



Progetto per la realizzazione impianto per la produzione di energia elettrica da **fonte eolica**, ai sensi del Dlgs n. 387 del 2003, composto da n° 7 aerogeneratori, per una potenza di 39,2 MW, sito nel comune di **Castelpagano (BN)**



REGIONE
CAMPANIA



COMUNE DI
CASTELPAGANO



COMUNE DI
CIRCELLO



COMUNE DI
COLLE SANNITA



COMUNE DI
MORCONE

PROPONENTE

**Cogein
Energy**

Cogein Energy S.r.l.

Via Diocleziano, 107 - 80125 Napoli
Tel. 081.19566613 - Fax. 081.7618640

www.newgreen.it

compinvestimenti@libero.it

cogeinenergy@pec.it

ELABORATO

ELAB-7

STUDIO SUGLI EFFETTI DI SHADOW
FLICKERING

SCALA

REVISIONE

0

DATA

01/2021

PROGETTAZIONE

Ing. Giuseppe De Masi

REDATTO

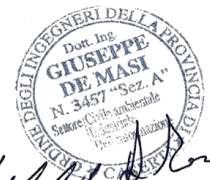
Dott. Rino Castaldo

VERIFICATO

Ing. Federica Mallozzi

APPROVATO

Ing. Giuseppe De Masi



Shadow flickering

Indice

1	<i>Introduzione allo shadow flickering</i>	2
2	<i>Principali parametri richiesti per il calcolo dello shadow flickering e software utilizzati</i>	4
3	<i>Aspetti normativi per il calcolo dello Shadow Flickering</i>	5
4	<i>Modello calcolo degli effetti di Shadow Flickering del parco eolico</i>	6
5	<i>Individuazione dei recettori sensibili</i>	8
6	<i>Risultati delle elaborazioni e conclusioni</i>	11

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 (Verkuijlen and Westra, 1984). A tal proposito è utile sottolineare, che i più recenti aerogeneratori tripala operano con un velocità di rotazione inferiore ai 25giri al minuto (rpm), corrispondente ad una frequenza di passaggio di passaggio delle pale sulla verticale inferiore a 1.7 Hz, quindi minore della frequenza critica dei 2.5Hz.

Nella fattispecie gli aerogeneratori utilizzati raggiungono una velocità di rotazione massima di 14rpm 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 sia posizionato dietro la torre.

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 caso di effetti prolungati nel tempo, di fermare le turbine durante questi momenti.

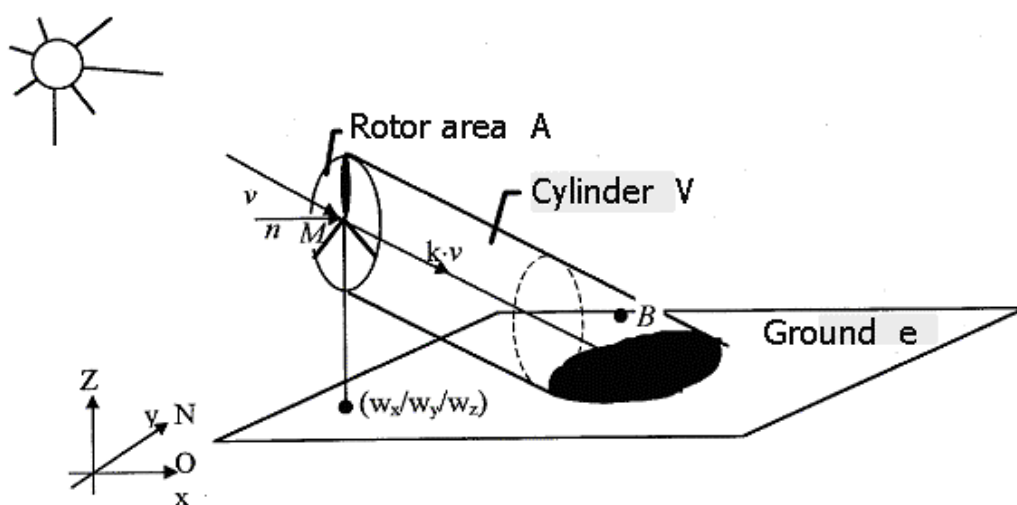


Figura 1 - Formazione dell'ombra sul terreno

La figura successiva riporta l'evoluzione annuale dell'ombra di una turbina considerando il caso peggiore di pale 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 dal pilone 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.

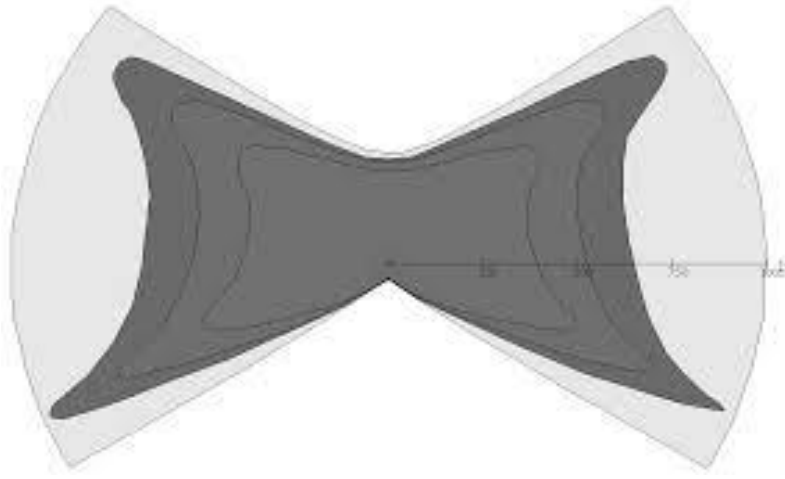


Figura 2 - Evoluzione annuale tipo dell'ombra di una pala

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 sono molteplici, sviluppati da diversi sviluppatori.

Per questo studio viene considerato il software WindFarmer di Garrad Hassan and Partners Ltd. Questo software, tramite il modulo “*intermittenza dell'ombra*”, consente di creare mappe per l'intermittenza dell'ombra e di analizzare l'intermittenza in punti specifici (recettori) attraverso la generazione di isolinee. Inoltre il software genera un *calendario* per ogni specifico recettore, il quale indica l'esatto giorno e l'ora in cui il recettore sarà interessato dall'ombreggiamento.

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 in prossimità delle 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, **il rotore** assimilato 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 una centrale eolica nel Comune di Castelpagano 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. Le linee guida Regionali che regolano l'inserimento degli impianti eolici nel territorio della Regione Campania richiedono di presentare come elaborato tecnico 'Effetti di Shadow Flickering' senza però precisare i parametri indispensabili per il calcolo dello stesso, né i limiti definiti come ore/anno di ombreggiamento per singolo recettore.

Se ci riferissimo all'Europa, ad oggi, solo la Germania ha emesso dettagliate linee guida contenenti limiti e condizioni per il calcolo dell'impatto derivante dallo Shadow Flickering.

Le linee guida Tedesche fissano i parametri per il calcolo dell'ombreggiamento, come di seguito riportati:

- L'angolo minimo del sole rispetto all'orizzonte da cui calcolare l'ombreggiamento deve essere almeno 3°
- La percentuale di copertura del sole dalla pala deve essere almeno del 20%

Inoltre vengono definiti, anche i valori limite espressi in ore/anno di ombreggiamento presso un recettore prossimo ad una centrale eolica:

- Massimo 30 ore/annue di massima ombra astronomica (caso peggiore)
- Massimo 30 min/giorno di massima ombra astronomica (caso peggiore)
- Se è utilizzata una regolazione automatica sono previste come impatto d'ombra massimo 8 ore/annue

Pertanto, anche nel caso del calcolo in esame, 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

Sulla base di quanto descritto, si evidenzia la carenza della Normativa Italiana e, nel caso in esame, di quella Campana, per la definizione dei parametri necessari al calcolo dell'ombreggiamento.

Pertanto, per lo studio dell'effetto di ombreggiamento del parco eolico di Castelpagano, si utilizzeranno i parametri definiti dal metodo di calcolo tedesco, che oltretutto, come spiegato in dettaglio successivamente, risultano essere tra i più restrittivi che si possano considerare.

In ogni caso può considerarsi pienamente accettabile come valore limite di ore/anno di ombreggiamento, un valore massimo di 50 ore di ombreggiamento presso un singolo ricettore, tale da non arrecare nessun disturbo.

4 Modello calcolo degli effetti di Shadow Flickering del parco eolico

La presente relazione è stata redatta con lo scopo di analizzare l'effetto flickering indotto dagli aerogeneratori sui singoli recettori, rappresentati dai nuclei abitativi o dalle singole abitazioni.

Il calcolo degli effetti di shadow flickering per il parco eolico, è stato condotto grazie all'utilizzo del software WindFarmer di Garrad Hassan. Il modulo che ha permesso il calcolo è "Intermittenza dell'ombra".

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 i seguenti:

1. Angolo minimo del sole rispetto all'orizzonte da cui calcolare l'ombreggiamento pari a 3°
2. Distanza limite fino a cui calcolare l'ombreggiamento dalla turbina uguale a 1000m.

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. Modello DTM del terreno
7. Modello delle turbine

In relazione al punto 1 il valore di 3° è stato desunto da bibliografia e risulta anche essere il parametro di default impostato dal software, nonché il dato imposto dalla normativa Tedesca. Si usa in genere questo valore poiché per angoli inferiori la luce, dovendo attraversare uno strato di atmosfera maggiore, 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 1000m è stata fatta prendendo spunto dalle Linee guida Tedesche, che come da bibliografia, riportano che ad una distanza massima di 2 Km, in piano, gli effetti dell'ombreggiamento risultano trascurabili. Altre fonti citano che l'ombreggiamento dovrebbe diventare non percepibile a distanze prossime ai 10 rotori di diametro circa quindi 1000 metri. Questa scelta arbitraria è stata fatta sulla base del fatto che non è ancora stabilito dalla normativa qual è la distanza massima dalla turbina a cui si risente ancora dell'ombreggiamento. La scelta di considerare 1 Km in questo calcolo è stata fatta in relazione alla elevata complessità della morfologia del territorio del sito in esame e alla diversa altitudine delle turbine rispetto ai recettori sensibili. In relazione al punto 3 il valore assunto, anch'esso, è stato dedotto dalle Linee guida Tedesche e risulta anche essere il parametro di default settato dal software, e risulta essere un valore restrittivo ai fini del calcolo.

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	3,7	114	720	15,80
Febbraio	3,5	98	720	13,60
Marzo	4,5	139	720	19,30
Aprile	5,7	171	720	23,75
Maggio	6,7	201	720	27,90
Giugno	7,9	237	720	32,90
Luglio	8,9	276	720	38,30
Agosto	8,4	260	720	36,11
Settembre	7,1	213	720	29,58
Ottobre	5,2	161	720	22,36
Novembre	4,2	126	720	17,50
Dicembre	3,5	108	720	15,00

Tabella 1 - Ore di soleggiamento mensile zona di Pescopagano

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:

- 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 peggiorativo, denominato "**worst case**", in cui la situazione reale risulterà ben al di sotto dei risultati ottenuti.

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 rurali definiti come tali dalle visure catastali. In particolare, sono stati considerati tutti gli edifici rientranti nella distanza di 1000 mt da ogni aerogeneratore e tutti quelli classificati alle categorie catastali da A1 a A10 e quelle classificate come B1-B2-B5-D4-D10.

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

RICETTORE	EST WGS84	NORD WGS84
1	487399	4585973
2	487428	4586001
3	487561	4586055
4	487541	4585959
5	487699	4585949

RICETTORE	EST WGS84	NORD WGS84
6	487804	4585949
7	487888	4585868
8	487938	4585844
9	487983	4585836
10	488133	4585759
11	488132	4585858
12	488463	4585733
13	488429	4585634
14	488424	4585655
15	488424	4585693
16	488178	4585181
17	488633	4585146
18	488481	4584669
19	488476	4584623
20	488454	4584618
21	488377	4584582
22	488408	4584526
23	488342	4584495
24	488107	4585017
25	487362	4584290
26	487361	4584244
27	487336	4584304
28	487507	4585559
29	487029	4585498
30	487014	4585464
31	486942	4584380
32	486980	4584359
33	486945	4584319
34	486709	4584397
35	486387	4584511
36	486371	4584545
37	486303	4584556
38	486279	4584571
39	486322	4584573
40	486282	4584790
41	486287	4584802
42	486406	4584817
43	486364	4584832
44	486371	4584880
45	486326	4584881
46	486335	4584923
47	487327	4584099
48	487358	4584029

RICETTORE	EST WGS84	NORD WGS84
49	487321	4583994
50	487291	4583986
51	487316	4583923
52	488357	4583330
53	488483	4582847
54	488456	4582789
55	486688	4583008
56	486600	4583083
57	486577	4583114
58	486618	4583012
59	486582	4582971
60	486621	4582955
61	486680	4582903
62	486679	4582946
63	486458	4582891
64	486487	4582839
65	486506	4582829
66	486507	4582851
67	486184	4582933
68	486163	4582892
69	485736	4583154
70	485737	4583186
71	485655	4583349
72	485652	4583495
73	485665	4583801
74	485756	4583900
75	485710	4583892
76	485756	4583961
77	485803	4584011
78	485861	4583952
79	485873	4583976
80	485851	4583992
81	485882	4584006
82	485834	4584025
83	485959	4584174
84	485969	4584197

Tabella 2 - Tabella riepilogativa dei ricettori sensibili

6 Risultati delle elaborazioni e conclusioni

L'elaborazioni per il calcolo dell'ombreggiamento provocato dalle turbine del parco eolico è stato condotto considerando 84 recettori sensibili posti nell'area circostante il 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 piccolo. 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 generino le ombre, oltre agli input specificati precedentemente, che rendono il caso in oggetto nettamente peggiorativo portano ad un risultato come in tabella

RICETTORE	Worst case INTERMITTENZA OMBRE DI TUTTE LE TURBINE h/yr
1	0
2	0
3	0
4	0
5	0
6	0
7	0
8	0
9	0
10	0
11	0
12	0
13	0
14	0
15	0
16	95
17	0
18	0
19	0
20	0
21	0
22	0
23	0

RICETTORE	Worst case INTERMITTENZA OMBRE DI TUTTE LE TURBINE h/yr
24	147
25	76
26	100
27	73
28	28
29	36
30	36
31	0
32	0
33	0
34	0
35	0
36	0
37	0
38	0
39	0
40	92
41	90
42	127
43	119
44	95
45	77
46	71
47	99
48	110
49	92
50	83
51	96
52	126
53	0
54	0
55	0
56	0
57	0
58	0
59	0
60	0
61	0
62	0
63	0
64	0
65	0

RICETTORE	Worst case INTERMITTENZA OMBRE DI TUTTE LE TURBINE h/yr
66	0
67	0
68	0
69	7
70	21
71	56
72	39
73	31
74	39
75	34
76	38
77	51
78	56
79	62
80	57
81	78
82	65
83	32
84	24

Tabella 3 - Risultati di calcolo dello shadow flickering - worst case

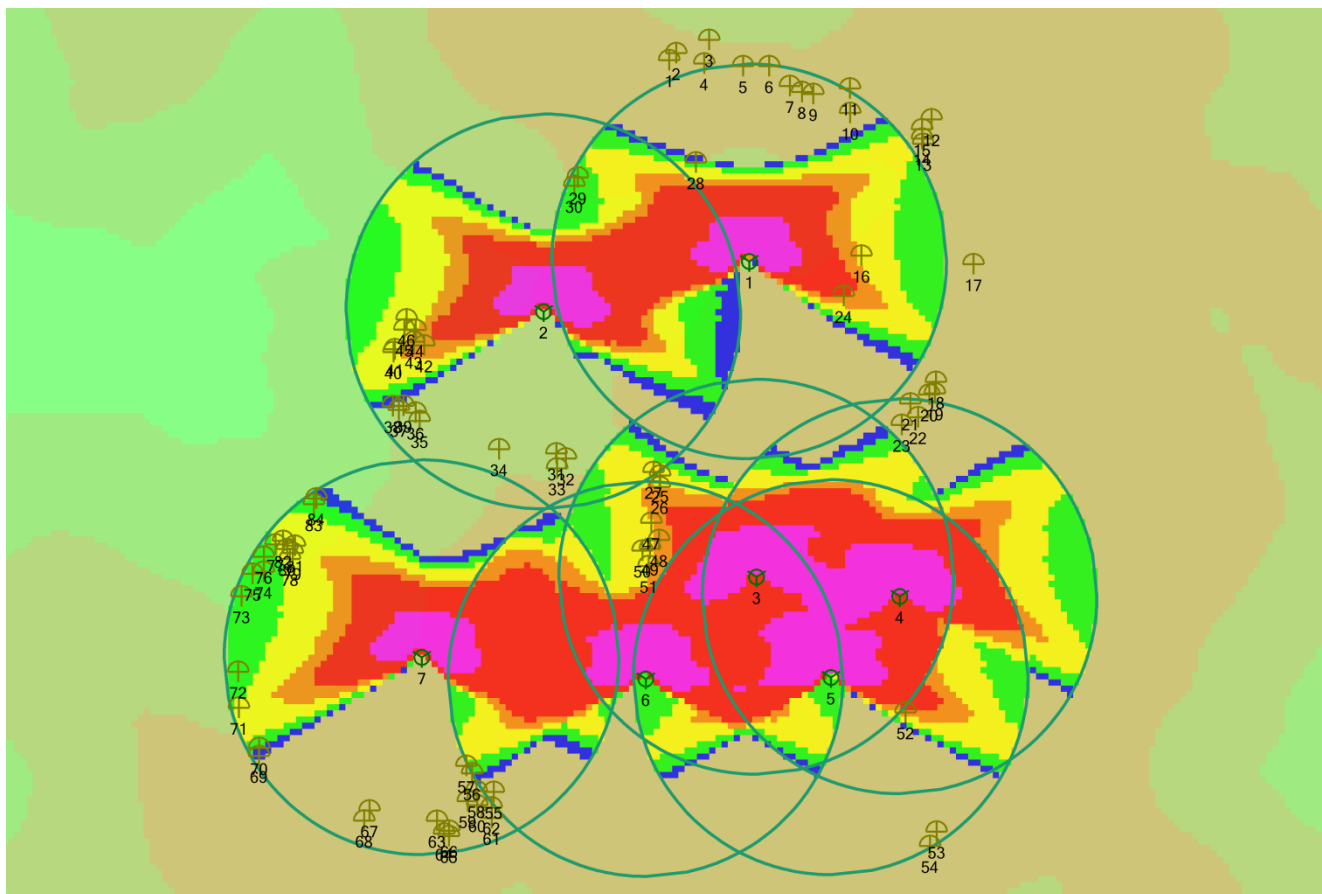




Figura 3 - Evoluzione annuale dell'ombra del campo eolico in progetto

-  - Turbina
-  - Recettore ombra

Mappa d'ombra (ore all'anno):-

-  0 - 0 ore
-  1 - 20 ore
-  21 - 50 ore
-  51 - 100 ore
-  101 - 150 ore
-  151 - 400 ore
-  401 - 1000 ore

I calcoli effettuati hanno determinato che ben 47 recettori non subiscono alcun effetto di ombreggiamento, come riportato nella tabella sopra. Mentre 12 recettori evidenziano un valore inferiore alle 50h/yr, soltanto 25 recettori presentano nel caso peggiorativo valori al di sopra della soglia stabilita.

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. Tale valore definisce il numero di ore di cielo libero da nubi durante la fase diurna di una giornata.

Per l'area di interesse tale valore corrisponde a circa **2104h/yr** (rispetto alle 4380h/yr considerate nel worst - case). Pertanto i risultati possono, ragionevolmente, essere abbattuti di circa il 48%, pari al complemento ad 1 del rapporto $2104/4380=52\%$; in altri termini rispetto al worst - case la probabilità di occorrenza del fenomeno di shadow flickering si riduce al 48% . Tale valore corrisponde proprio alla probabilità che il disco solare risulti libero da nubi.

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 ogni caso, il calcolo nel real-case, è comunque da considerarsi molto cautelativo in quanto nel calcolo vengono comunque utilizzate le condizioni al contorno del worst - case indicate nel capitolo 4.

RICETTORE	Real case INTERMITTENZA OMBRE DI TUTTE LE TURBINE h/yr
16	46
24	71
25	36
26	48
27	35
28	13
29	17
30	17
40	44
41	43
42	61
43	57
44	46
45	37
46	34
47	48
48	53
49	44
50	40
51	46
52	60
69	3
70	10
71	27
72	19
73	15

RICETTORE	Real case INTERMITTENZA OMBRE DI TUTTE LE TURBINE h/yr
74	19
75	16
76	18
77	24
78	27
79	30
80	27
81	37
82	31
83	15
84	12

Tabella 4 - Risultati di calcolo dello shadow flickering - real case

Alla luce di quanto descritto e dei calcoli effettuati, dei 25 recettori che superavano la soglia delle 50h/yr, soltanto 5 recettori subiscono un valore maggiore di ombreggiamento tale da determinare approfondimenti specifici

Ulteriori indagini potranno essere condotte su ogni singolo ricettore al fine di verificare che non si presentino schermature naturali, quali alberi o costruzioni varie che riducono l'impatto stesso, e che la disposizione delle finestre non sia in corrispondenza del rotore della pala; in tal caso l'impatto potrebbe addirittura annullarsi rispetto all'analisi del real-case.