



REGIONE
CAMPANIA



PROVINCIA
DI
BENEVENTO



COMUNE DI
CASTELFRANCO IN
MISCANO



PROVINCIA
DI
AVELLINO



COMUNE DI
ARIANO IRPINO

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO DA 34 MW NEL COMUNE DI CASTELFRANCO IN MISCANO (BN) , CON OPERE DI CONNESSIONE IN CASTELFRANCO IN MISCANO (BN) E ARIANO IRPINO (AV)



<p>Proponente</p>	 <p>DMA LUCERA SRL Largo Augusto n.3 20122 Milano pec:dmalucera@legalmail.it</p> 					
<p>Progettazione</p>	 <p>Viale Michelangelo, 71 80129 Napoli TEL.081 579 7998 mail: tecnico.inse@gmail.com</p> <p>Amm. Francesco Di Maso Ing. Nicola Galdiero Ing. Pasquale Esposito</p> <p>Collaboratori: Geol. V.E.Iervolino Dott.Agr. A. Ianiro Archeol. A.Vella Ing. V. Triunfo Arch. C. Gaudiero Ing. F.Quarto Arch. M. Mauro Geotecnica Meridionale Srl</p>					
<p>Elaborato</p>	<p>Nome Elaborato:</p> <h2>STUDIO EVOLUZIONE DELLE OMBRE - SHADOW FLICKERING</h2>					
<p>00</p>	<p>10-01-2022</p>	<p>PRIMA EMISSIONE</p>	<p>INSE Srl</p>	<p>INSE Srl</p>	<p>DMA Lucera Srl</p>	
<p>Rev.</p>	<p>Data</p>	<p>Oggetto della revisione</p>	<p>Elaborazione</p>	<p>Verifica</p>	<p>Approvazione</p>	
<p>Scala:</p>	<p>1:-</p>					
<p>Formato:</p>	<p>A4</p>		<p>Codice Pratica</p>	<p>S252</p>	<p>Codice Elaborato</p>	<p>S252-SIA07-R</p>

 DMA LUCERA SRL Largo Augusto n.3 20122 Milano pec:dmalucera@legalmail.it	STUDIO EVOLUZIONE DELLE OMBRE – SHADOW FLICKERING		Cod. AS252-SIA07-R
	Data 10/01/2022	Rev. 00	

Sommario

1	INTRODUZIONE ALLO SHADOW FLICKERING	2
2	PRINCIPALI PARAMETRI RICHIESTI PER IL CALCOLO DELLO SHADOW FLICKERING E SOFTWARE UTILIZZATI	4
3	ASPETTI NORMATIVI PER IL CALCOLO DELLO SHADOW FLICKERING.....	5
4	MODELLO CALCOLO DEGLI EFFETTI DI SHADOW FLICKERING DEL PARCO EOLICO	5
5	INDIVIDUAZIONE DEI RECETTORI SENSIBILI	7
6	RISULTATI DELLE ELABORAZIONI E CONCLUSIONI.....	9
7	CONCLUSIONI.....	13

 DMA LUCERA SRL Largo Augusto n.3 20122 Milano pec:dmalucera@legalmail.it	STUDIO EVOLUZIONE DELLE OMBRE – SHADOW FLICKERING		Cod. AS252-SIA07-R
	Data 10/01/2022	Rev. 00	

1 INTRODUZIONE ALLO SHADOW FLICKERING

Lo shadow flickering (letteralmente ombreggiamento intermittente) è l'espressione comunemente impegnata per descrivere l'effetto stroboscopico causato dal passaggio delle pale di una o più turbine eoliche attraverso i raggi del sole rispetto a recettori sensibili posti nelle loro immediate vicinanze. Il periodico cambiamento dell'intensità della luce in prossimità dei recettori sensibili deve essere calcolato in modo da determinare il potenziale periodo di ombreggiamento generato dalle turbine. Il fenomeno generato si traduce in una variazione alternativa dell'intensità luminosa, che a lungo andare, può provocare fastidio agli occupanti delle abitazioni, in seguito recettori, le cui finestre risultino esposte al fenomeno.

L'effetto sugli individui è simile a quello che si sperimenterebbe in seguito alle variazioni di intensità luminosa di una lampada ad incandescenza a causa di continui sbalzi della tensione della rete di alimentazione elettrica, in particolare le frequenze che possono provocare un senso di fastidio sono comprese tra i 2.5Hz ed i 20Hz (Verkujlen and Westra,1984). A tal proposito è utile sottolineare, che i più recenti aerogeneratori tripala operano con una velocità di rotazione inferiore ai 35giri al minuto (rpm), corrispondente ad una frequenza di passaggio delle pale sulla verticale inferiore a 1.7 Hz, quindi minore della frequenza critica dei 2.5Hz.

Nella fattispecie i generatori utilizzati raggiungono una velocità di rotazione massima di 10 rpm quindi ampiamente inferiore di quelle ritenute fastidiose per la maggioranza degli individui.

La lunghezza dell'ombra, generata dal passaggio delle pale attraverso i raggi del sole, dipende non solo dall'altitudine, ma dalla posizione del sole.

Sebbene il fenomeno possa essere percepito anche all'esterno dalle abitazioni, esso risulta evidente e fastidioso in quegli ambienti con finestre rivolte verso le ombre. L'intensità del fenomeno, è definita come la differenza di luminosità che si percepisce in presenza ed in assenza di flickering in una data posizione.

In generale si può affermare che:

- Avendo le pale una forma rastremata con spessore che cresce verso il mozzo, il fenomeno risulterà tanto più intenso quanto maggiore sarà la porzione di disco solare coperta dalla pala stessa e quanto minore la distanza dal recettore.
- L'intensità del flickering sarà minima quando l'ombra prodotta è generata all'estremità delle pale.
- Maggiori distanze tra generatore e ricettore determinano ombre meno nette, in tal caso l'effetto risulterà meno intenso e distinto.
- La presenza di schermature locali (come alberi interposti tra il recettore e la sorgente d'ombra) favorisce una diminuzione dell'effetto.

Il calcolo del potenziale periodo di ombreggiamento consiste nel determinare, attraverso software specifici, le ore di intermittenza annue cui ciascun recettore è sottoposto. Queste informazioni possono essere utilizzate per progettare e gestire la centrale eolica in modo da ridurre al minimo il disturbo causato alle persone.

Le condizioni per cui si formi l'ombra, e il recettore sia interessato da quest'ultima sono mostrate in Figura 1. Da questa figura si evince che, affinché il recettore sia interessato dall'ombra, si necessita che quest'ultimo abbia una finestra in direzione del campo eolico, il sole sia relativamente basso nel cielo e soprattutto lo stesso si trovi posizionato a valle dell'asse sole turbina.

L'analisi dello studio dell'ombreggiamento dei parchi eolici ha lo scopo di ridurre al minimo il disturbo causato dalle turbine ai recettori sensibili e consente di fornire al controller delle turbine o allo SCADA system la data e le ore in cui lo shadow flicker si manifesta così da poter, in casi particolarmente disagiati, fermare le turbine durante l'acutizzarsi del fenomeno.

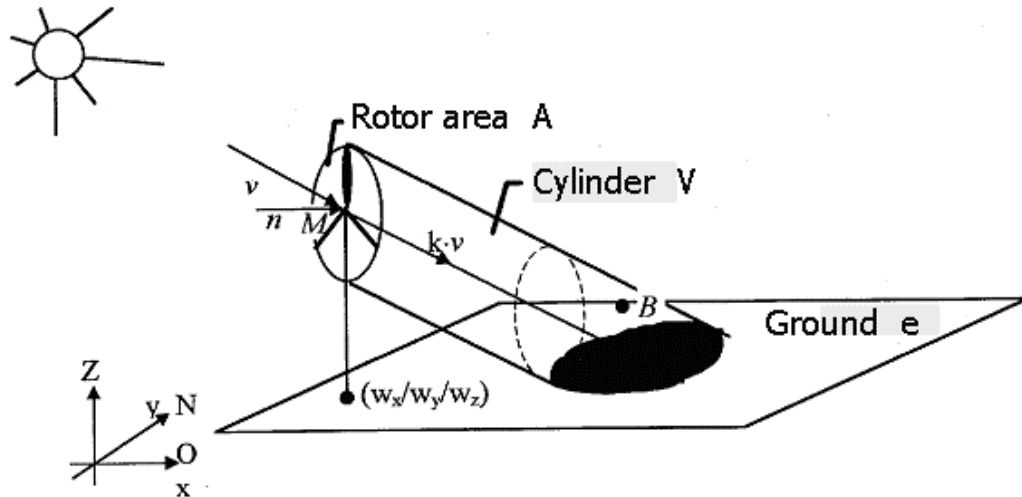


Figura 1 – Proiezione della turbina sul terreno

La figura successiva riporta l'evoluzione annuale dell'ombra di una turbina considerando il caso peggiore, che si manifesta nel momento in cui una pala sia sempre in rotazione intorno al mozzo, e orientate sempre ortogonalmente al sole durante la sua evoluzione giornaliera. Come si può evincere dal grafico, le ore annue di ombra sono sempre minori con l'aumentare della distanza dalla torre secondo una particolare geometria dettata dalla posizione geografica; da osservare che l'ombra arriva a proiettarsi anche sino ad una distanza di 1000m, anche se solo per pochi minuti all'anno.

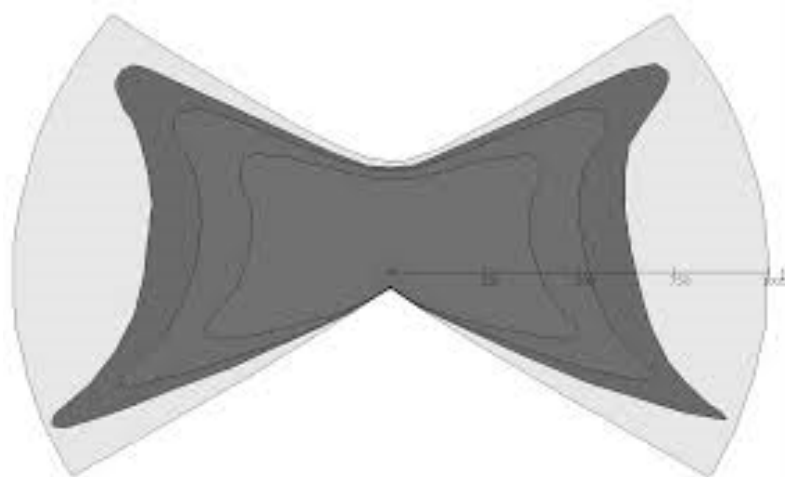


Figura 2 - Evoluzione annuale tipo dell'ombra di una pala

 DMA LUCERA SRL Largo Augusto n.3 20122 Milano pec:dmalucera@legalmail.it	STUDIO EVOLUZIONE DELLE OMBRE – SHADOW FLICKERING		Cod. AS252-SIA07-R
	Data 10/01/2022	Rev. 00	

2 PRINCIPALI PARAMETRI RICHIESTI PER IL CALCOLO DELLO SHADOW FLICKERING E SOFTWARE UTILIZZATI

I pacchetti software impegnati per la progettazione di un parco eolico contengono moduli specifici per il calcolo e l'analisi del fenomeno di flickering. I parametri principali richiesti dai modelli di calcolo per la determinazione degli effetti dovuti allo shadow -flickering del parco eolico sono:

1. La posizione delle turbine (coordinate x, y, z);
2. L'altezza al mozzo e il diametro del rotore della turbina scelta;
3. La posizione dei recettori sensibili (coordinate x, y, z);
4. Le dimensioni delle finestre dei recettori ed il loro orientamento;
5. L'orientamento rispetto al sud e l'angolo di tilt delle finestre dei recettori;
6. La posizione geografica (latitudine e longitudine), il fuso orario e l'ora legale della zona di interesse;
7. Un modello di simulazione contenente informazioni riguardo l'orbita della terra e la rotazione rispetto al sole;
8. Statistica di probabilità mensile di presenza del sole;
9. Un modello digitale del terreno;
10. L'angolo minimo del sole rispetto all'orizzonte da cui calcolare l'ombreggiamento;
11. La distanza massima di estensione dell'ombra dietro la turbina;
12. Percentuale di copertura del sole dalla pala;
13. Intervallo di tempo per il calcolo dell'ombreggiamento;
14. Scelta della rappresentazione del sole come "punto" o come "disco";

Questi parametri vengono usati per determinare l'accuratezza del calcolo e/o per specificare alcune restrizioni ai calcoli nel caso dei parametri relativi ai recettori.

I software utilizzati per il calcolo dello shadow -flickering possono essere svariati.

Per questo studio viene considerato il software WindFarm Release 5. Questo software, tramite il modulo "*shadow flickering*", consente di creare mappe per l'intermittenza dell'ombra e di analizzare l'intermittenza in punti specifici (recettori) attraverso la generazione di isolinee.

La procedura di calcolo dell'intermittenza dell'ombra impostata come *predefinita*, assume che il sole possa essere approssimato come un punto. E' possibile selezionare l'opzione per modellare il sole come un disco. Questo caso peggiorativo, porta ad un numero di eventi di intermittenza d'ombra più alto, specialmente vicino alle turbine.

Nel presente studio verrà analizzato per primo il **worst-case** (il caso peggiore) impostando tutti i parametri del software su tale condizione. Il caso peggiore si ottiene considerando innanzitutto assimilando **il rotore** ad una vera e propria sfera con un off-set tra asse e rotore, **il sole** come disco e con l'asse del rotore allineato col sole e col punto recettore. Statisticamente questa potrebbe non essere la migliore rappresentazione della realtà, in quanto la distribuzione del vento, nei diversi settori della rosa dei venti, fa sì che il rotore non sia sempre orientato in corrispondenza dei recettori e soprattutto non sia sempre in movimento. Tali aspetti ci posizionano in un caso ideale di massima sicurezza ma comunque mai verificabile date le variazioni costanti della direzione del vento e le variazioni di velocità e calma della turbina nell'arco di una singola giornata ed ora.

3 ASPETTI NORMATIVI PER IL CALCOLO DELLO SHADOW FLICKERING

Il presente documento si riferisce al progetto di un parco eolico nel Comune di Castelfranco in Miscano nel territorio della Regione Campania, in provincia di Benevento. La normativa Regionale in materia di calcolo dell'ombreggiamento provocato da turbine eoliche risulta essere estremamente carente, anche la normativa nazionale presenta le stesse lacune.

Pertanto, affinché sia possibile effettuare uno studio dello Shadow-Flickering abbastanza preciso, la normativa italiana dovrebbe fornire i seguenti parametri principali:

- L'angolo minimo del sole rispetto all'orizzonte da cui calcolare l'ombreggiamento;
- La distanza limite fino a cui calcolare l'ombreggiamento dalla turbina;
- Percentuale di copertura del sole dalla pala;
- Intervallo di tempo per il calcolo dell'ombreggiamento;
- Limiti accettabili di ombreggiamento annuale.

Sulla base di quanto descritto, si evidenzia la carenza della Normativa Italiana e, nel caso in esame, per la definizione dei parametri necessari al calcolo dell'ombreggiamento. Pertanto, si utilizzerà un criterio quantitativo basato sulla determinazione di percentuali di ombreggiamento rispetto alle ore giornaliere e di luce nell'arco annuale.

Il presente studio prenderà in considerazione il lay-out dell'impianto con turbine di nuova generazione con diametro da 163 m ed un'altezza al mozzo di 118m per un'altezza complessiva di 200 metri.

Di seguito si riportano le coordinate in WGS-84 dei singoli aerogeneratori:

TURBINE	EST	OVEST
BCN 01	508342,44	4571759,80
BCN 02	508609,62	4570690,51
BCN 03	509049,51	4570464,41
BCN 04	508743,15	4569878,87
BCN 05	507148,98	4569665,01

Tabella 1 – Coordinate in WGS-84 degli aerogeneratori

Pertanto, per lo studio dell'effetto di ombreggiamento si utilizzeranno i parametri definiti nel prossimo capitolo, che oltretutto, come spiegato successivamente in dettaglio, risultano essere tra i più restrittivi che si possano considerare.

4 MODELLO CALCOLO DEGLI EFFETTI DI SHADOW FLICKERING DEL PARCO EOLICO

L'analisi si basa sull'impegno di un modello digitale del terreno per la simulazione dell'orografia del suolo.

I parametri utilizzati per il calcolo e inseriti nel software sono:

1. Angolo minimo del sole rispetto all'orizzonte da cui calcolare l'ombreggiamento = 2°
2. Distanza limite fino a cui calcolare l'ombreggiamento dalla turbina = 1,0km.
3. Percentuale di copertura minima del sole dalla pala = 20%
4. Intervallo di tempo per il calcolo dell'ombreggiamento = 1 minuto
5. Statistica di probabilità mensile di presenza di sole dedotta (descritta in seguito)

6. Curve di livello
7. Modello delle turbine

In relazione al punto 1 il valore di 2° è stato desunto da bibliografia e risulta anche essere il parametro di default impostato dal software. Si usa in genere questo valore poiché per angoli inferiori la luce, dovendo passare attraverso uno strato di atmosfera più spesso, diventa molto diffusa e non riesce quindi a formare un'ombra. Il parametro risulta molto restrittivo ai fini del calcolo.

In relazione al punto 2 la scelta di considerare un valore di 1500m, come da bibliografia, riportano che ad una distanza massima di 1,0 Km, in piano, gli effetti dell'ombreggiamento risultano trascurabili. Questa scelta arbitraria è stata fatta sulla base del fatto che non è ancora stabilito dalla normativa quale sia la distanza massima dalla turbina a cui si risente ancora dell'ombreggiamento.

La scelta di considerare 1,0 Km in questo calcolo è stata effettuata per poterci inserire nel caso peggiorativo, come ampiamente sottolineato nei capitoli precedenti.

In relazione al punto 3 il valore assunto risulta essere un valore restrittivo ai fini del calcolo, nonché parametro di default settato dal software.

In relazione al punto 4 l'intervallo di tempo per il calcolo dell'ombreggiamento risulta essere per tutte le linee guida di 1 minuto e quindi è stato assunto, anche in questo caso, come tale.

In relazione al punto 5 la statistica di probabilità mensile di presenza del sole è stata dedotta da una stazione meteorologica nei pressi del sito in cui sono state misurate le ore mensili di soleggiamento (tabella sottostante) da cui sono state dedotte le probabilità mensili di soleggiamento qui di seguito riportate:

Mesi	Valori medi mensili delle ore giornaliere di soleggiamento (ore/giorno)	Ore di soleggiamento mensili	Ore totali mensili	% di soleggiamento mensile
Gennaio	3,9	117	720	16,25
Febbraio	4,4	132	720	18,33
Marzo	5,3	159	720	22,08
Aprile	6,7	201	720	27,92
Maggio	8,6	258	720	35,83
Giugno	9,9	297	720	41,25
Luglio	10,8	324	720	45,00
Agosto	9,8	294	720	40,83
Settembre	8	240	720	33,33
Ottobre	6,2	186	720	25,83
Novembre	4,4	132	720	18,33
Dicembre	3,6	108	720	15,00

Tabella 2 - Ore di soleggiamento mensile

Il calcolo dell'ombreggiamento è stato fatto utilizzando le condizioni al contorno semplificate, che comportano una situazione quanto più peggiorativa possibile rispetto al caso reale (Worst-case), in particolare:

 DMA LUCERA SRL Largo Augusto n.3 20122 Milano pec:dmalucera@legalmail.it	STUDIO EVOLUZIONE DELLE OMBRE – SHADOW FLICKERING		Cod. AS252-SIA07-R
	Data 10/01/2022	Rev. 00	

- Il cielo è considerato sempre chiaro e limpido e quindi non si considerano nubi, nebbia o qualsiasi ostacolo;
- Le turbine sono sempre in rotazione;
- Il rotore delle turbine è sempre orientato in direzione del recettore;
- Non sono considerati eventuali ostacoli come alberi o palazzi;
- Asse del rotore allineato con il sole.

Inoltre, per la simulazione, ogni singolo recettore viene considerato in modalità "green house", cioè come se tutte le pareti esterne fossero esposte al fenomeno, senza considerare la presenza di finestre e/o porte dalle quali l'effetto arriva realmente all'interno dell'abitazione. I calcoli effettuati per l'ombreggiamento rappresentano un approccio molto conservativo e di conseguenza peggiorativo, per questo denominato "**worst case**", in cui la situazione reale risulterà ben al di sotto dei risultati ottenuti.

Successivamente sono stati individuati i ricettori sensibili che interferiscono con le isolinee di ombreggiamento e sono state calcolate le ore di ombreggiamento sulle finestre "tipo" delle pareti esposte al fenomeno.

5 INDIVIDUAZIONE DEI RECETTORI SENSIBILI

Ai fini della previsione degli impatti indotti dell'impianto in oggetto sono stati individuati i "recettori sensibili" nelle immediate vicinanze del parco eolico che possono essere soggetti a tale fenomeno. Tali ricettori rappresentano abitazioni e fabbricati definiti come tali dalle visure catastali.

Di seguito sono riportati i riferimenti geografici dei 72 recettori individuati:

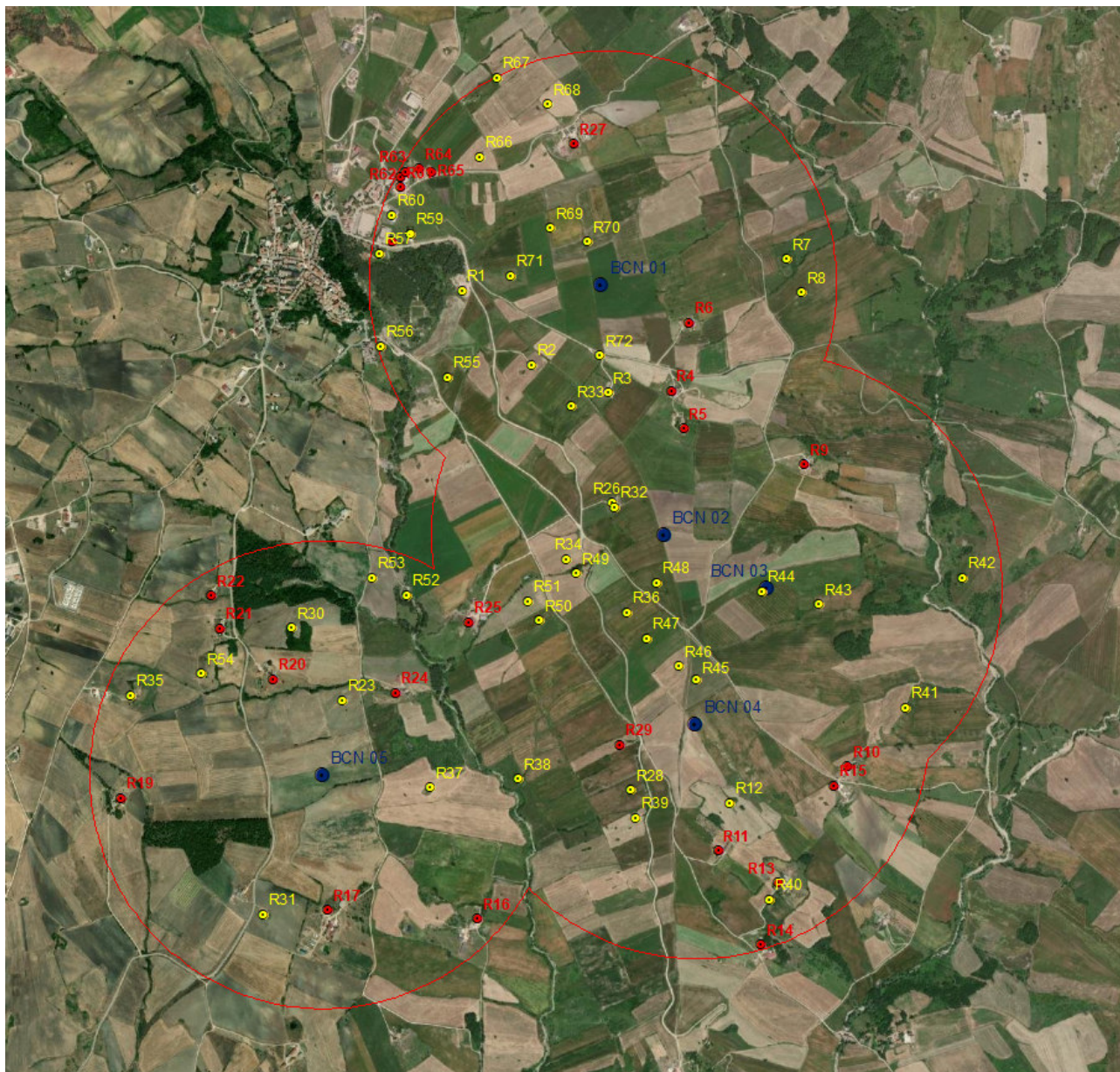


Figura 2: Individuazione potenziali recettori

In particolare, sono stati considerati tutti gli edifici rientranti nella distanza di 1000 mt dall'aerogeneratore classificati alle categorie catastali da A1 a A10 e quelle classificate come D10.

ID shadow	RICETTORI	EST	NORD
1	R04	508639,00	4571304,00
2	R05	508692,00	4571143,00
3	R06	508716,00	4571595,00
4	R09	509208,00	4570990,00

5	R10	509393,00	4569700,00
6	R11	508840,00	4569339,00
7	R13	509095,00	4569201,00
8	R14	509022,00	4568938,00
9	R15	509337,00	4569618,00
10	R16	507813,00	4569049,00
11	R17	507170,00	4569085,00
12	R19	506287,00	4569563,00
13	R20	506937,00	4570073,00
14	R21	506712,00	4570289,00
15	R22	506674,00	4570428,00
16	R24	507461,00	4570014,00
17	R25	507774,00	4570316,00
18	R27	508221,00	4572361,00
19	R29	508418,00	4569792,00
20	R58	507443,00	4571942,00
21	R61	507483,00	4572176,00
22	R62	507484,00	4572221,00
23	R63	507502,00	4572242,00
24	R64	507564,00	4572256,00
25	R65	507613,00	4572239,00

Tabella 3 - Tabella riepilogativa dei ricettori sensibili

6 RISULTATI DELLE ELABORAZIONI E CONCLUSIONI

Le elaborazioni per il calcolo dell'ombreggiamento provocato dalle turbine eoliche sono state condotte considerando un totale di 25 recettori sensibili posti nell'area del parco.

Al di là di una certa distanza, l'ombra smette di essere un problema perché il rapporto tra lo spessore della pala e il diametro del sole diventa infinitesimamente piccolo, da poter essere trascurato. Siccome non vi è un valore, generalmente accettato, per questa distanza massima, il modulo utilizzato permette di specificare il limite in metri o multipli del diametro della turbina.

Nel caso specifico è stata considerata una distanza dalla turbina di 1000m.

Il modello numerico utilizzato, al pari di altri presenti sul mercato, produce in output una mappa dell'impatto dell'ombra sul terreno, nel caso più penalizzante denominato "worst case", corrispondente alle ore in cui il sole permane al di sopra dell'orizzonte nell'arco dell'anno (**circa 4380h/a di luce**), indipendentemente dalla presenza o meno di nubi, le quali inficerebbero il fenomeno stesso di shadow flickering per impossibilità che si generi il fenomeno di flickering, oltre agli input specificati precedentemente, che rendono il caso in oggetto nettamente peggiorativo, ma soprattutto considerano le turbine sempre in movimento ed alla massima rotazione del rotore.

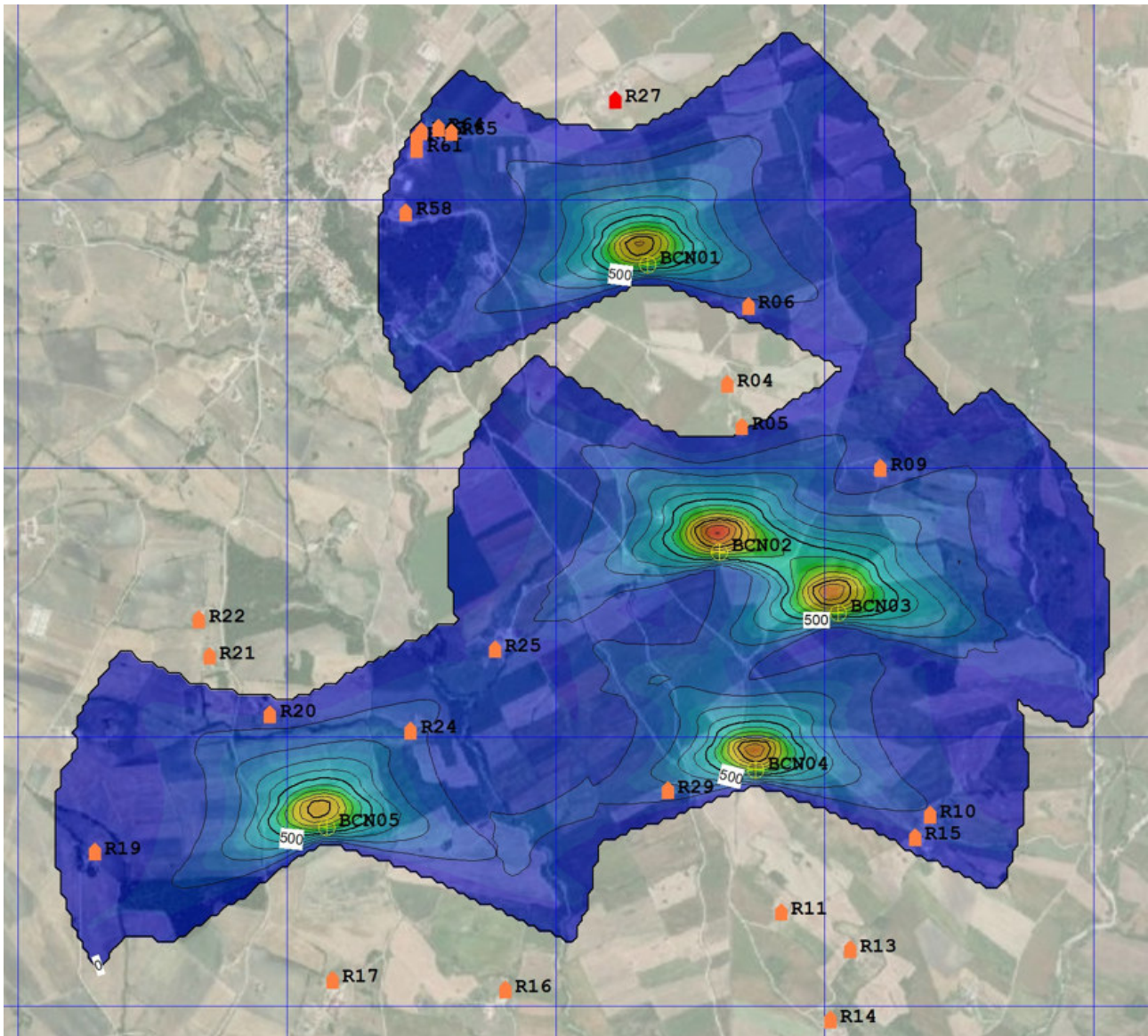


Figura 3 – Visualizzazione mappa delle ombre generate

Dall'analisi dei risultati cartografici si nota che 10 dei 25 ricettori sono esterni alle curve di ombreggiamento e quindi non subiscono alcun ombreggiamento. Solo due ricettori superano la curva delle 100 h/anno di ombreggiamento.

Oltre alla restituzione cartografica si è calcolato l'ombreggiamento in ore/anno su finestre "tipo" dei prospetti più esposti dei ricettori .

Project : CASTELFRANCO
 Run Name : SFCastelfranco001.WFK
 Title : Shadow
 Time : 07:05:14, 30 Dec 2021

SUMMARY OF MERGED SHADOW TIMES ON EACH WINDOW FOR ALL TURBINES

House/ Window	Easting	Northing	Width	Depth	Height	Degrees from North	Tilt angle	Days per year	Max hours per day	Mean hours per day	Total hours
			(m)	(m)	(m)						
1/ 1	508639	4571304	1.2	1.0	2.0	20.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
1/ 2	508639	4571304	1.2	1.0	2.0	200.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
2/ 1	508692	4571143	1.2	1.0	2.0	90.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
2/ 2	508692	4571143	1.2	1.0	2.0	270.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
3/ 1	508716	4571595	1.2	1.0	2.0	110.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
3/ 2	508716	4571595	1.2	1.0	2.0	290.0	0.0	62	1.01	0.84	51.8
4/ 1	509208	4570990	1.2	2.0	2.0	300.0	0.0	78	0.95	0.74	57.5
4/ 2	509208	4570990	1.2	1.0	2.0	120.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
5/ 1	509393	4569700	1.2	1.0	2.0	130.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
5/ 2	509393	4569700	1.2	1.0	2.0	310.0	0.0	106	0.93	0.83	88.2
6/ 1	508840	4569339	1.2	1.0	2.0	130.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
6/ 2	508840	4569339	1.2	1.0	2.0	220.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
7/ 1	509095	4569201	1.0	1.0	2.0	45.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
7/ 2	509095	4569201	1.2	1.0	2.0	135.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
7/ 3	509095	4569201	1.2	1.0	2.0	315.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
7/ 4	509095	4569201	1.0	1.0	2.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
8/ 1	509022	4568938	1.2	1.0	2.0	135.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
8/ 2	509022	4568938	1.2	1.0	2.0	225.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
9/ 1	509337	4569618	1.0	1.0	2.0	45.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
9/ 2	509337	4569618	1.2	1.0	2.0	135.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
9/ 3	509337	4569618	1.2	1.0	2.0	225.0	0.0	52	0.72	0.58	30.4
9/ 4	509337	4569618	1.0	1.0	2.0	315.0	0.0	53	0.72	0.58	30.6
10/ 1	507813	4569050	1.0	1.0	2.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
10/ 2	507813	4569050	1.0	1.0	2.0	90.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
10/ 3	507813	4569050	1.2	1.0	2.0	180.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
10/ 4	507813	4569050	1.2	1.0	2.0	270.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
11/ 1	507170	4569086	1.2	1.0	2.0	90.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
11/ 2	507170	4569086	1.2	1.0	2.0	270.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
12/ 1	506287	4569563	1.2	1.0	2.0	135.0	0.0	57	0.62	0.42	23.7
12/ 2	506287	4569563	1.2	1.0	2.0	315.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
13/ 1	506937	4570073	1.2	1.0	2.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
13/ 2	506937	4570073	1.2	1.0	2.0	180.0	0.0	68	1.11	0.90	60.9
14/ 1	506712	4570289	1.2	1.0	2.0	90.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
14/ 2	506712	4570289	1.0	1.0	2.0	180.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
14/ 3	506712	4570289	1.2	1.0	2.0	270.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
15/ 1	506674	4570428	1.2	1.0	2.0	90.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
15/ 2	506674	4570428	1.2	1.0	2.0	270.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
16/ 1	507461	4570014	1.2	1.0	2.0	45.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
16/ 2	507461	4570014	1.2	1.0	2.0	225.0	0.0	151	1.29	0.94	142.4
17/ 1	507774	4570316	1.2	1.0	2.0	120.0	0.0	49	0.54	0.46	22.5
17/ 2	507774	4570316	1.2	1.0	2.0	300.0	0.0	76	0.71	0.62	46.9
18/ 1	508221	4572361	1.2	1.0	2.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
18/ 2	508221	4572361	1.0	1.0	2.0	90.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
18/ 3	508221	4572361	1.2	1.0	2.0	180.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
18/ 4	508221	4572361	1.0	1.0	2.0	270.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
19/ 1	508418	4569792	1.2	1.0	2.0	150.0	0.0	108	1.59	1.33	143.7
20/ 1	507443	4571942	0.5	0.5	2.0	0.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
21/ 1	507483	4572176	1.2	1.0	2.0	135.0	0.0	65	0.71	0.55	35.9
23/ 1	507502	4572242	1.2	1.0	2.0	135.0	0.0	78	0.71	0.52	40.7
23/ 2	507502	4572242	1.0	1.0	2.0	225.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
23/ 3	507502	4572242	1.0	1.0	2.0	45.0	0.0	77	0.71	0.52	40.4
24/ 1	507564	4572256	1.2	1.0	2.0	225.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0
25/ 1	507613	4572239	1.2	1.0	2.0	225.0	0.0	0	0.00	0.00	0.0

Tabella 4-Ore di ombreggiamento caso worst case

Nel momento in cui nel calcolo, verrà considerato anche la percentuale annua di giorni nuvolosi l'impatto in termini di ore di ombreggiamento annua risulterà minore dei risultati ottenuti. Ulteriori indagini andranno condotte al fine di verificare che i recettori sensibili che subiscono più ombreggiamento non abbiano schermi naturali quali alberi o costruzioni varie che riducono l'impatto stesso, allo stesso tempo bisognerà verificare

il posizionamento degli infissi qualora non fossero rivolti verso le turbine che porterebbe l'impatto ad annullarsi. Qualora questi recettori sensibili evidenzino problematiche derivanti da questo impatto è possibile che lo sviluppatore pianifichi di piantare alberi addizionali allo scopo di schermare l'ombreggiamento.

Per le motivazioni di cui sopra, allo scopo di pervenire a valori più realistici di impatto, prossimi al caso reale (denominato REAL CASE), si è impiegato il valore di eliofania locale, ovvero il numero di ore di cielo libero da nubi durante il giorno..

Per l'area in esame tale valore di soleggiamento corrisponde a circa 2400 h/yr (rispetto alle 4380 h/yr considerate nel worst - case). I risultati del calcolo possono, ragionevolmente, essere abbattuti del 45.2 %, pari al complemento a 1 del rapporto $2400/4380 = 54.8 \%$. In altri termini, rispetto al WORST CASE, la probabilità di occorrenza del fenomeno di shadow flickering si riduce, per l'area in esame, al 54.8 % che corrisponde proprio alla probabilità che il disco solare risulti libero da nubi. Tutto ciò non tiene conto di altri fattori che potrebbero diminuire o annullare del tutto l'effetto flickering sul recettore, come la presenza di alberi interposti tra turbina e recettore e/o posizionamento delle abitazioni e dei propri infissi rispetto alla fonte, la presenza del vento (fattore indispensabile per la formazione del fenomeno dello sfarfallio).

Bisogna tenere presente che tale riduzione si è ottenuta solo ed esclusivamente considerando le condizioni meteorologiche assimilabili a quelle reali della zona in esame in riferimento alla presenza del sole. Per tale motivo, il calcolo, nel caso real-case, è comunque da considerarsi molto cautelativo in quanto nella simulazione vengono comunque utilizzate le condizioni al contorno del worst - case indicate nel capitolo 4. I nuovi valori, alla luce delle considerazioni appena fatte, sono stati riportati nella seguente tabella:

ID Shadow	RICETTORI	WAST-CASE	REAL-CASE	Percentuale riferita alle ore diurne annuali – WAST CASE	Percentuale riferita alle ore diurne annuali – REAL CASE
		OMBREGGIAMENTO [h/yr]	OMBREGGIAMENTO [h/yr]	%	%
3	R06	51,8	28	1,2%	0,6%
4	R09	57,5	31	1,3%	0,7%
5	R10	88,2	48	2,0%	1,1%
9	R15	30,6	17	0,7%	0,4%
12	R19	23,7	13	0,5%	0,3%
13	R20	60,9	33	1,4%	0,8%
16	R24	142,4	77	3,3%	1,8%
17	R25	46,9	25	1,1%	0,6%
19	R29	143,7	78	3,3%	1,8%
21	R61	35,9	19	0,8%	0,4%
23	R63	40,7	22	0,9%	0,5%

Tabella 6-Ore di ombreggiamento e percentuali rispetto a 4380 h/anno giornaliere

 DMA LUCERA SRL Largo Augusto n.3 20122 Milano pec:dmalucera@legalmail.it	STUDIO EVOLUZIONE DELLE OMBRE – SHADOW FLICKERING		Cod. AS252-SIA07-R
	Data 10/01/2022	Rev. 00	

7 CONCLUSIONI

Il lavoro è stato svolto in due distinte fasi, di cui la prima tramite software idonei al calcolo dell'effetto di shadow-flickering il quale ha portato alla luce che 10 ricettori su 25 sono esterni al cono d'ombra e che solo 11 ricettori sono interessati dal fenomeno. La seconda fase di studio, ha cercato in modo empirico di avvicinarsi ad un caso reale con condizioni al contorno identiche (come ad esempio considerare qualsiasi edificio trasparente, dato da non sottovalutare), considerando in aggiunta il solo fattore nuvolosità. Tale studio ha portato ad una drastica diminuzione del monte ore/annuo, che nel peggiore dei casi porterebbe mediamente un effetto giornaliero da 1,33 h/gg a 0.72 h/gg.

Si aggiunge che nel presente studio non è stato considerato l'ombreggiamento dato dalle alberature presenti nei cortili dei fabbricati. Queste ulteriori ipotesi potrebbero addirittura eliminare completamente alcuni edifici tra la lista dei ricettori se gli stessi fossero dotate di finestre più piccole rispetto a quelle ipotizzate sulle pareti di Ovest ed Est (massimo allungamento delle curva di ombreggiamento), o fossero già ombreggiati naturalmente.

In ogni caso, la Società si impegna, se dovessero nascere delle precise e puntuali criticità, a mitigare l'effetto stroboscopico presso il recettore, intervenendo con piantumazioni di alberi schermanti e/o attraverso l'installazione di pensiline in prossimità delle aperture finestrate più esposte.

ALLEGATO: Analisi Shadow flickering con layout dei ricettori - Parco eolico Castelfranco in Miscano

