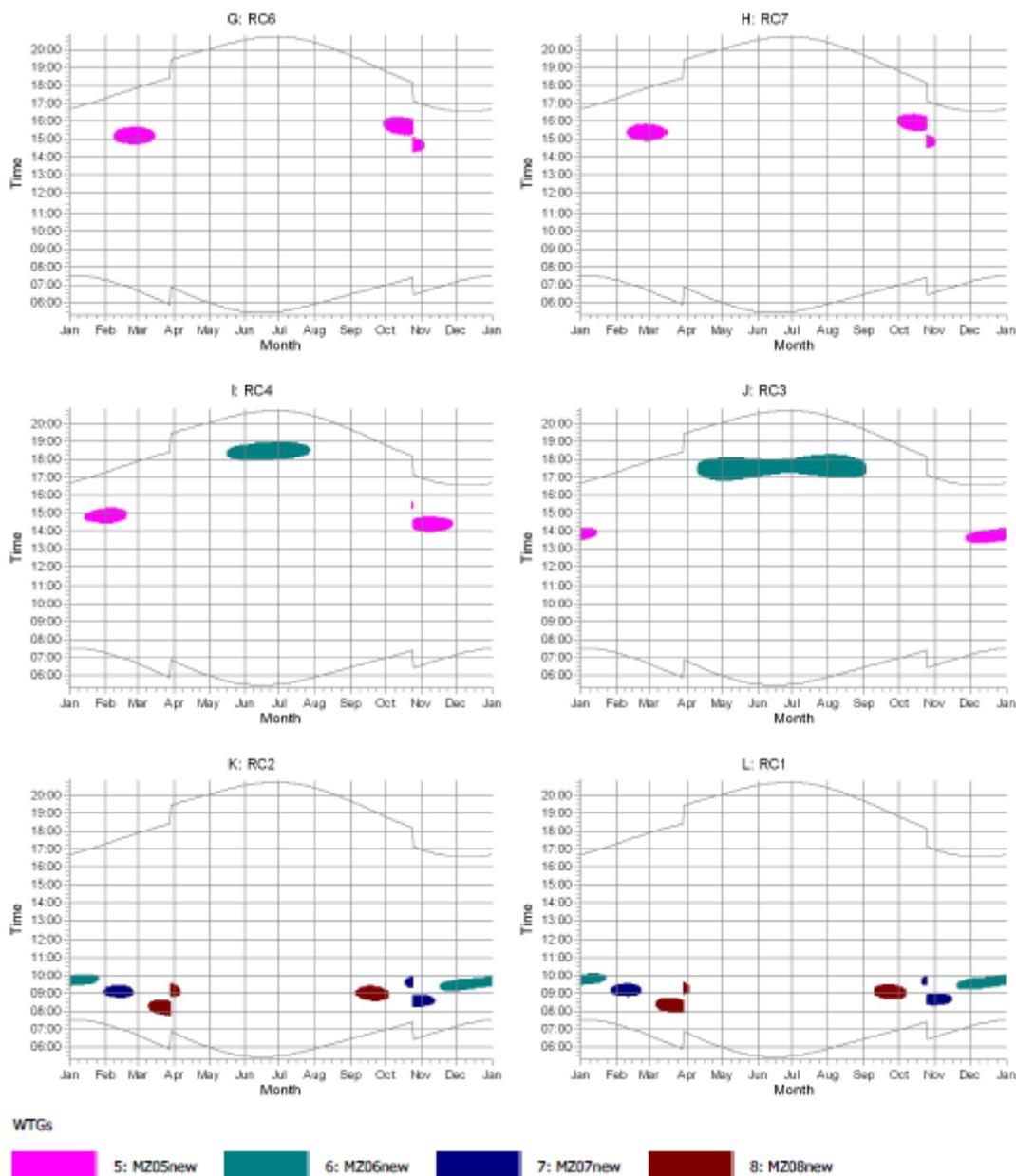
Allegato 1

CALENDARI DI OMBREGGIAMENTO

Doc. No. P0031531-H8 Rev. 0 – Luglio 2022









RINA Consulting S.p.A. | Società soggetta a direzione e coordinamento amministrativo e finanziario del socio unico RINA S.p.A.
Via Cecchi, 6 - 16129 GENOVA | P. +39 010 31961 | rinaconsulting@rina.org | www.rina.org
C.F./P. IVA/R.I. Genova N. 03476550102 | Cap. Soc. € 20.000.000,00 i.v.