

TITOLARE DEL DOCUMENTO:

AREN Green S.r.l.

Società soggetta alla direzione e coordinamento di AREN Electric Power S.p.A.

Sede legale e amministrativa: Via dell'Arrigoni n. 308 | 47522 Cesena (FC) | Ph. +39 0547 415245

Iscritta nel Registro delle Imprese della Romagna – Forlì-Cesena e Rimini | REA 326908 | C.F./P.Iva 04032170401

COMUNI DI ACERENZA E OPPIDO LUCANO (PZ)
LOCALITA' "TORRE VOSA"

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI **IMPIANTO EOLICO** **"DONNA MARIANNA"**

REDAZIONE / PROGETTISTA:



AREN Electric Power S.p.A.
Società per Azioni con Unico Socio
Via dell'Arrigoni n. 308 - 47522 Cesena (FC)
Ph. +39 0547 415245 - Fax +39 0547 415274
Web: www.aren-ep.com

TIMBRO E FIRMA PROGETTISTA:



TITOLO ELABORATO:

**RELAZIONE EVOLUZIONE OMBRA – FENOMENO SHADOW
FLICKERING**

CODICE ELABORATO:

DMADT_GENR02500_00

FORMATO:

A4

Nr. EL.:

/

FASE:

**PROGETTO
DEFINITIVO**

REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
00	Prima emissione	30/07/2024	A. Micolucci	A. Micolucci	A. Micolucci
01					
02					
03					
04					

Committente: AREN Green S.r.l. Via Dell'Arrigoni 308 47522 Cesena (FC)	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO NEI COMUNI DI ACERENZA E OPPIDO LUCANO (PZ) DENOMINATO "DONNA MARIANNA"	Nome del file: <p style="text-align: right;">DMADT_GENR02500_00</p>
--	---	---

SOMMARIO

1	PREMESSA	2
2	CENNI SUL FENOMENO DELLO SHADOW FLICKERING	2
3	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	2
4	CALCOLO DELLO SHADOW FLICKERING	3
4.1	CONFIGURAZIONE D'IMPIANTO E UBICAZIONE OPERE DI PROGETTO	3
4.2	METODOLOGIA DI ANALISI	4
4.4	INDIVIDUAZIONE E CLASSIFICAZIONE DEI RECETTORI	11
5	DESCRIZIONE DELLA STIMA DEGLI IMPATTI E REPORT WINDPRO (ALLEGATO A)	14

Committente: AREN Green S.r.l. Via Dell'Arrigoni 308 47522 Cesena (FC)	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO NEI COMUNI DI ACERENZA E OPPIDO LUCANO (PZ) DENOMINATO "DONNA MARIANNA"	Nome del file: <p style="text-align: right;">DMADT_GENR02500_00</p>
--	---	---

1 PREMESSA

Il presente studio ha come scopo la valutazione dell'eventuale impatto generato dal fenomeno dello shadow flickering indotto dalla realizzazione e dal funzionamento dell'impianto eolico in progetto denominato "Donna Marianna", nei comuni di Acerenza e Oppido Lucano (PZ) in località "Torre Vosa" composto da 9 aerogeneratori da 6 MW da installare su di un'area che interessa le località di "Torre Vosa" con opere di connessione ricadenti nei medesimi comuni, commissionato dalla società **AREN Green S.r.l.**

2 CENNI SUL FENOMENO DELLO SHADOW FLICKERING

Le turbine eoliche, come altre strutture fortemente sviluppate in altezza, proiettano un'ombra sulle aree adiacenti in presenza della luce solare diretta. Il cosiddetto fenomeno del "flickering" indica l'effetto di lampeggiamento che si verifica quando le pale del rotore in movimento "tagliano" la luce solare in maniera intermittente. Tale variazione alternata di intensità luminosa, a lungo andare, può provocare fastidio agli occupanti delle abitazioni le cui finestre risultano esposte al fenomeno stesso.

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. Inoltre, i generatori di grande potenza (dal MW in su) raramente superano la velocità di rotazione di 20 giri al minuto, corrispondente a frequenze di passaggio delle pale ampiamente minori di quelle ritenute fastidiose per la maggioranza degli individui.

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

3 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

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

PHEEDRA Srl Servizi di Ingegneria Integrata Via Lago di Nemi, 90 74121 - Taranto (Italy) Tel. +39.099.7722302 - Fax: +39.099.9870285 Email: info@pheedra.it - web: www.pheedra.it	<p style="text-align: center;">RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA</p>	<p style="text-align: right;">Pagina 2 di 26</p>
---	--	--

Committente: AREN Green S.r.l. Via Dell'Arrigoni 308 47522 Cesena (FC)	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO NEI COMUNI DI ACERENZA E OPPIDO LUCANO (PZ) DENOMINATO "DONNA MARIANNA"	Nome del file: <p style="text-align: right;">DMADT_GENR02500_00</p>
--	---	---

una normativa non vigente in Italia, ove non esiste alcun riferimento legislativo che detti delle soglie alle quali attenersi.

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.

4 CALCOLO DELLO SHADOW FLICKERING

4.1 CONFIGURAZIONE D'IMPIANTO E UBICAZIONE OPERE DI PROGETTO

L'impianto sarà costituito, come detto in premessa, da n. 9 aerogeneratori di potenza unitaria 6 MW, per una potenza complessiva dell'impianto di 54 MW e delle relative opere di connessione con la RTN. Il tracciato del cavidotto di collegamento alla Stazione utente attraversa i Comuni di Acerenza e Oppido Lucano (PZ).

L'impianto sarà allacciato all'ampliamento a 36 kV della già esistente Stazione Elettrica Terna, denominata "Oppido Lucano", tramite connessione a 36 kV.

Nella seguente tabella si elencano le posizioni degli aerogeneratori che costituiscono il Progetto, espresse in coordinate WGS 84, fuso UTM 33:

WTG	X	Y
DM01	583742	4515466
DM02	583511	4516007
DM03	584199	4515727
DM04	584121	4516256
DM05	584865	4516556
DM06	585714	4516209
DM07	585337	4515908
DM08	586017	4515607
DM09	586405	4516020

Tabella 1 : Coordinate puntuali turbine d'impianto (WGS 84 UTM 33)

I 9 aerogeneratori si trovano ubicati, al Catasto terreni, ai seguenti Fogli:

WTG	Comune	Foglio
DM01	Oppido Lucano	3
DM02	Acerenza	52
DM03	Acerenza	53
DM04	Acerenza	42
DM05	Acerenza	42
DM06	Acerenza	54
DM07	Acerenza	54
DM08	Acerenza	54
DM09	Acerenza	54

Tabella 2 : Riferimenti catastali turbine d'impianto

Committente: AREN Green S.r.l. Via Dell'Arrigoni 308 47522 Cesena (FC)	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO NEI COMUNI DI ACERENZA E OPPIDO LUCANO (PZ) DENOMINATO "DONNA MARIANNA"	Nome del file: <p style="text-align: right;">DMADT_GENR02500_00</p>
--	---	---

Il posizionamento degli aerogeneratori è stato effettuato tenendo conto, principalmente, delle condizioni di ventosità dell'area. In particolare, si sono raccolti dati sulla direzione, sull'intensità, sulla durata e sulla continuità del vento. Si è poi tenuto conto della natura geologica del terreno, nonché del suo andamento plano-altimetrico.

L'intera area è ad uso generalmente agricolo e di pascolo, con prevalenza di seminativi; sono presenti aree boscate, soprattutto in corrispondenza delle aste torrentizie e qualche sparso insediamento umano.

4.2 METODOLOGIA DI ANALISI

La valutazione tecnica è stata eseguita con l'ausilio di un software di simulazione specifico per la progettazione degli impianti eolici WIND PRO®, costituito da un insieme di moduli di elaborazione orientati alla simulazione di una moltitudine di aspetti che caratterizzano le diverse fasi progettuali. Il modulo SHADOW è quello specifico per la valutazione dell'evoluzione dell'ombra e del flickering. I dati di input sono:

- modello DTM del terreno (fonte: *Project Wizard Elevation Data Grid - SRTM: Shuttle DTM 1 arc-second*) ;
- posizione degli aerogeneratori di progetto, con relativi modelli e caratteristiche dimensionali;
- posizione geografica dei recettori;
- dati meteorologici di una stazione di riferimento per il calcolo del "real case".

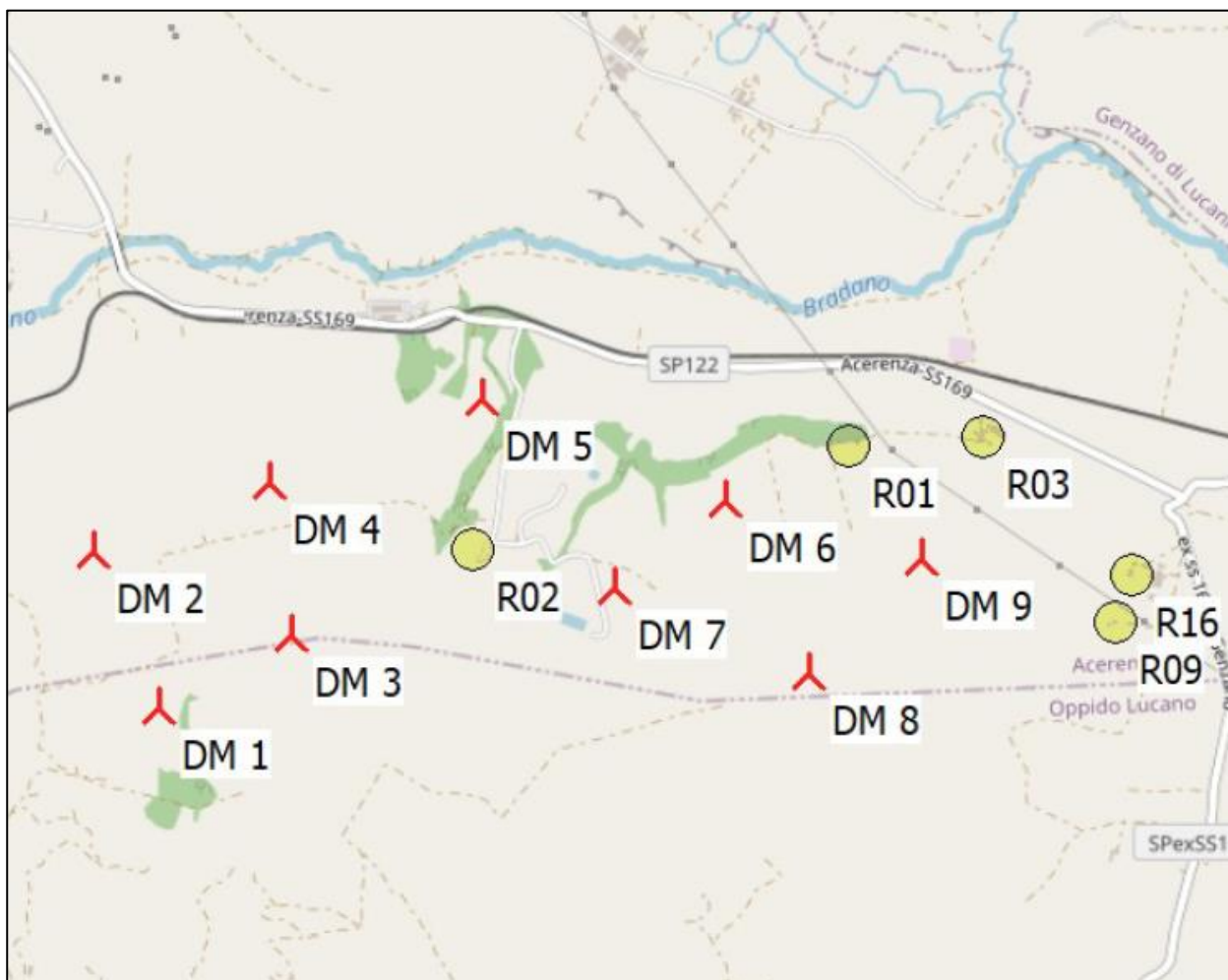


Figura 1 : Disposizione planimetrica degli aerogeneratori di progetto e dei recettori

Nel modello di calcolo dell'ombra utilizzato da windPRO 4.0® (Figura 2) i seguenti parametri definiscono la propagazione dell'ombra dietro il disco del rotore:

- Diametro del Sole, D : 1.390.000 km
- Distanza dal Sole, d : 150.000.000 km
- Angolo di attacco: 0.531 gradi

Teoricamente, ciò comporterebbe un impatto di ombra fino a 4,8 km con un rotore di 45 metri di diametro. In realtà le ombre non raggiungono mai il massimo teorico a causa delle caratteristiche ottiche dell'atmosfera. Quando il sole diventa troppo basso all'orizzonte e la distanza diventa troppo lunga, l'ombra si disperde prima che raggiunga il suolo (o il recettore). Per tale motivo il modulo SHADOW del software WindPRO assume 2 km come valore di default della distanza massima di propagazione dell'ombra.

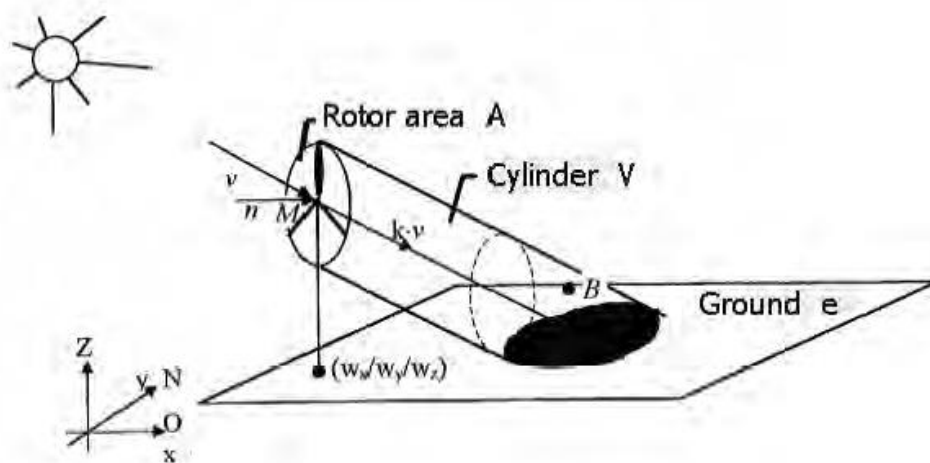


Figura 2 : Schema di calcolo del modulo Shadow

Il modulo SHADOW di WINDPRO®, nella definizione dei recettori permette di definire sia la dimensione della finestra che l'orientazione direzionale e angolare (inclinazione rispetto al piano orizzontale). Per i dettagli sullo studio dei recettori si rimanda al paragrafo 4.3.

Il modulo permette di effettuare il calcolo in due modalità definite rispettivamente "worst case" e "real case".

Il calcolo nella modalità definita "worst case" viene effettuato nelle condizioni più sfavorevoli possibili, in quanto viene assunto che:

- il sole splende per tutta la giornata, dall'alba al tramonto (cioè si è sempre in assenza di copertura nuvolosa);
- il piano di rotazione delle pale è sempre perpendicolare alla direttrice sole-aerogeneratore (ovvero si assume che l'aerogeneratore "insegue" il sole);
- l'aerogeneratore è sempre operativo.

Sulla base di tali assunzioni, si evidenzia come la modalità definita "worst case" sia rappresentativa di una condizione irrealistica, e costituisca lo scenario peggiore possibile.

Il calcolo nella modalità definita "real case", invece, consente di avvicinarsi maggiormente alle condizioni effettive e quindi al reale effetto del disturbo, in quanto permette di tener conto nei calcoli di dati statistici ricavati da una stazione anemometrica sita nella stessa area e di una stazione meteo che fornisce i dati di copertura nuvolosa della zona. In tal modo, viene ricavato un numero di ore di ombreggiamento più realistico poiché, a differenza del caso precedente, si tiene conto della reale presenza del sole e delle

reali ore di funzionamento della turbina nell'arco di un anno anche in funzione della direzione del vento, ovvero vengono considerati tutti i fattori che influiscono sull'orientamento delle turbine rispetto al sole e dunque sull'ombra proiettata sui recettori.

Sulla base di tali assunzioni, si evidenzia come la modalità definita "real case" sia rappresentativa di una condizione di certo più realistica rispetto alla modalità "worst case", ma comunque non ancora pienamente rappresentativa dell'effettivo fenomeno di ombreggiamento che si ottiene nella realtà, in quanto non tiene conto della presenza di eventuali ostacoli fonte di ombra (quali alberi, lampioni ecc) e in quanto soggetto anche alle assunzioni sull'esposizione dei recettori spiegate precedentemente.

Pertanto, nel corso del presente studio, qualsiasi riferimento alla dicitura "real case" dovrà considerarsi semplicemente come indicativo della modalità di calcolo del software, e sulla base delle considerazioni appena esposte, non dovrà intendersi come reale effetto del fenomeno.

Per lo studio relativo all'impianto eolico di progetto, i dati forniti per la stima delle ore di operatività degli aerogeneratori sono stati ottenuti tramite un calcolo sulla base di due dati di ingresso:

- Cut in (velocità del vento minima misurata in m/s a cui la turbina inizia a produrre energia e quindi si muove) : 3 m/s;
- Cut out (soglia massima di velocità del vento, oltre la quale l'impianto si ferma): 25 m/s;
- Tabella del vento ricavata dal tool "Wind Prospecting" di WIND PRO®; tale dato è stato ricavato esattamente nel punto baricentrico dell'impianto (punto 10 della figura 3):

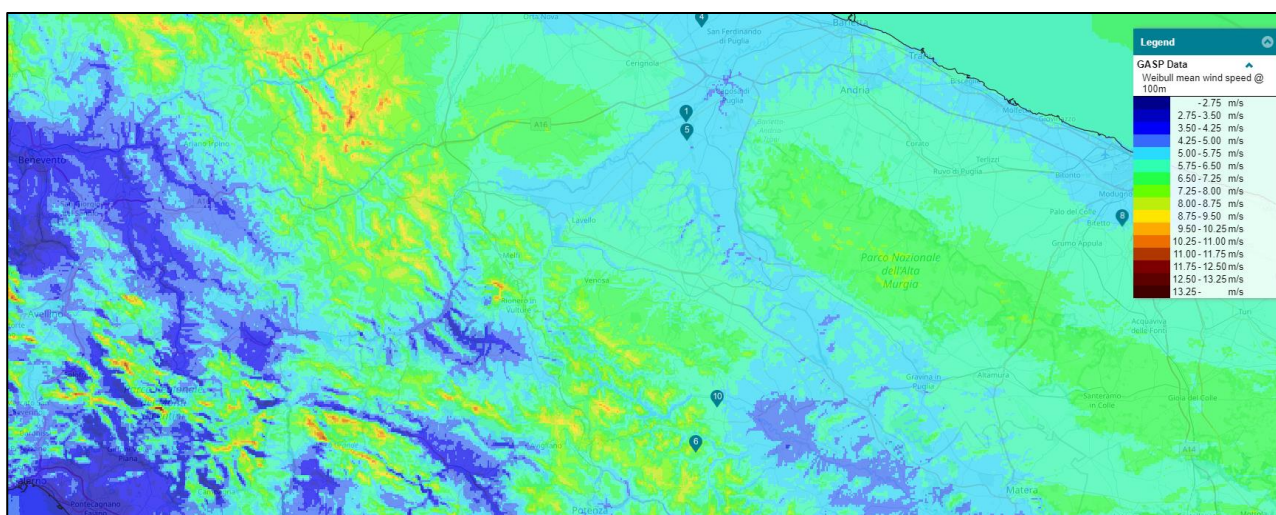


Figura 3 : Estratto mappa del vento dal tool "Wind Prospecting"

In tale punto è stata generata la tabella del vento di seguito mostrata:

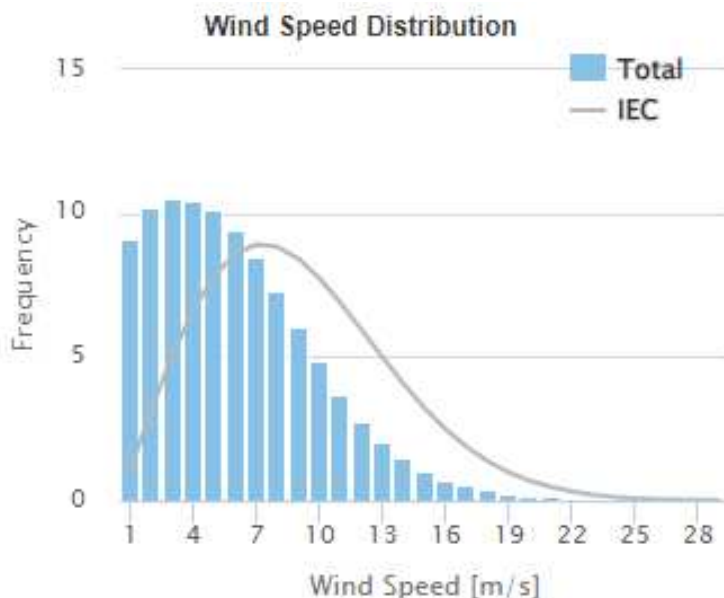


Tabella 3 : Tabella del vento dal tool "Wind Prospecting"

L'obiettivo del calcolo, come detto, è la stima delle ore di operatività degli aerogeneratori ("ore utili"); quindi si è considerato il numero di ore di cui è composto un anno (8760 ore) ed è stato sottratto il numero di ore rispettivamente al di sotto ed al di sopra delle soglie di Cut in e Cut Out. Il risultato ottenuto è stato che gli aerogeneratori saranno in movimento per 7.074 ore all'anno, pari a circa il 81 % del totale numero di ore.

Per l'indicazione, invece, della reale presenza del sole nel corso di un anno è stata considerata la stazione meteorologica di Amendola posta a 86 km di distanza dall'impianto (Figura 4):

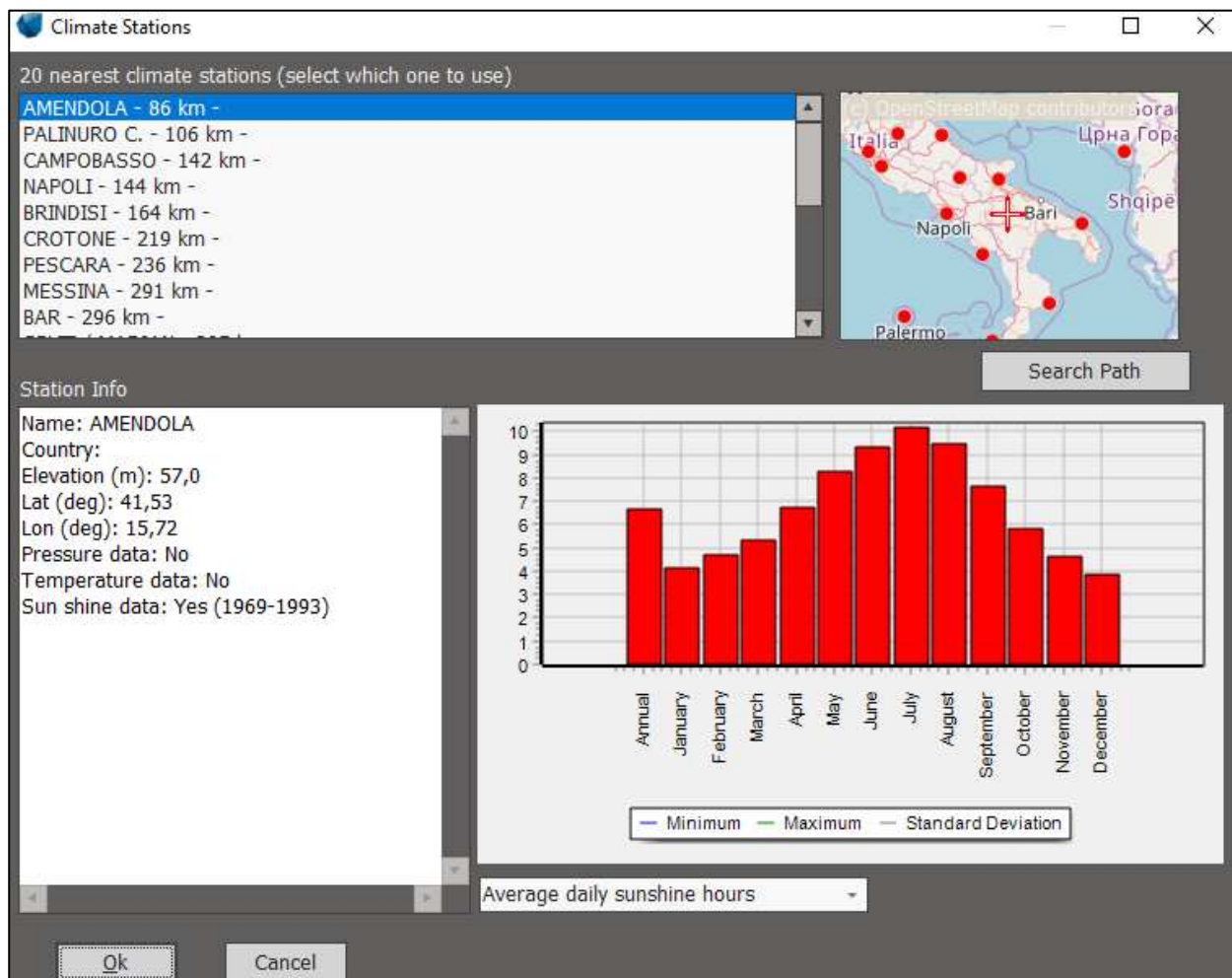


Figura 4 : Caratteristiche della stazione meteorologica di riferimento per i valori di probabilità di soleggiamento mensile per il calcolo "real case"

L'ultima sezione di WINPRO dedicata all'inserimento dei dati della simulazione, prevede la suddivisione del valore delle reali ore di movimento delle pale nei vari settori angolari di vento.

Come detto, l'analisi del vento per sezioni è stata ricavata dalla tabella di "Wind Prospecting":

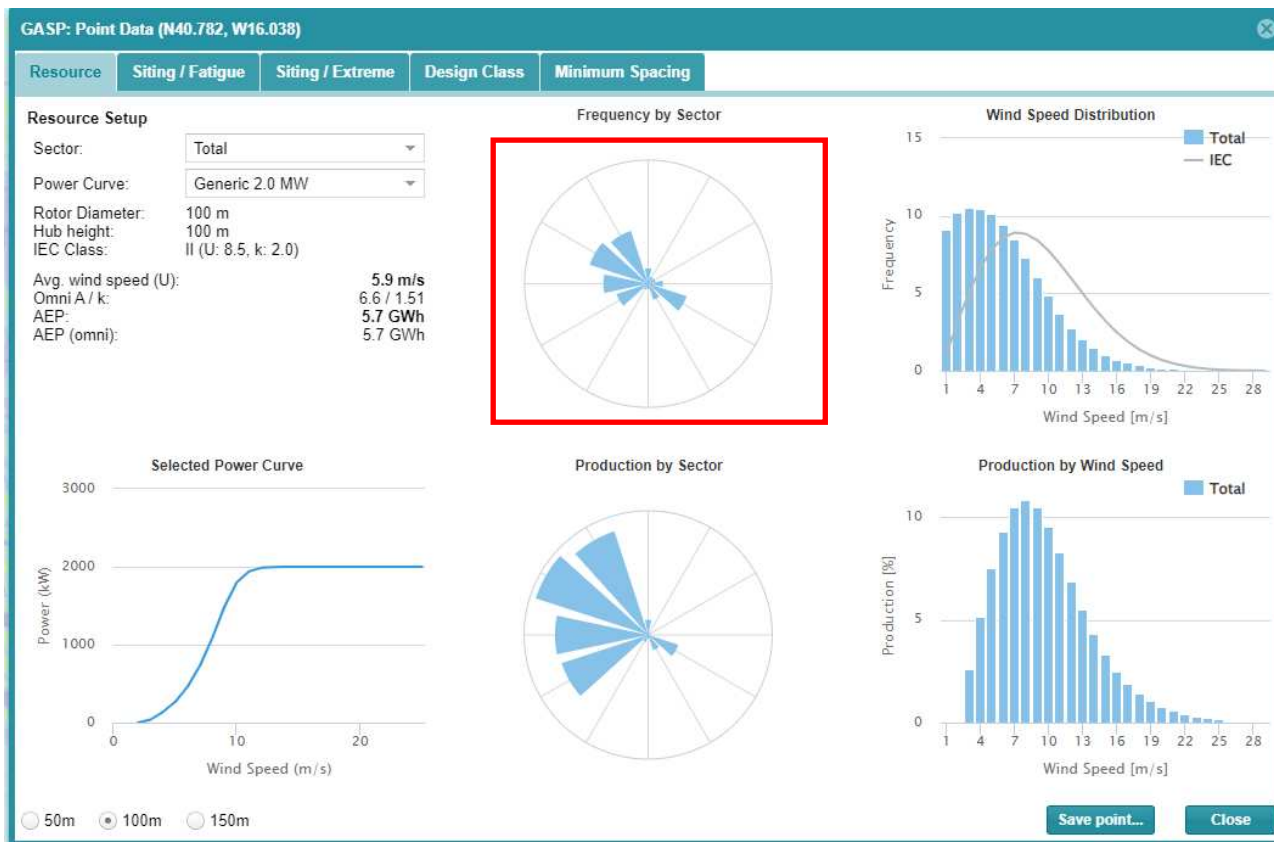


Figura 5 : Frequenza del vento per settore dal tool "Wind Prospecting"

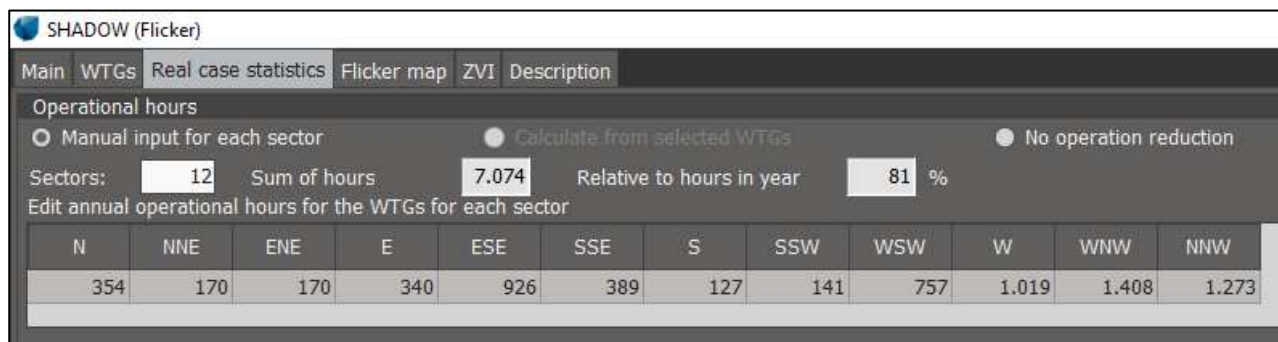
Incrociando quindi i dati delle ore utili alla frequenza del vento per settore, è stata redatta la seguente tabella:

Committente: AREN Green S.r.l. Via Dell'Arrigoni 308 47522 Cesena (FC)	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO NEI COMUNI DI ACERENZA E OPPIDO LUCANO (PZ) DENOMINATO "DONNA MARIANNA"	Nome del file: <p style="text-align: right;">DMADT_GENR02500_00</p>
--	---	---

SETTORE	FREQUENZA VENTO PER SETTORE	ORE PER SETTORE/ANNO
N	5,0%	354
NNE	2,4%	170
ENE	2,4%	170
E	4,8%	340
ESE	13,1%	927
SSE	5,5%	389
S	1,8%	127
SSW	2,0%	141
WSW	10,7%	757
W	14,4%	1019
WNW	19,9%	1408
NNW	18,0%	1273

Tabella 4 : Calcolo ore utili di funzionamento per settore di vento

Tale calcolo è servito alla compilazione della seguente tabella di WINDPRO:



N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW
354	170	170	340	926	389	127	141	757	1.019	1.408	1.273

Tabella 5 : Tabella WINDPRO compilata con i dati di operatività per settore di vento

4.4 INDIVIDUAZIONE E CLASSIFICAZIONE DEI RECETTORI

Ai fini della previsione degli impatti indotti sulle abitazioni dall'impianto eolico in progetto, sono stati individuati i recettori presenti nei pressi degli aerogeneratori.

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.

Committente: AREN Green S.r.l. Via Dell'Arrigoni 308 47522 Cesena (FC)	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO NEI COMUNI DI ACERENZA E OPPIDO LUCANO (PZ) DENOMINATO "DONNA MARIANNA"	Nome del file: <p style="text-align: right;">DMADT_GENR02500_00</p>
--	---	---

Nella simulazione di WINDPRO è stato considerato il caso più cautelativo impostando i recettori in modalità serra ("green house mode"). Con questa impostazione si ipotizza che tutte le pareti siano vetrate e quindi potenzialmente esposte al fenomeno di ombreggiamento.

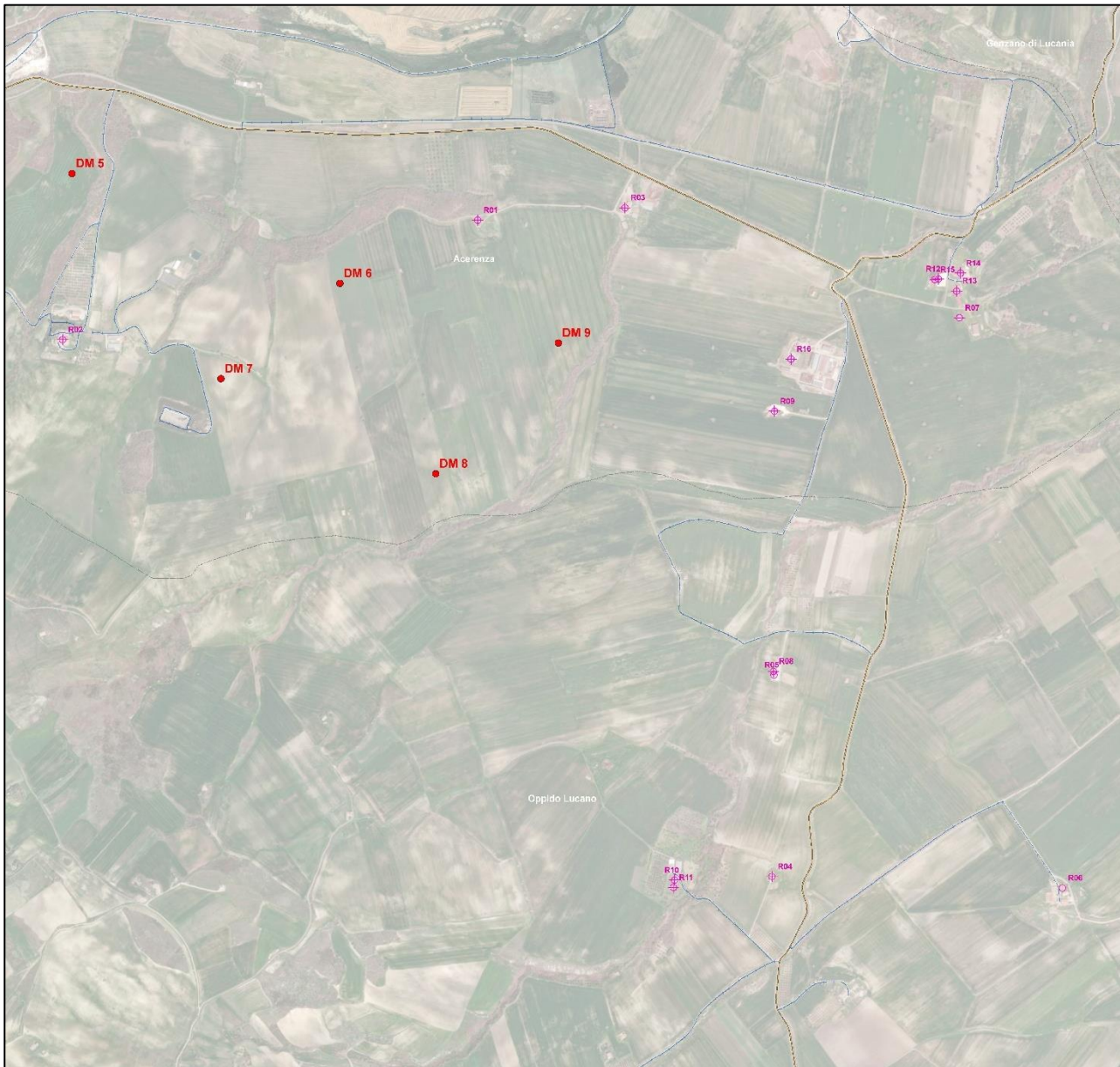
Inoltre, è stata trascurata la presenza di alberi o altri ostacoli che, intercettando le ombre prodotte dagli aerogeneratori, potrebbero ridurre il fenomeno.

Di seguito sono riportati i riferimenti geografici dei fabbricati con classe catastale A (sensibili) riscontrati all'interno dell'intera area di analisi:

ID_REC	X	Y	TIPOLOGIA	USO	STATO	COMUNE	FOGLIO	PARTICELLA	CAT_CATAST
R01	586150,18	4516408,37	generica	residenziale	costruito	Acerenza	54	148	A04
R02	584835,2	4516031,07	edificio tipico - masseria	residenziale	costruito	Acerenza	53	167	A02
R03	586616,51	4516447,66	generica	residenziale	costruito	Acerenza	55	260	A03
R04	587081,87	4514334,91	edificio tipico - masseria	residenziale	costruito	Oppido Lucano	6	484	A03
R05	587088,27	4514972,07	generica	residenziale	costruito	Oppido Lucano	6	469	A03
R06	588001,53	4514298,77	generica	residenziale	costruito	Oppido Lucano	8	330	A02
R07	587675,28	4516099,83	generica	residenziale	costruito	Acerenza	55	245	A02
R08	587086,2	4514983,4	baracca		costruito	Oppido Lucano	6	455	A04
R09	587089,7	4515804,98	generica	residenziale	costruito	Acerenza	55	224	A03
R10	586773,96	4514323,73	generica	residenziale	costruito	Oppido Lucano	6	468	A03
R11	586769,7	4514300,3	generica	residenziale	costruito	Oppido Lucano	6	468	A03
R12	587608,85	4516222,51	generica	residenziale	costruito	Acerenza	55	255	A04
R13	587666,62	4516185,07	generica	residenziale	diruto. rudere	Acerenza	55	305	A03
R14	587678,46	4516241,17	generica	strutture ricettive	costruito	Acerenza	55	215	A02
R15	587597,41	4516220,91	generica	residenziale	costruito	Acerenza	55	255	A04
R16	587142,02	4515969,46	generica	residenziale	costruito	Acerenza	55	297	A04

Tabella 6 : Tabella recettori sensibili

La posizione prevista per gli aerogeneratori e l'indicazione dei recettori sensibili sono mostrati nel seguente estratto di mappa:



Tratto stradale (DBSN-IGM Classe :TR_STR - 010109)

Classifica funzionale

- 01-autostrada
- 02-strada extraurbana principale
- 03-strada extraurbana secondaria
- 04-strada urbana di scorrimento
- 05-strada urbana di quartiere
- 06-strada locale

⊕ Recettori - Classe accatastamento : A

Interventi in progetto

- Areogeneratore in progetto

Figura 6 : Estratto di mappa con indicazione dei recettori sensibili

Committente: AREN Green S.r.l. Via Dell'Arrigoni 308 47522 Cesena (FC)	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO NEI COMUNI DI ACERENZA E OPPIDO LUCANO (PZ) DENOMINATO "DONNA MARIANNA"	Nome del file: <p style="text-align: right;">DMADT_GENR02500_00</p>
--	---	---

5 DESCRIZIONE DELLA STIMA DEGLI IMPATTI E REPORT WINDPRO (ALLEGATO A)

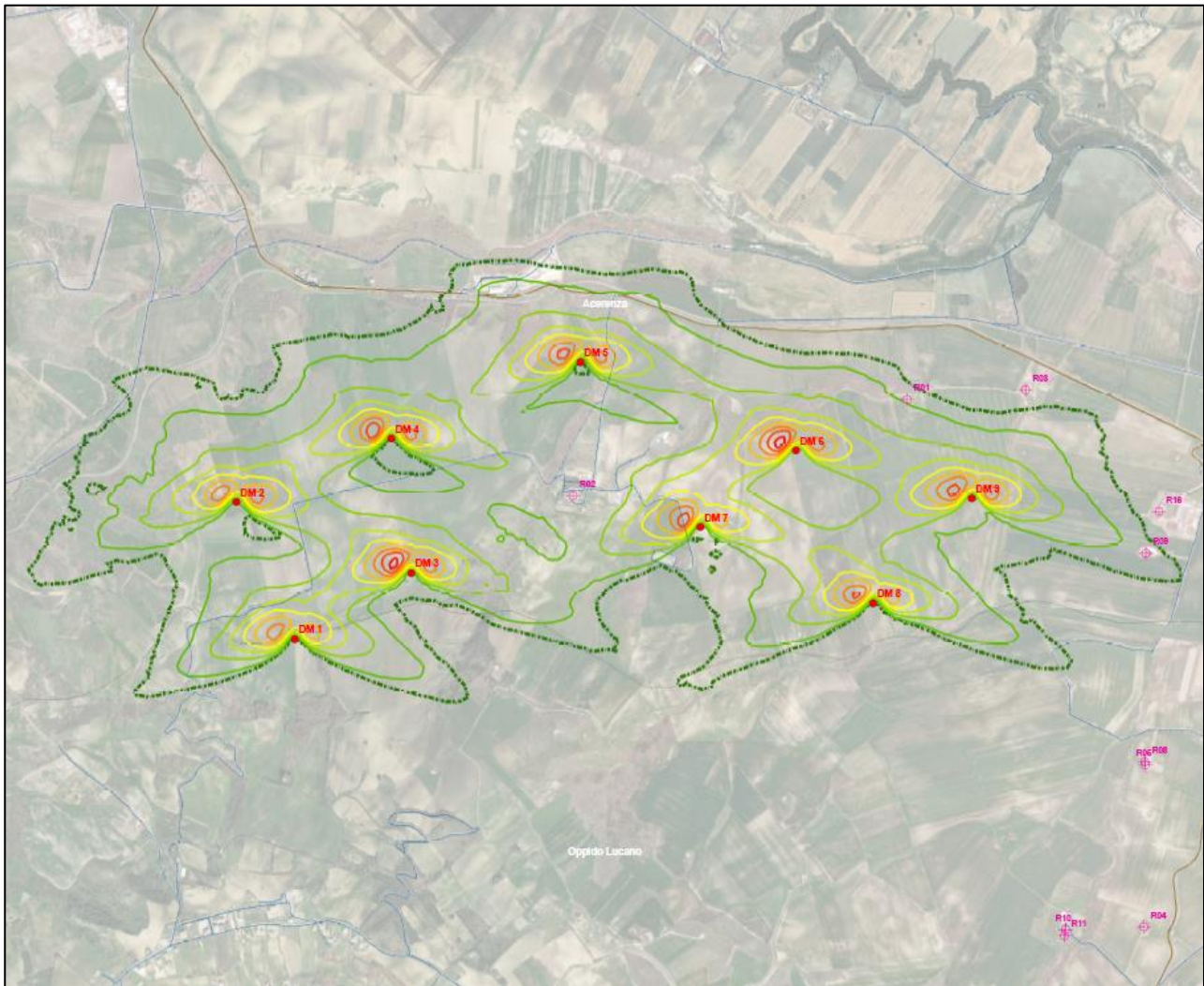
Grazie al Modulo SHADOW di WindPro è stato possibile individuare sia in forma grafica, sia in forma tabellare, l'ombreggiamento generato dagli aerogeneratori di impianto, potendo cogliere le potenziali criticità derivanti dall'installazione dell'impianto sull'area oggetto di indagine.

Le considerazioni che seguono trovano fondamento dal calcolo e dall'esame del caso "Real case", ovvero quello eseguito ponderando lo sfarfallio con le ore stimate di operatività dell'aerogeneratore, le direzioni del vento e l'eliofania rilevata (nel caso in esame, quella constatata dalla stazione di Amendola). Nel mondo reale, infatti, il sole non splende sempre (e di conseguenza non sempre si intercorre nella generazione del fenomeno) e la turbina non sempre è in movimento.

I calcoli effettuati sulla base di tali considerazioni, hanno determinato che 11 recettori sensibili sui 16 presi in esame sono situati al di fuori del cono d'ombra, riportando meno di 30 h/anno di ombreggiamento.

Nei restanti casi va analizzato l'impatto perché tali edifici si trovano in prossimità delle perimetrazioni di 30 h/anno.

Il massimo impatto potenziale può essere visualizzato nella seguente Figura 7 realizzato tramite il software WINDPRO:



- Ombre impianto di progetto**
Ore all'anno (caso statistiche reali)
- 30
 - 50
 - 100
 - 150
 - 200
 - 250
 - 300
 - 350
 - 400

- Tratto stradale (DBSN-IGM Classe :TR_STR - 010109)**
Classifica funzionale
- 01-autostrada
 - 02-strada extraurbana principale
 - 03-strada extraurbana secondaria
 - 04-strada urbana di scorrimento
 - 05-strada urbana di quartiere
 - 06-strada locale

- Interventi in progetto**
- Areogeneratore in progetto

Figura 7 : Mappa shadow flickering "Real case" con indicazione recettori

Committente: AREN Green S.r.l. Via Dell'Arrigoni 308 47522 Cesena (FC)	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO NEI COMUNI DI ACERENZA E OPPIDO LUCANO (PZ) DENOMINATO "DONNA MARIANNA"	Nome del file: <p style="text-align: right;">DMADT_GENR02500_00</p>
--	---	---

La Tabella 6 riporta i risultati dell'effetto di ombreggiamento generato dall'impianto di progetto su ogni recettore identificato, modellati in modalità "green-house", ovvero senza indicare le dimensioni e le orientazioni delle singole finestre, ma considerando il recettore cautelativamente come se tutte le pareti esterne fossero esposte al fenomeno.

Come detto, si sono considerati unicamente i 5 recettori più prossimi alla linea di 30 ore/anno (i restanti 11 edifici sono completamente al di fuori dell'area di impatto scelta).

La tabella è composta dalle seguenti colonne:

- ID RECETTORE : identificativo del recettore;
- Ore all'anno di shadow flickering (ore/anno).

Il limite che si è scelto come riferimento è di 30 ore/anno (in rosso i valori oltre il limite definito nelle linee guida WEA-Schattenwurf-Hinweise). Per il report del calcolo effettuato si rimanda all'allegato A.

ID RECETTORE	Ore all'anno di shadow flickering (ore/anno)	STATO
R01	44:54	costruito
R02	71:48	costruito
R03	17:21	costruito
R09	40:15	costruito
R16	23:28	costruito

Tabella 7 : N° ore all'anno di shadow flickering interferenti con recettori sensibili

I recettori che sono all'interno della fascia di attenzione sono quindi R01, R02 e R9

Un'altra stima utile è quella riportata nella seguente tabella 7 che riporta il numero di ore che colpiscono i recettori per areogeneratore:

ID WTG	N° ore di flickering sui recettori prodotto da ciascun WTG (ore/anno)
DM1	3:58
DM2	3:56
DM3	10:55
DM4	30:09
DM5	5:22
DM6	41:30
DM7	36:16
DM8	12:05
DM9	67:32

Tabella 8 : N° ore di flickering sui recettori prodotto da ciascun WTG (ore/anno)

Tale tabella evidenzia che i contributi alle ombre sono dati principalmente dagli aerogeneratori 4, 6, 7 e 9 ; le altre torri risultano pressoché ininfluenti sui recettori sensibili.

Per quanto riguarda le strade, risulta impattata la SP122, come mostrato nella seguente immagine:

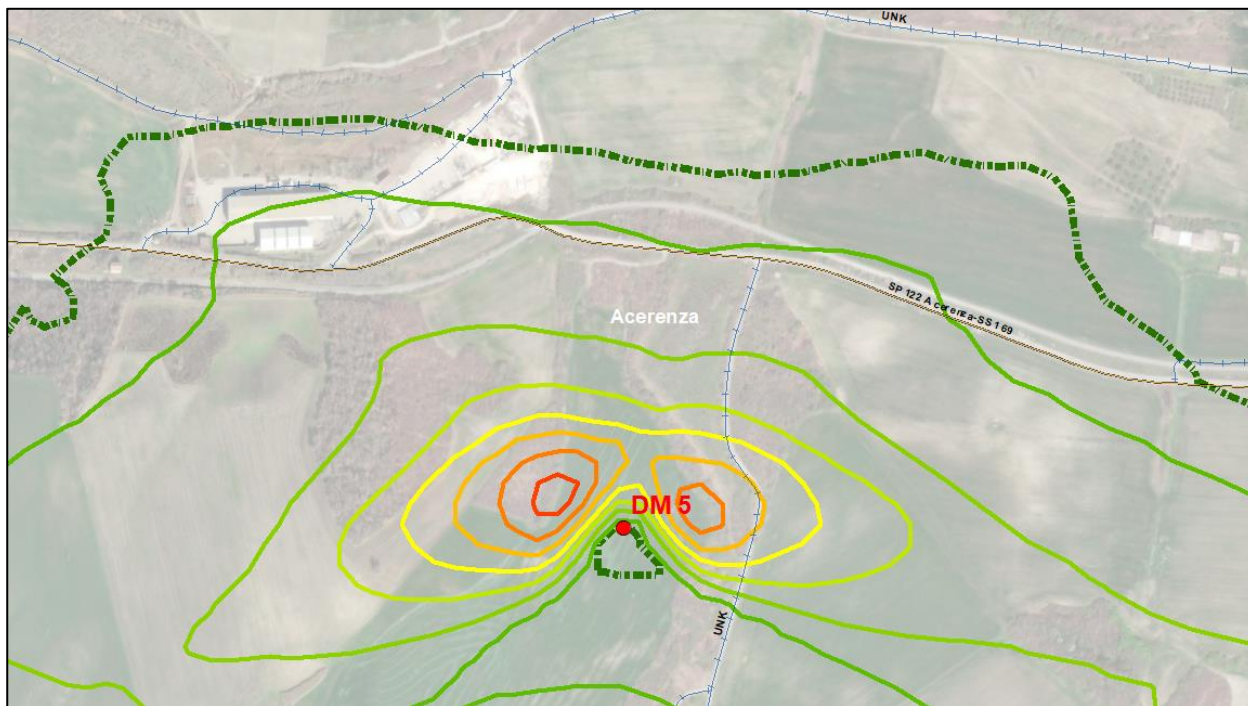


Figura 8 : Grafico ombre su SP122

La distanza minima dalla strada in questione è di circa 270 m (torre DM5).

Come però appare evidente dalla seguente immagine estratte da Google maps (Street view), la SP122 risulta essere di scarsa percorribilità e circondata da vegetazione che rende l'impatto molto attenuato (figure 9):

Committente:
AREN Green S.r.l.
Via Dell'Arrigoni 308
47522 Cesena (FC)

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN
PARCO EOLICO NEI COMUNI DI ACERENZA E
OPPIDO LUCANO (PZ) DENOMINATO "DONNA
MARIANNA"

Nome del file:

DMADT_GENR02500_00



Figure 9 : Street view SP122

Per quanto riguarda gli impatti con i recettori sensibili, si procede all'analisi dettagliata dei recettori R01, R02 e R09 ; R03 e R016 non verranno quindi analizzati poiché al di fuori dell'area di impatto.

Nell'immagine seguente viene mostrato un estratto di mappa del recettore R01 e delle torri maggiormente impattanti (DM6 e DM9):

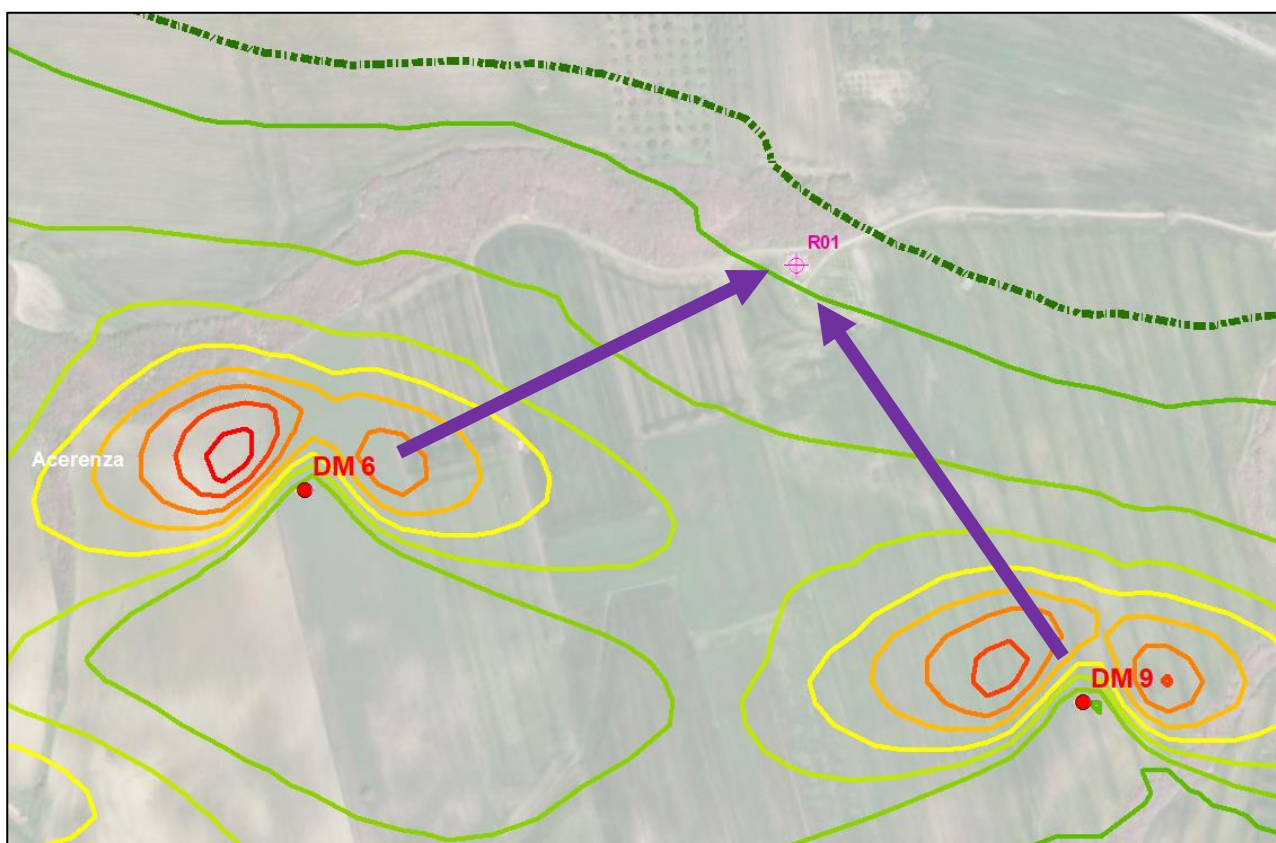


Figura 10 : Estratto di mappa del recettore R01



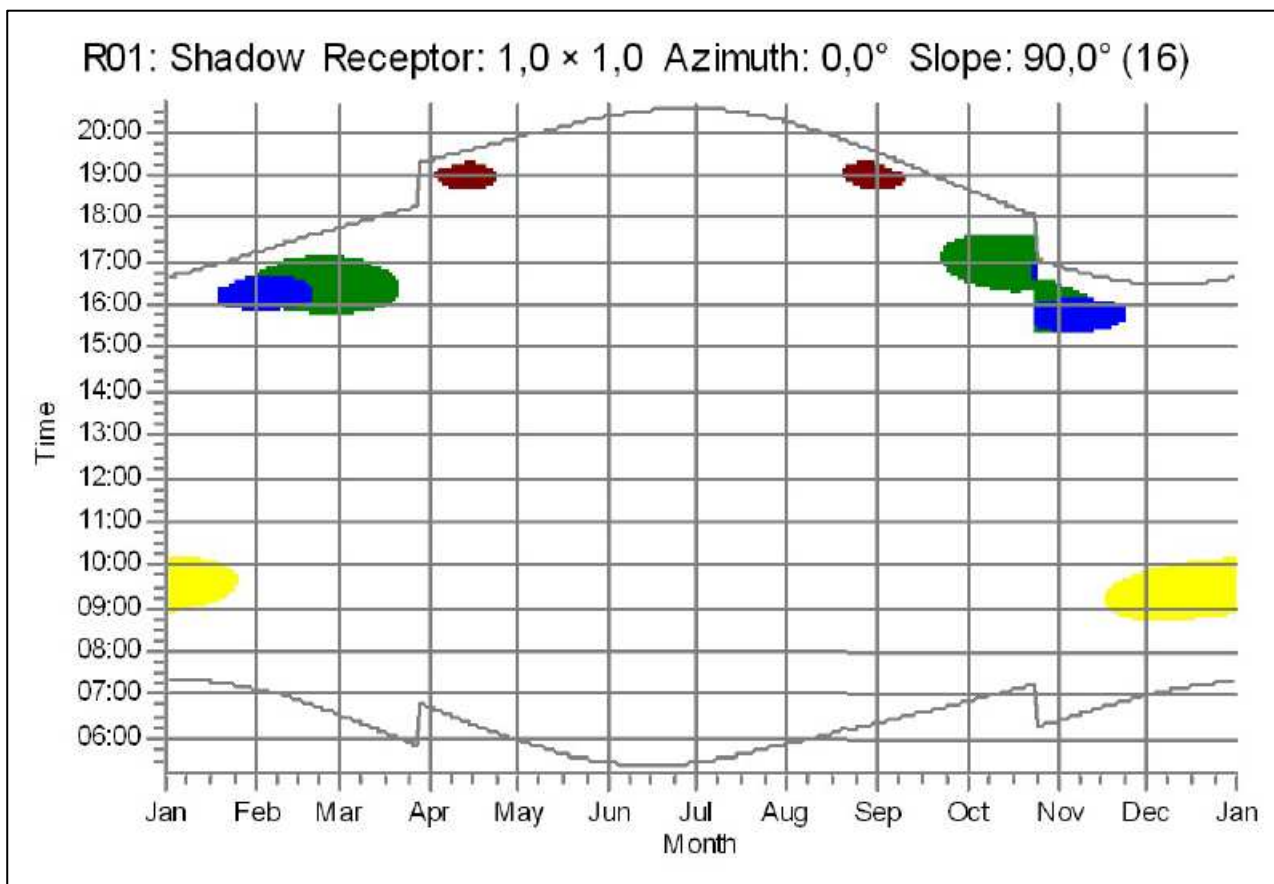
Figura 11 : Estratto di mappa del recettore R01

È utile ricordare che le distanze tra recettore 1 e torri è la seguente:

- R01 – DM6 : 480 m;
- R01 – DM9 : 463 m.

Poiché nella realtà le zone maggiormente impattate ricadono generalmente entro i 300 m di distanza dalle turbine, l'interferenza risulta trascurabile.

Dai grafici realizzati con il software WindPro, si evince di come l'effetto dello shadow flickering (anche se trascurabile, come detto) è una combinazione di contributi delle varie torri; le maggiormente impattanti sono la DM6 e la DM9 :



WTGs










	DM 6: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (9)		DM 3: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (14)
	DM 9: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (10)		DM 8: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (15)
	DM 7: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (11)		DM 5: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (16)
	DM 4: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (12)		DM 1: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (17)
	DM 2: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (13)		

Figura 12 : Grafico ombre su recettore R01

Nell'immagine seguente viene mostrato un estratto di mappa del recettore R02 che subisce gli impatti delle torri 3, 4, 5, 6 e 7:

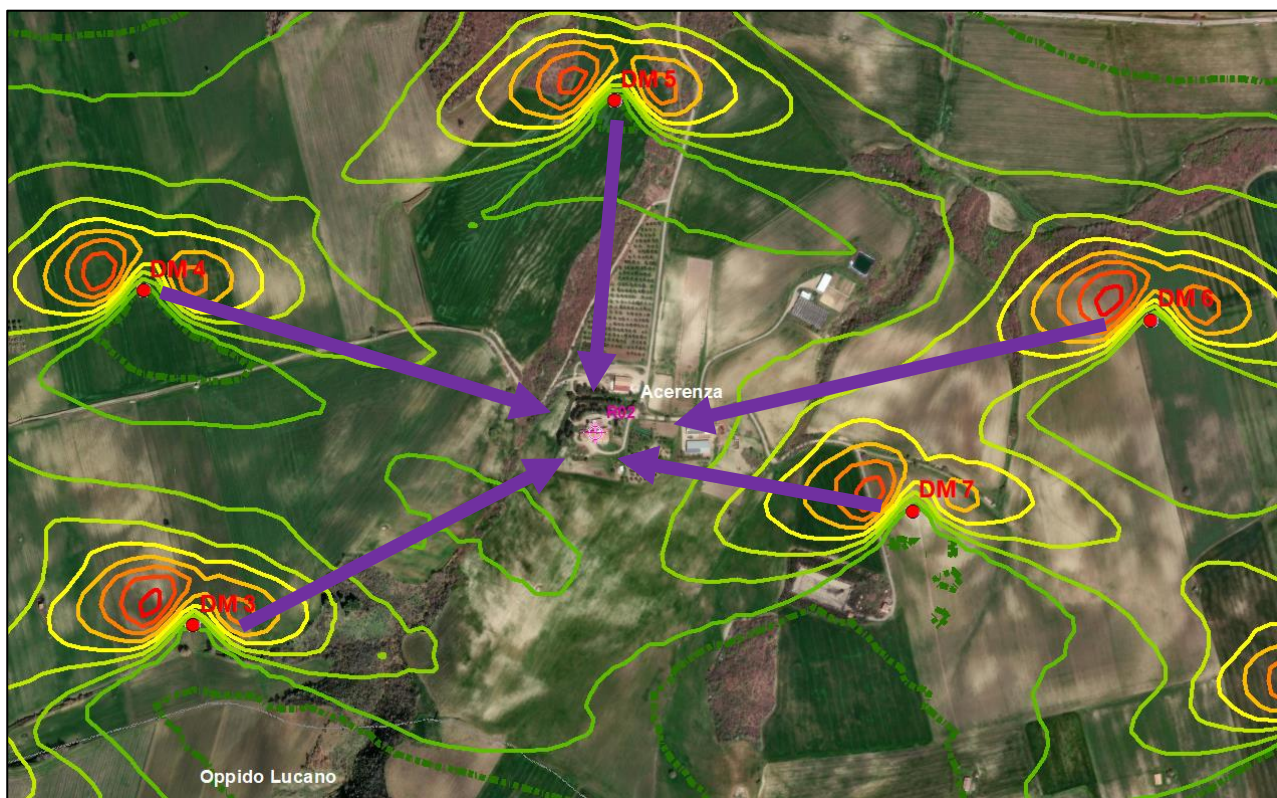


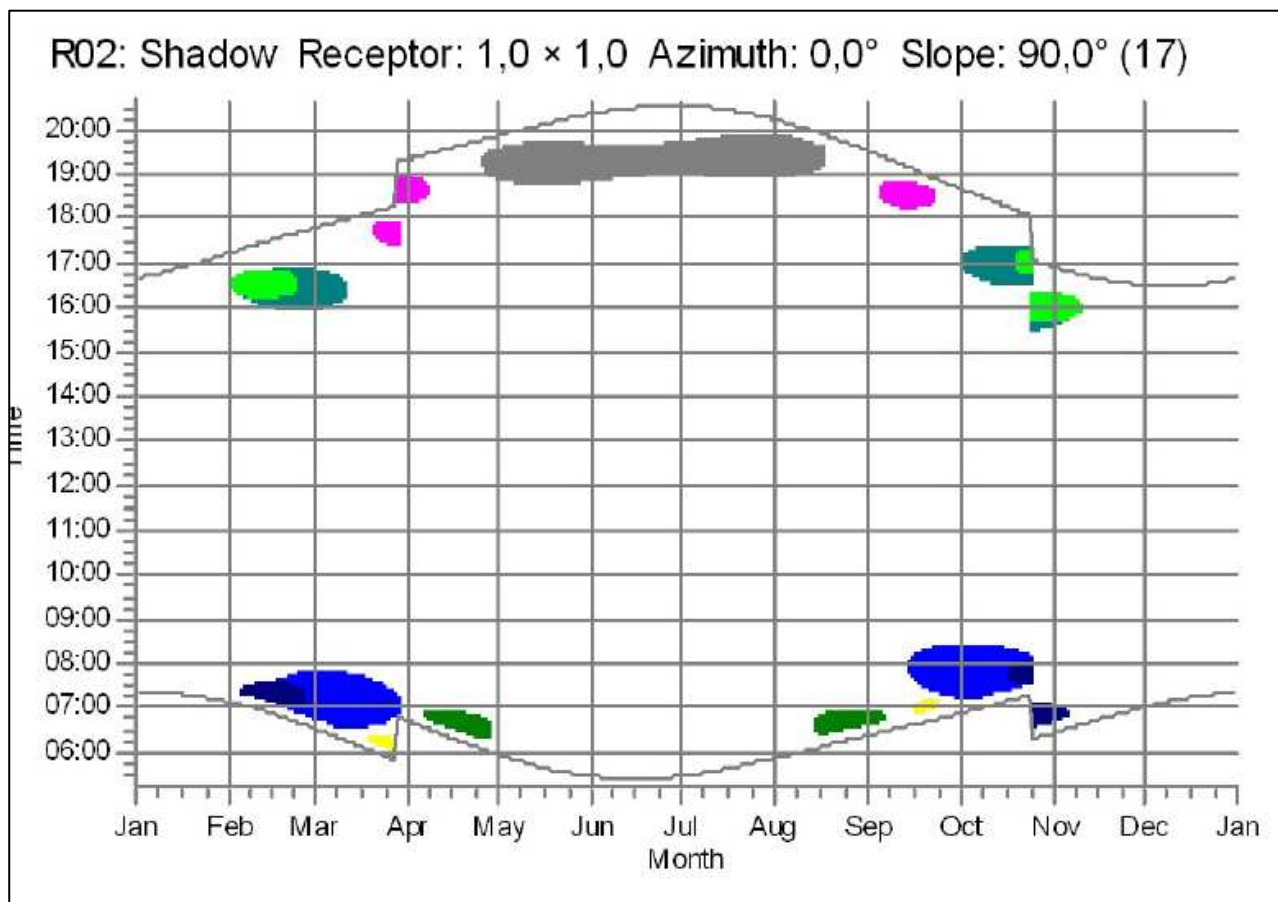
Figura 13 : Estratto di mappa del recettore R02

È utile ricordare che le distanze tra recettore 2 e torri è la seguente:

- R02 – DM3 : 706 m;
- R02 – DM4 : 749 m;
- R02 – DM5 : 520 m;
- R02 – DM6 : 894 m;
- R02 – DM7 : 521 m;

Poiché nella realtà le zone maggiormente impattate ricadono generalmente entro i 300 m di distanza dalle turbine, l'interferenza risulta trascurabile.

Dai grafici realizzati con il software WindPro, si evince di come l'effetto dello shadow flickering (anche se trascurabile, come detto) è una combinazione di contributi delle varie torri; le maggiormente impattanti sono la DM4 e la DM7 :



WTGs










	DM 6: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (9)		DM 3: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (14)
	DM 9: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (10)		DM 8: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (15)
	DM 7: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (11)		DM 5: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (16)
	DM 4: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (12)		DM 1: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (17)
	DM 2: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (13)		

Figura 14 : Grafico ombre su recettore R02

Nell'immagine seguente viene mostrato un estratto di mappa del recettore R09 e della torre maggiormente impattante, ovvero la DM9:

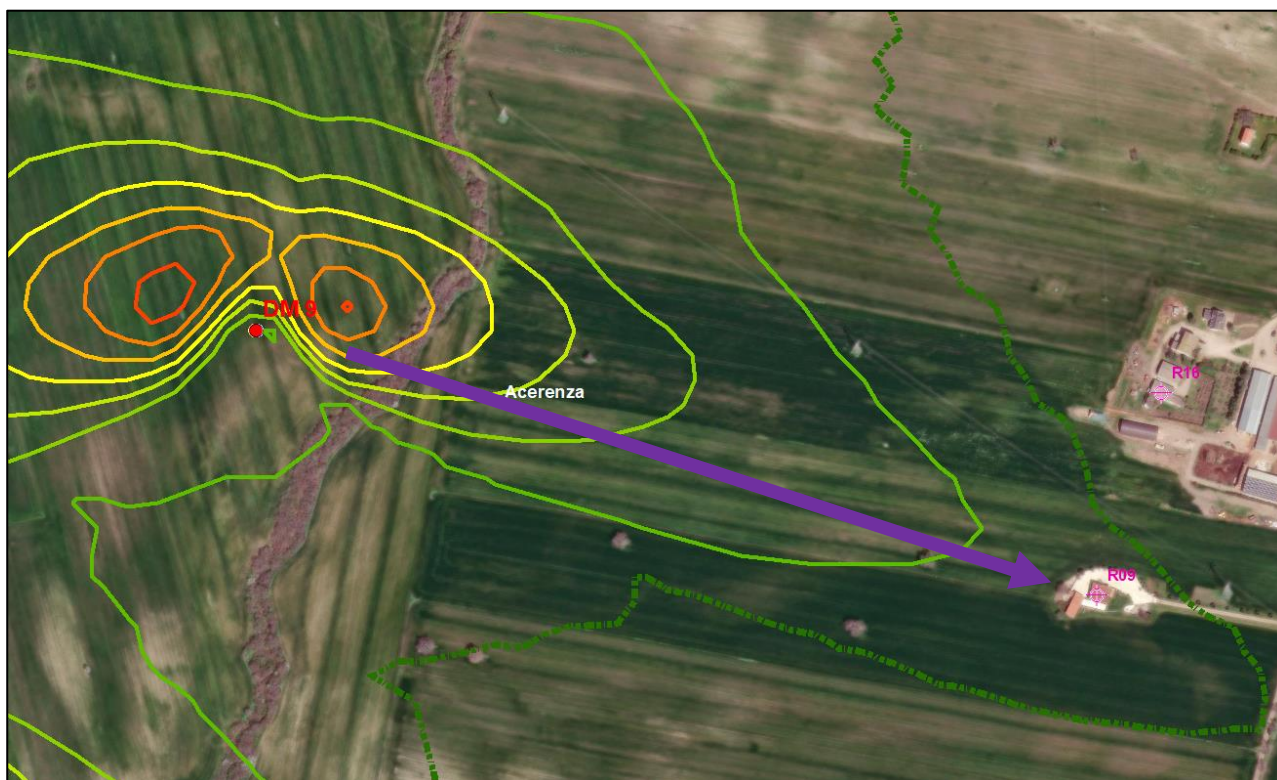
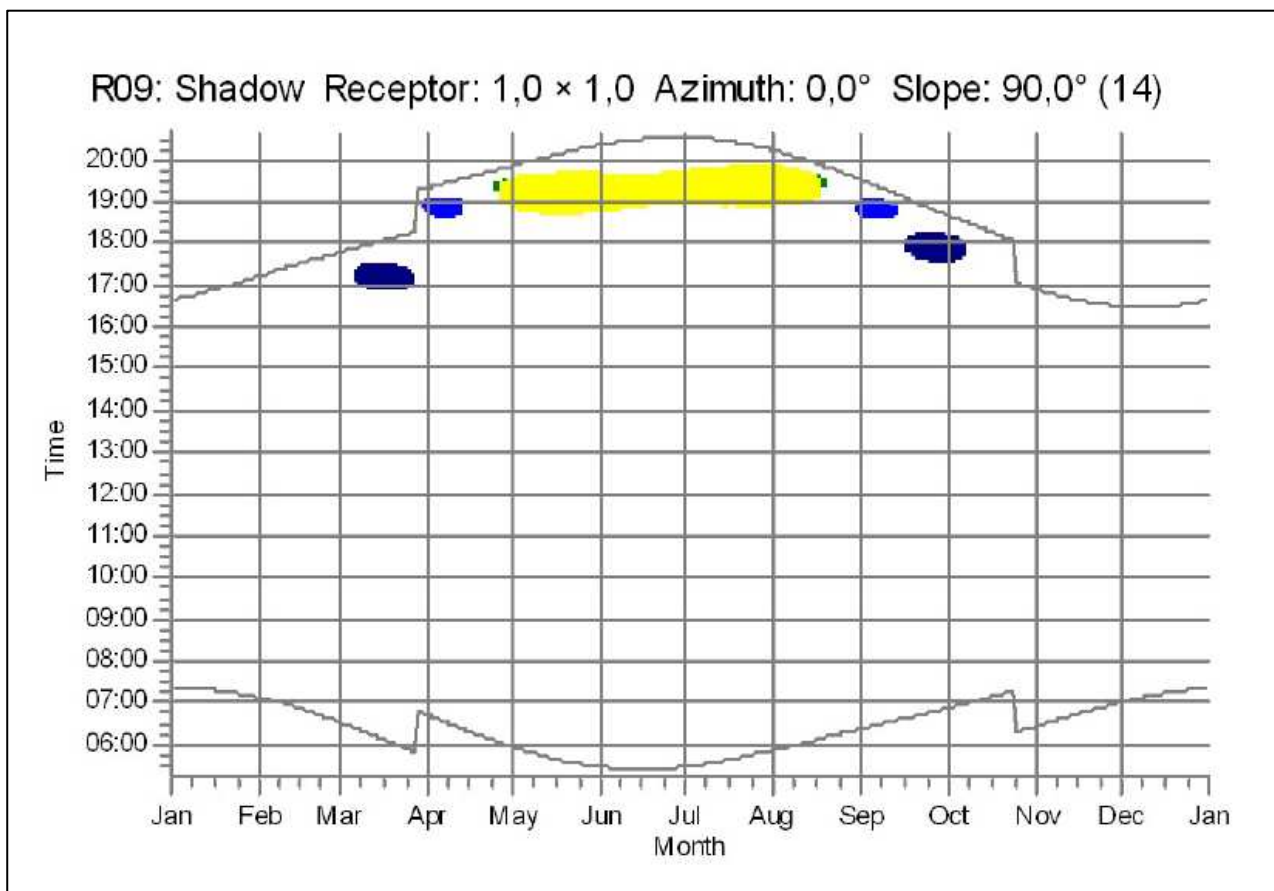


Figura 15 : Estratto di mappa del recettore R09

È utile ricordare che le distanze tra recettore 9 e la torre DM9 è pari a 716 m; poiché nella realtà le zone maggiormente impattate ricadono generalmente entro i 300 m di distanza dalle turbine, l'interferenza risulta trascurabile.

Dai grafici realizzati con il software WindPro, si evince di come l'effetto dello shadow flickering (anche se trascurabile, come detto) è il seguente:



WTGs










	DM 6: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (9)		DM 3: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (14)
	DM 9: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (10)		DM 8: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (15)
	DM 7: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (11)		DM 5: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (16)
	DM 4: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (12)		DM 1: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (17)
	DM 2: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (13)		

Figura 16 : Grafico ombre su recettore R09

La situazione, pertanto, qualora accertata da appositi rilievi in fase esecutiva, non pone problemi in termini di contrasto al problema dello shadow flickering.

Inoltre va anche considerato che i più recenti aerogeneratori con rotore tripala operano con velocità inferiori ai 35 giri al minuto (rpm), corrispondenti ad una frequenza di passaggio delle pale sulla verticale inferiore a 1.7 Hz, quindi minore della frequenza critica dei 2.5Hz.

Nelle pagine seguenti vengono riportati i report WINDPRO della simulazione descritta (ALLEGATO A).

Committente: AREN Green S.r.l. Via Dell'Arrigoni 308 47522 Cesena (FC)	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO NEI COMUNI DI ACERENZA E OPPIDO LUCANO (PZ) DENOMINATO "DONNA MARIANNA"	Nome del file: DMADT_GENR02500_00
--	---	---

ALLEGATO A
REPORT SIMULAZIONE WINDPRO

PHEEDRA Srl Servizi di Ingegneria Integrata Via Lago di Nemi, 90 74121 – Taranto (Italy) Tel. +39.099.7722302 – Fax: +39.099.9870285 Email: info@pheedra.it – web: www.pheedra.it	RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA	Pagina 26 di 26
---	---	-----------------

Project:

Impianto eolico "Donna Marianna"

Licensed user:

PHEEDRA SRL
 VIA LAGO DI NEMI 90
 IT-74121 TARANTO
 +393807089371
 Simone Solito / s.solito@peedra.it
 Calculated:
 01/08/2024 10:30/4.0.531

SHADOW - Main Result

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

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) [AMENDOLA]

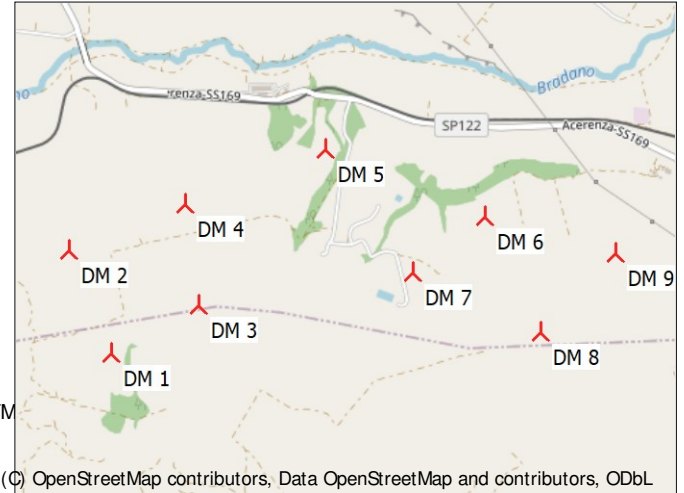
Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
4,12	4,66	5,30	6,72	8,25	9,35	10,16	9,45	7,64	5,82	4,65	3,82

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
354	170	170	340	926	389	127	141	757	1.019	1.408	1.273	7.074

A ZVI (Zones of Visual Influence) calculation is performed before flicker calculation so non visible WTG do not contribute to calculated flicker values. A WTG will be visible if it is visible from any part of the receiver window. The ZVI calculation is based on the following assumptions:
 Height contours used: Project Wizard Elevation Data Grid (SRTM: Shuttle DTM)

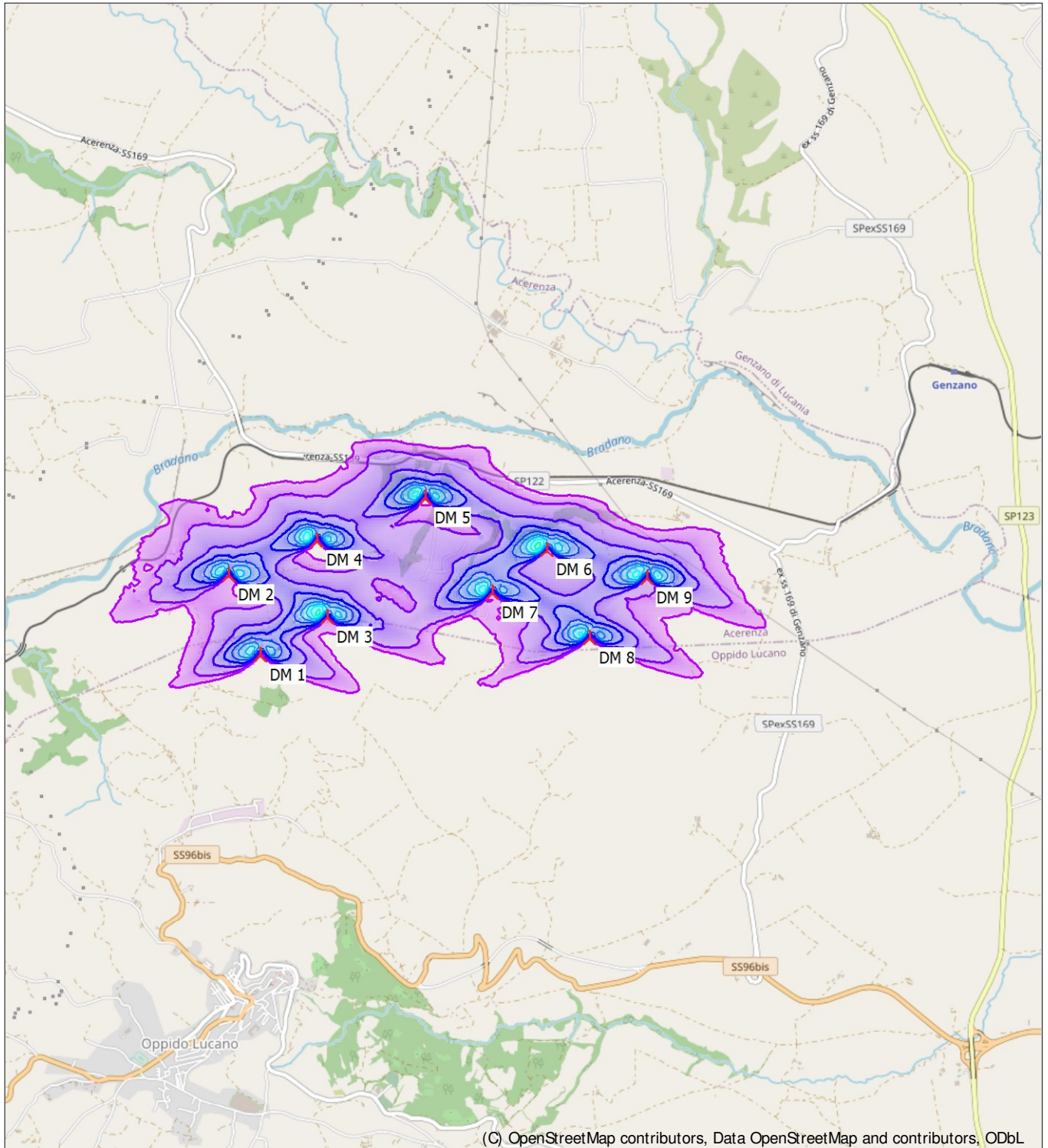
All coordinates are in
 UTM (north)-WGS84 Zone: 33



WTGs

Row data/Description	Easting	Northing	Z [m]	WTG type				Shadow data								
				Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Calculation distance [m]	RPM					
DM 1	583.742	4.515.466	494,5	VESTAS	V150-6.0	6000	150,0	!...	Yes	VESTAS	V150-6.0-6.000	6.000	150,0	105,0	1.902	-
DM 2	583.511	4.516.007	441,1	VESTAS	V150-6.0	6000	150,0	!...	Yes	VESTAS	V150-6.0-6.000	6.000	150,0	105,0	1.902	-
DM 3	584.199	4.515.727	455,7	VESTAS	V150-6.0	6000	150,0	!...	Yes	VESTAS	V150-6.0-6.000	6.000	150,0	105,0	1.902	-
DM 4	584.121	4.516.256	408,4	VESTAS	V150-6.0	6000	150,0	!...	Yes	VESTAS	V150-6.0-6.000	6.000	150,0	105,0	1.902	-
DM 5	584.865	4.516.556	334,6	VESTAS	V150-6.0	6000	150,0	!...	Yes	VESTAS	V150-6.0-6.000	6.000	150,0	105,0	1.902	-
DM 6	585.714	4.516.209	324,7	VESTAS	V150-6.0	6000	150,0	!...	Yes	VESTAS	V150-6.0-6.000	6.000	150,0	105,0	1.902	-
DM 7	585.337	4.515.908	376,6	VESTAS	V150-6.0	6000	150,0	!...	Yes	VESTAS	V150-6.0-6.000	6.000	150,0	105,0	1.902	-
DM 8	586.017	4.515.607	380,9	VESTAS	V150-6.0	6000	150,0	!...	Yes	VESTAS	V150-6.0-6.000	6.000	150,0	105,0	1.902	-
DM 9	586.405	4.516.020	324,0	VESTAS	V150-6.0	6000	150,0	!...	Yes	VESTAS	V150-6.0-6.000	6.000	150,0	105,0	1.902	-

SHADOW - Map



(C) OpenStreetMap contributors, Data OpenStreetMap and contributors, ODbL

0 500 1000 1500 2000 m

Map: EMD OpenStreetMap , Print scale 1:40.000, Map center UTM (north)-WGS84 Zone: 33 East: 585.500 North: 4.515.980

New WTG

Flicker map level: Project Wizard Elevation Data Grid (SRTM: Shuttle DTM 1 arc-second)

Time step: 3 minutes, Day step: 7 days, Map resolution: 20 m, Visibility resolution: 10 m, Eye height: 1,5 m

Project:

Impianto eolico "Donna Marianna"

Licensed user:

PHEEDRA SRL

VIA LAGO DI NEMI 90

IT-74121 TARANTO

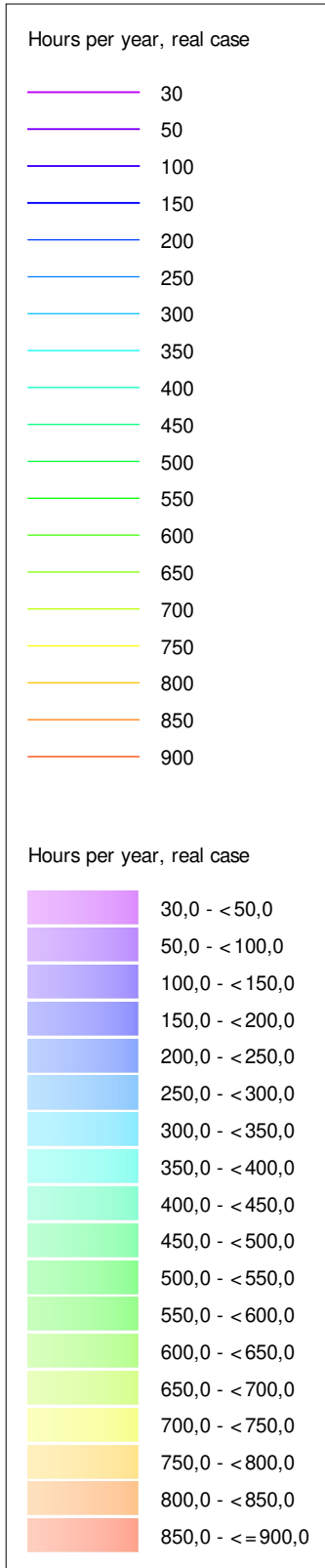
+ 393807089371

Simone Solito / s.solito@pheedra.it

Calculated:

01/08/2024 10:30/4.0.531

SHADOW - Map



SHADOW - Main Result

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) [AMENDOLA]
Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
4,12 4,66 5,30 6,72 8,25 9,35 10,16 9,45 7,64 5,82 4,65 3,82

Operational time
N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum
354 170 170 340 926 389 127 141 757 1.019 1.408 1.273 7.074

A ZVI (Zones of Visual Influence) calculation is performed before flicker calculation so non visible WTG do not contribute to calculated flicker values. A WTG will be visible if it is visible from any part of the receiver window. The ZVI calculation is based on the following assumptions:
Height contours used: Project Wizard Elevation Data Grid (SRTM: Shuttle DTM)
Receptor grid resolution: 1,0 m

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

WTGs

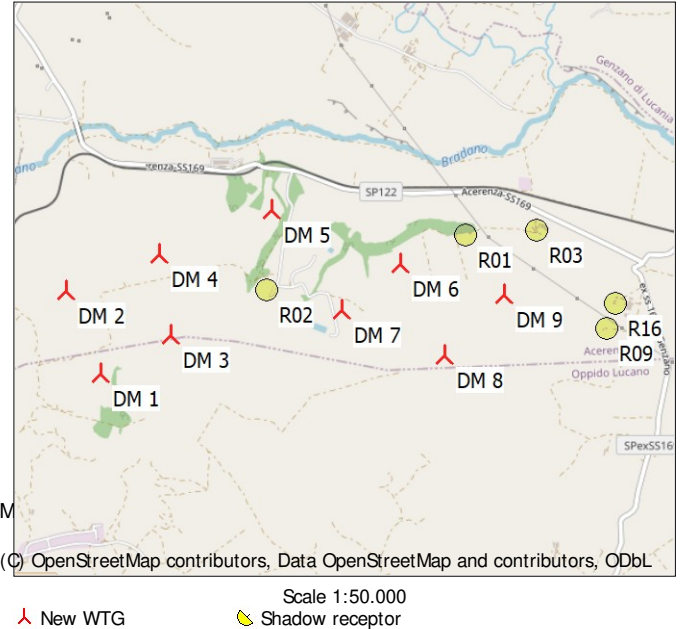
WTG type	Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Shadow data						
							Calculation distance [m]	RPM [RPM]					
DM 1	583.742	4.515.466	494,5	VESTAS V150-6.0 6000	150.0	!...	Yes	VESTAS V150-6.0-6.000	6.000	150,0	105,0	1.902	-
DM 2	583.511	4.516.007	441,1	VESTAS V150-6.0 6000	150.0	!...	Yes	VESTAS V150-6.0-6.000	6.000	150,0	105,0	1.902	-
DM 3	584.199	4.515.727	455,7	VESTAS V150-6.0 6000	150.0	!...	Yes	VESTAS V150-6.0-6.000	6.000	150,0	105,0	1.902	-
DM 4	584.121	4.516.256	408,4	VESTAS V150-6.0 6000	150.0	!...	Yes	VESTAS V150-6.0-6.000	6.000	150,0	105,0	1.902	-
DM 5	584.865	4.516.556	334,6	VESTAS V150-6.0 6000	150.0	!...	Yes	VESTAS V150-6.0-6.000	6.000	150,0	105,0	1.902	-
DM 6	585.714	4.516.209	324,7	VESTAS V150-6.0 6000	150.0	!...	Yes	VESTAS V150-6.0-6.000	6.000	150,0	105,0	1.902	-
DM 7	585.337	4.515.908	376,6	VESTAS V150-6.0 6000	150.0	!...	Yes	VESTAS V150-6.0-6.000	6.000	150,0	105,0	1.902	-
DM 8	586.017	4.515.607	380,9	VESTAS V150-6.0 6000	150.0	!...	Yes	VESTAS V150-6.0-6.000	6.000	150,0	105,0	1.902	-
DM 9	586.405	4.516.020	324,0	VESTAS V150-6.0 6000	150.0	!...	Yes	VESTAS V150-6.0-6.000	6.000	150,0	105,0	1.902	-

Shadow receptor-Input

No.	Easting	Northing	Z	Width	Height	Elevation a.g.l.	Slope of window	Direction mode	Eye height (ZVI) a.g.l.
			[m]	[m]	[m]	[m]	[°]		[m]
R01	586.150	4.516.408	316,0	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R02	584.835	4.516.031	400,8	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R03	586.617	4.516.448	304,8	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R09	587.090	4.515.805	313,9	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0
R16	587.142	4.515.969	307,4	1,0	1,0	1,0	90,0	"Green house mode"	2,0

Calculation Results

No.	Shadow hours per year [h/year]
R01	44:54
R02	71:48
R03	17:21
R09	40:15
R16	23:28



Project:

Impianto eolico "Donna Marianna"

Licensed user:

PHEEDRA SRL
VIA LAGO DI NEMI 90
IT-74121 TARANTO
+ 393807089371
Simone Solito / s.solito@pheedra.it
Calculated:
01/08/2024 10:32/4.0.531

SHADOW - Main Result

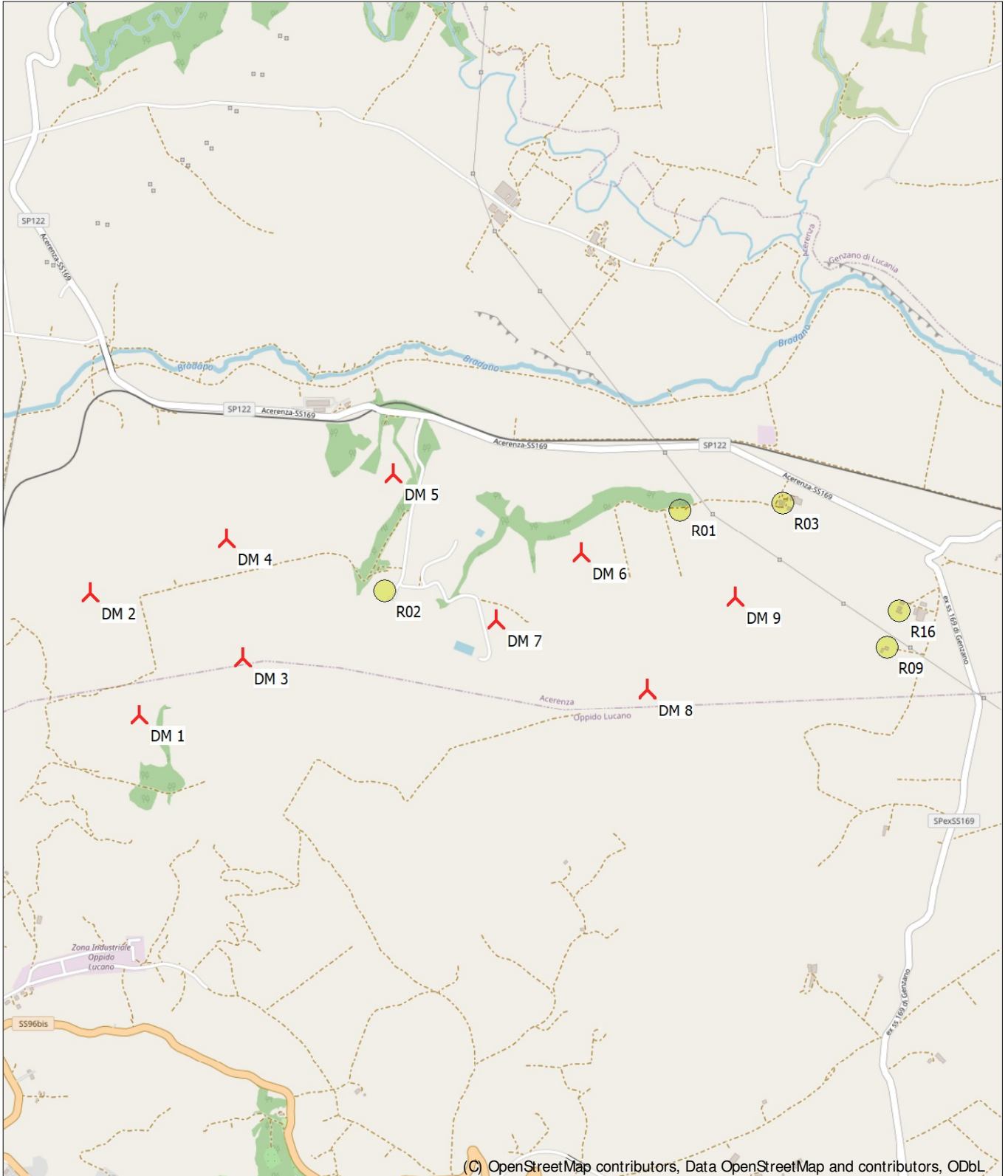
Total amount of flickering on the shadow receptors caused by each WTG

No.	Name	Expected [h/year]
DM 1	VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (17)	3:58
DM 2	VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (13)	3:56
DM 3	VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (14)	10:55
DM 4	VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (12)	30:09
DM 5	VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (16)	5:22
DM 6	VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (9)	41:30
DM 7	VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (11)	36:16
DM 8	VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (15)	12:05
DM 9	VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (10)	67:32

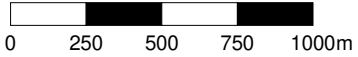
Total times in Receptor wise and WTG wise tables can differ, as a WTG can lead to flicker at 2 or more receptors simultaneously and/or receptors may receive flicker from 2 or more WTGs simultaneously.

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.

SHADOW - Map



(C) OpenStreetMap contributors, Data OpenStreetMap and contributors, ODbL



Map: EMD OpenStreetMap , Print scale 1:25.000, Map center UTM (north)-WGS84 Zone: 33 East: 585.327 North: 4.516.011
New WTG Shadow receptor

Flicker map level: Project Wizard Elevation Data Grid (SRTM: Shuttle DTM 1 arc-second)

Project:

Impianto eolico "Donna Marianna"

Licensed user:

PHEEDRA SRL

VIA LAGO DI NEMI 90

IT-74121 TARANTO

+ 393807089371

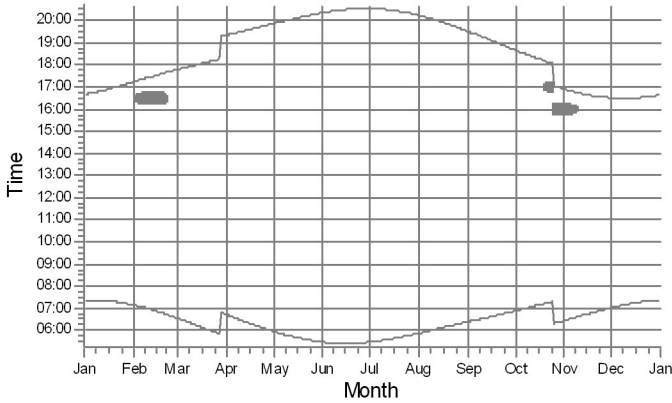
Simone Solito / s.solito@pheedra.it

Calculated:

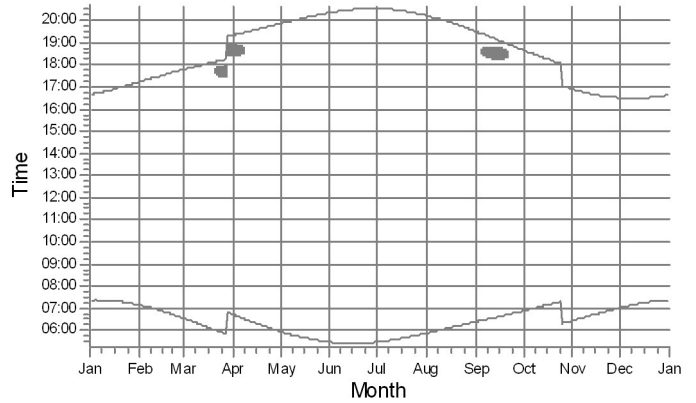
01/08/2024 10:32/4.0.531

SHADOW - Calendar per WTG, graphical

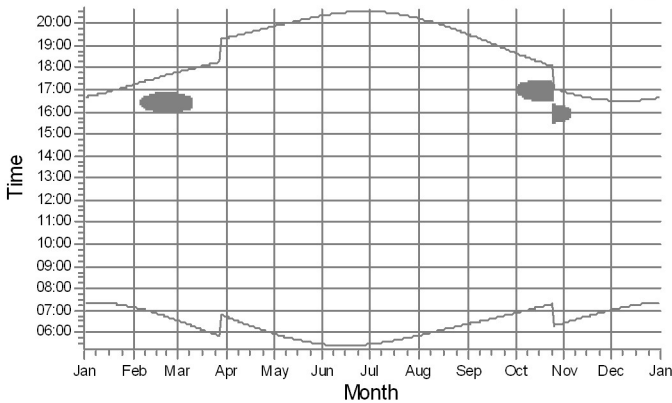
DM 1: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (17)



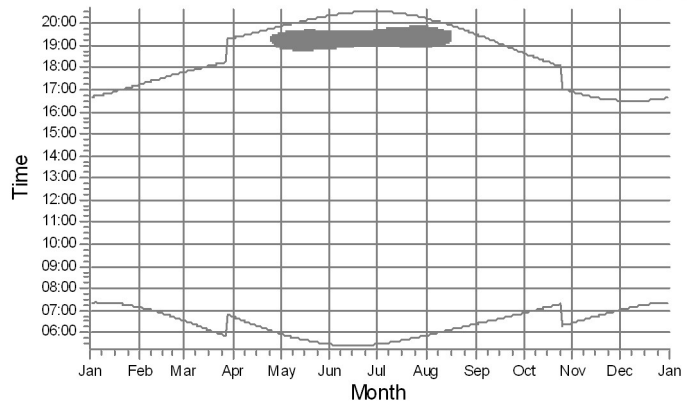
DM 2: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (13)



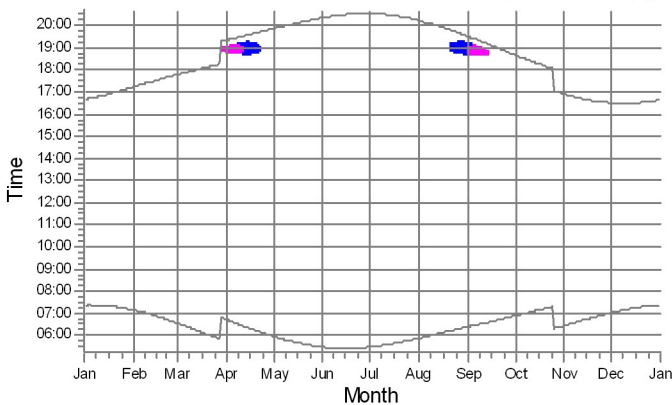
DM 3: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (14)



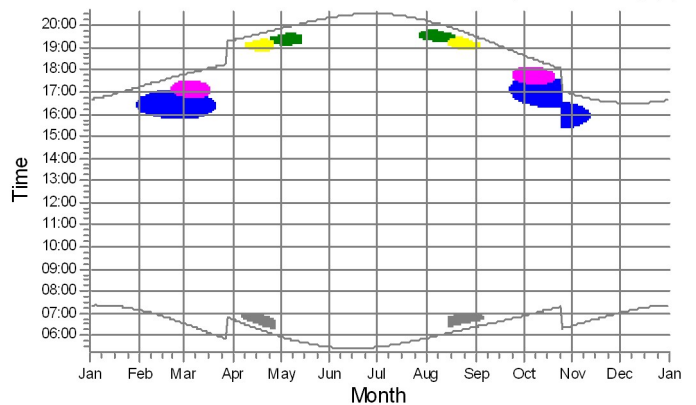
DM 4: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (12)



DM 5: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (16)



DM 6: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (9)



Shadow receptors

- R09: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (14)
- R16: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (15)
- R01: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (16)
- R02: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (17)
- R03: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (18)

Project:

Impianto eolico "Donna Marianna"

Licensed user:

PHEEDRA SRL

VIA LAGO DI NEMI 90

IT-74121 TARANTO

+ 393807089371

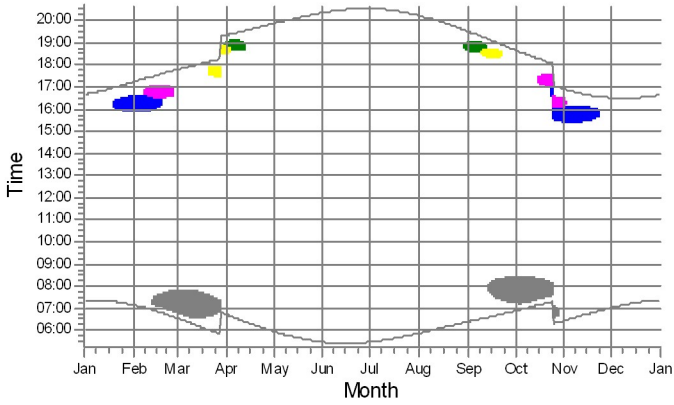
Simone Solito / s.solito@peedra.it

Calculated:

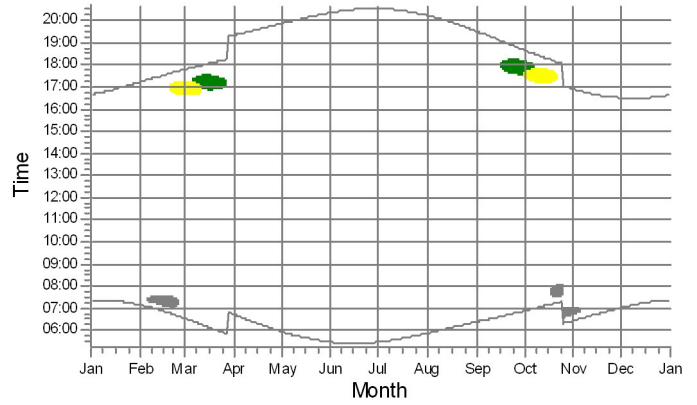
01/08/2024 10:32/4.0.531

SHADOW - Calendar per WTG, graphical

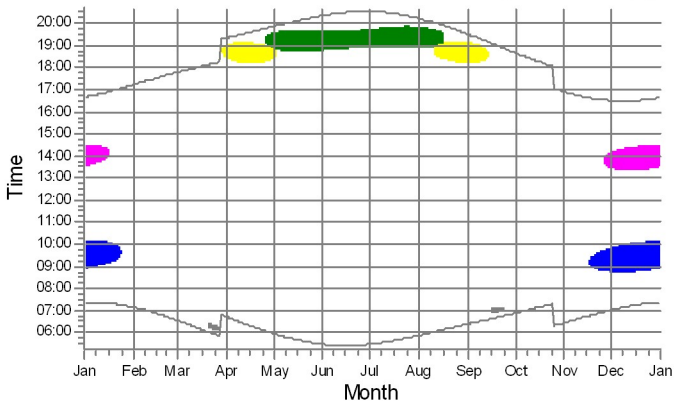
DM7: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O!hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (11)



DM8: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O!hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (15)



DM9: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O!hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (10)



Shadow receptors

- R09: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (14)
- R16: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (15)
- R01: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (16)
- R02: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (17)
- R03: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (18)

Project:

Impianto eolico "Donna Marianna"

Licensed user:

PHEEDRA SRL

VIA LAGO DI NEMI 90

IT-74121 TARANTO

+ 393807089371

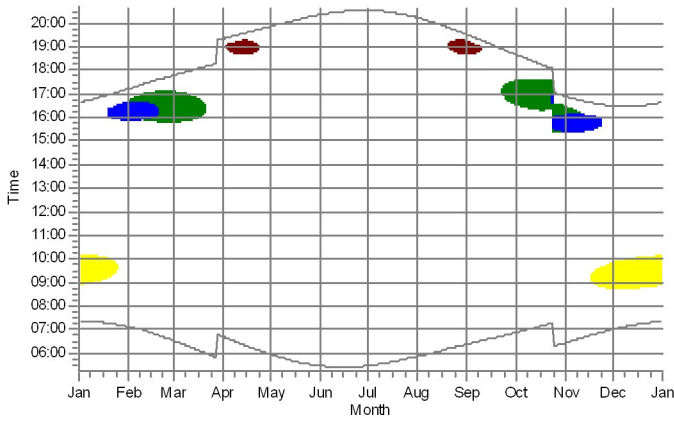
Simone Solito / s.solito@pheedra.it

Calculated:

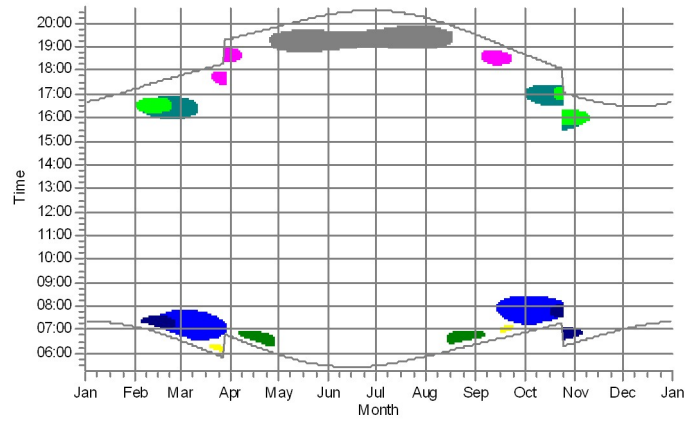
01/08/2024 10:32/4.0.531

SHADOW - Calendar, graphical

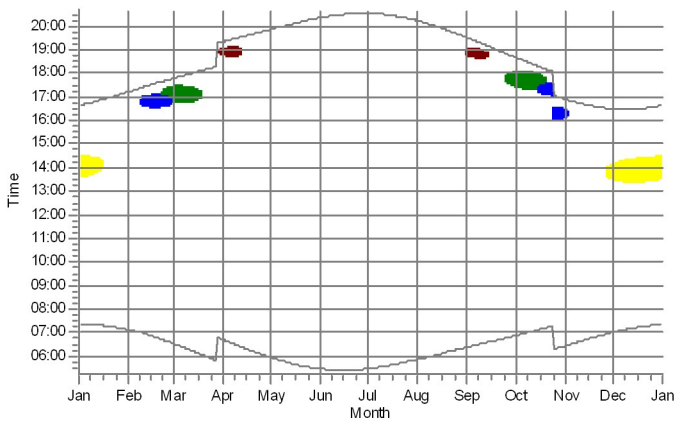
R01: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (16)



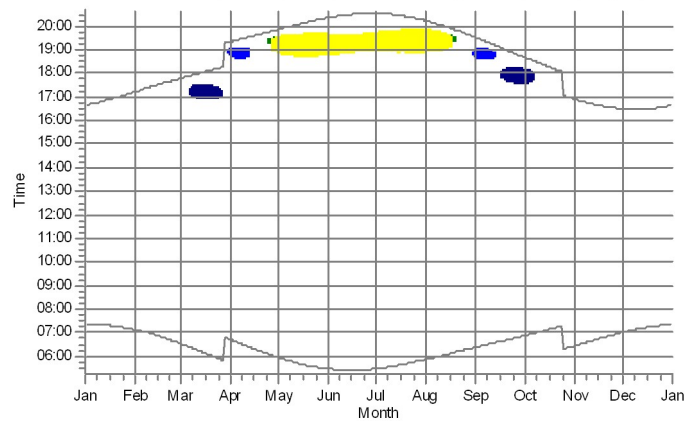
R02: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (17)



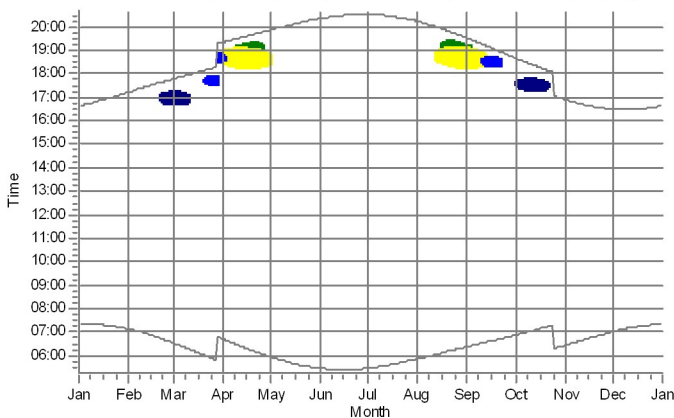
R03: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (18)












R09: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (14)



R16: Shadow Receptor: 1,0 × 1,0 Azimuth: 0,0° Slope: 90,0° (15)



WTGs

	DM 6: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (9)		DM 3: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (14)
	DM 9: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (10)		DM 8: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (15)
	DM 7: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (11)		DM 5: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (16)
	DM 4: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (12)		DM 1: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (17)
	DM 2: VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (13)		

Project:

Impianto eolico "Donna Marianna"

Licensed user:

PHEEDRA SRL
VIA LAGO DI NEMI 90
IT-74121 TARANTO
+393807089371
Simone Solito / s.solito@peedra.it
Calculated:
01/08/2024 10:32/4.0.531

SHADOW - Calendar per WTG

WTG: DM 1 - VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (17)

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) [AMENDOLA]

Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
4,12 4,66 5,30 6,72 8,25 9,35 10,16 9,45 7,64 5,82 4,65 3,82

Operational time

N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum
354 170 170 340 926 389 127 141 757 1.019 1.408 1.273 7.074

Table with columns for months (January to December) and rows for days (1 to 31). Each cell contains a time range (Sun rise to Sun set) and a 'Sum of minutes with flicker' value at the bottom of each month column.

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm) First time (hh:mm) with flicker-Last time (hh:mm) with flicker/Minutes with flicker

Project:

Impianto eolico "Donna Marianna"

Licensed user:

PHEEDRA SRL
VIA LAGO DI NEMI 90
IT-74121 TARANTO
+393807089371
Simone Solito / s.solito@peedra.it
Calculated:
01/08/2024 10:32/4.0.531

SHADOW - Calendar per WTG

WTG: DM 2 - VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (13)

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) [AMENDOLA]

Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
4,12 4,66 5,30 6,72 8,25 9,35 10,16 9,45 7,64 5,82 4,65 3,82

Operational time

N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum
354 170 170 340 926 389 127 141 757 1.019 1.408 1.273 7.074

Table with columns for months (January to December) and rows for days (1 to 31). Each cell contains time intervals (Sun rise, Sun set) and a 'Sum of minutes with flicker' row at the bottom.

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm) First time (hh:mm) with flicker-Last time (hh:mm) with flicker/Minutes with flicker

Project:

Impianto eolico "Donna Marianna"

Licensed user:

PHEEDRA SRL
VIA LAGO DI NEMI 90
IT-74121 TARANTO
+ 393807089371
Simone Solito / s.solito@peedra.it
Calculated:
01/08/2024 10:32/4.0.531

SHADOW - Calendar per WTG

WTG: DM 3 - VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (14)

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) [AMENDOLA]

Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
4,12 4,66 5,30 6,72 8,25 9,35 10,16 9,45 7,64 5,82 4,65 3,82

Operational time

N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum
354 170 170 340 926 389 127 141 757 1.019 1.408 1.273 7.074

Table with columns for months (January to December) and rows for each day (1-31) showing sun rise/set times and shadow flicker minutes.

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm) First time (hh:mm) with flicker-Last time (hh:mm) with flicker/Minutes with flicker



Project:

Impianto eolico "Donna Marianna"

Licensed user:

PHEEDRA SRL
VIA LAGO DI NEMI 90
IT-74121 TARANTO
+393807089371
Simone Solito / s.solito@peedra.it
Calculated:
01/08/2024 10:32/4.0.531

SHADOW - Calendar per WTG

WTG: DM 5 - VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (16)

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) [AMENDOLA]

Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
4,12 4,66 5,30 6,72 8,25 9,35 10,16 9,45 7,64 5,82 4,65 3,82

Operational time

N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum
354 170 170 340 926 389 127 141 757 1.019 1.408 1.273 7.074

Table with columns for months (January to December) and rows for days (1 to 31). Each cell contains a time range (e.g., 07:21 | 07:08 | 06:32) and a sum of minutes with flicker at the bottom.

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month Sun rise (hh:mm) First time (hh:mm) with flicker-Last time (hh:mm) with flicker/Minutes with flicker
Sun set (hh:mm) First time (hh:mm) with flicker-Last time (hh:mm) with flicker/Minutes with flicker

Project:

Impianto eolico "Donna Marianna"

Licensed user:

PHEEDRA SRL
VIA LAGO DI NEMI 90
IT-74121 TARANTO
+393807089371
Simone Solito / s.solito@peedra.it
Calculated:
01/08/2024 10:32/4.0.531

SHADOW - Calendar per WTG

WTG: DM 6 - VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (9)

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) [AMENDOLA]

Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
4,12 4,66 5,30 6,72 8,25 9,35 10,16 9,45 7,64 5,82 4,65 3,82

Operational time

N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum
354 170 170 340 926 389 127 141 757 1.019 1.408 1.273 7.074

Table with columns for months (January to June) and rows for days (1 to 31). Each cell contains time ranges (Sun rise/set) and shadow data (First/Last time with flicker, Minutes with flicker). Summary rows at the bottom show Potential sun hours and Sum of minutes with flicker for each month.

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm) First time (hh:mm) with flicker-Last time (hh:mm) with flicker/Minutes with flicker

Project:

Impianto eolico "Donna Marianna"

Licensed user:

PHEEDRA SRL
VIA LAGO DI NEMI 90
IT-74121 TARANTO
+393807089371
Simone Solito / s.solito@pheedra.it
Calculated:
01/08/2024 10:32/4.0.531

SHADOW - Calendar per WTG

WTG: DM 6 - VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (9)

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) [AMENDOLA]

Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
4,12 4,66 5,30 6,72 8,25 9,35 10,16 9,45 7,64 5,82 4,65 3,82

Operational time

N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum
354 170 170 340 926 389 127 141 757 1.019 1.408 1.273 7.074

Table with columns for months (July to December) and rows for each day (1-31), showing sun rise/set times and potential sun hours.

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month Sun rise (hh:mm) First time (hh:mm) with flicker-Last time (hh:mm) with flicker/Minutes with flicker
Sun set (hh:mm) First time (hh:mm) with flicker-Last time (hh:mm) with flicker/Minutes with flicker



Project:

Impianto eolico "Donna Marianna"

Licensed user:

PHEEDRA SRL
VIA LAGO DI NEMI 90
IT-74121 TARANTO
+393807089371
Simone Solito / s.solito@pheedra.it
Calculated:
01/08/2024 10:32/4.0.531

SHADOW - Calendar per WTG

WTG: DM 7 - VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (11)

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) [AMENDOLA]

Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
4,12 4,66 5,30 6,72 8,25 9,35 10,16 9,45 7,64 5,82 4,65 3,82

Operational time

N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum
354 170 170 340 926 389 127 141 757 1.019 1.408 1.273 7.074

Table with columns for months (January to June) and rows for days (1 to 31). Each cell contains sun rise and set times. Summary rows at the bottom show 'Potential sun hours' and 'Sum of minutes with flicker' for each month.

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm) First time (hh:mm) with flicker-Last time (hh:mm) with flicker/Minutes with flicker

SHADOW - Calendar per WTG

WTG: DM 7 - VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (11)

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) [AMENDOLA]

Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
4,12	4,66	5,30	6,72	8,25	9,35	10,16	9,45	7,64	5,82	4,65	3,82

Operational time

N	NNE	ENE	E	ESE	SSE	S	SSW	WSW	W	WNW	NNW	Sum
354	170	170	340	926	389	127	141	757	1.019	1.408	1.273	7.074

	July	August	September	October	November	December
1	05:28 20:32	05:52 20:13	06:22 18:43-18:57/14 19:30	06:52 07:17-08:21/64 18:40	06:26 16:12-16:23/11 16:54 15:28-16:02/34	07:00 16:30
2	05:29 20:32	05:53 20:12	06:23 18:42-18:58/16 19:29	06:53 07:16-08:21/65 18:39	06:27 16:16-16:19/3 16:53 15:27-16:02/35	07:01 16:30
3	05:29 20:32	05:54 20:11	06:24 18:40-18:58/18 19:27	06:54 07:16-08:21/65 18:37	06:28 15:27-16:03/36 16:51	07:02 16:29
4	05:30 20:31	05:55 20:10	06:25 18:40-18:59/19 19:26	06:55 07:15-08:21/66 18:35	06:29 15:27-16:03/36 16:50	07:03 16:29
5	05:30 20:31	05:56 20:09	06:26 18:39-18:59/20 19:24	06:56 07:16-08:21/65 18:34	06:31 15:26-16:03/37 16:49	07:04 16:29
6	05:31 20:31	05:57 20:08	06:27 18:39-18:58/19 19:22	06:57 07:17-08:21/64 18:32	06:32 15:27-16:04/37 16:48	07:05 16:29
7	05:32 20:31	05:58 20:06	06:28 18:39-18:58/19 19:21	06:58 07:18-08:20/62 18:30	06:33 15:27-16:04/37 16:47	07:06 16:29
8	05:32 20:30	05:59 20:05	06:29 18:39-18:57/18 19:19	06:59 07:19-08:20/61 18:29	06:34 15:27-16:04/37 16:46	07:07 16:29
9	05:33 20:30	06:00 20:04	06:30 18:38-18:55/17 19:17	07:00 07:20-08:19/59 18:27	06:35 15:27-16:03/36 16:45	07:08 16:29
10	05:33 20:30	06:01 20:03	06:31 18:31-18:34/3 19:16 18:39-18:53/14	07:01 07:21-08:19/58 18:26	06:36 15:28-16:04/36 16:44	07:09 16:29
11	05:34 20:29	06:02 20:01	06:32 18:27-18:37/10 19:14 18:40-18:51/11	07:02 07:23-08:19/56 18:24	06:38 15:28-16:03/35 16:43	07:10 16:29
12	05:35 20:29	06:03 20:00	06:33 18:25-18:39/14 19:12 18:43-18:48/5	07:03 07:24-08:19/55 18:22	06:39 15:29-16:03/34 16:42	07:11 16:29
13	05:36 20:28	06:04 19:59	06:34 18:23-18:40/17 19:11	07:04 07:25-08:18/53 18:21	06:40 15:29-16:02/33 16:41	07:11 16:29
14	05:36 20:28	06:05 19:57	06:35 18:22-18:40/18 19:09	07:06 07:26-08:17/51 18:19	06:41 15:30-16:02/32 16:40	07:12 16:29
15	05:37 20:27	06:06 19:56	06:36 07:48-07:59/11 19:07 18:21-18:40/19	07:07 07:27-08:16/49 18:18	06:42 15:31-16:01/30 16:39	07:13 16:29
16	05:38 20:27	06:07 19:55	06:37 07:43-08:04/21 19:06 18:21-18:40/19	07:08 17:15-17:25/10 18:16 07:28-08:15/47	06:44 15:32-16:00/28 16:38	07:14 16:30
17	05:39 20:26	06:08 19:53	06:38 07:39-08:08/29 19:04 18:21-18:40/19	07:09 17:12-17:27/15 18:15 07:29-08:14/45	06:45 15:33-15:59/26 16:38	07:14 16:30
18	05:39 20:25	06:09 19:52	06:39 07:36-08:10/34 19:02 18:21-18:39/18	07:10 17:10-17:28/18 18:13 07:30-08:13/43	06:46 15:35-15:59/24 16:37	07:15 16:30
19	05:40 20:25	06:10 19:50	06:40 07:33-08:12/39 19:00 18:21-18:38/17	07:11 17:08-17:29/21 18:12 07:32-08:12/40	06:47 15:36-15:58/22 16:36	07:16 16:31
20	05:41 20:24	06:11 19:49	06:41 07:31-08:14/43 18:59 18:22-18:36/14	07:12 17:08-17:31/23 18:10 07:33-08:11/38	06:48 15:37-15:57/20 16:35	07:16 16:31
21	05:42 20:23	06:12 19:47	06:42 07:29-08:15/46 18:57 18:23-18:35/12	07:13 17:07-17:31/24 18:09 07:34-08:09/35	06:49 15:39-15:55/16 16:35	07:17 16:32
22	05:43 20:22	06:12 19:46	06:43 07:27-08:16/49 18:55 18:25-18:31/6	07:14 17:06-17:31/25 18:07 07:35-08:08/33	06:50 15:43-15:54/11 16:34	07:17 16:32
23	05:44 20:22	06:13 19:44	06:44 07:26-08:17/51 18:54	07:15 17:06-17:31/25 18:06 07:36-08:06/30	06:52 16:33	07:18 16:33
24	05:45 20:21	06:14 19:43	06:45 07:24-08:18/54 18:52	07:17 17:05-17:31/26 16:39-16:52/13 18:04 07:37-08:04/27	06:53 16:33	07:18 16:33
25	05:45 20:20	06:15 19:41	06:46 07:23-08:19/56 18:50	06:18 16:06-16:31/25 15:37-15:56/19 17:03 06:39-07:02/23	06:54 16:32	07:19 16:34
26	05:46 20:19	06:16 19:40	06:47 07:22-08:19/57 18:49	06:19 16:06-16:31/25 15:34-15:57/23 17:02 06:40-07:00/20	06:55 16:32	07:19 16:34
27	05:47 20:18	06:17 19:38	06:48 07:21-08:20/59 18:47	06:20 16:06-16:30/24 15:33-15:58/25 17:00 06:41-06:56/15	06:56 16:31	07:19 16:35
28	05:48 20:17	06:18 19:37	06:49 07:20-08:20/60 18:45	06:21 16:06-16:29/23 15:31-15:59/28 16:59 06:42-06:52/10	06:57 16:31	07:20 16:36
29	05:49 20:16	06:19 19:35	06:50 07:19-08:21/62 18:44	06:22 16:07-16:28/21 16:58 15:31-16:01/30	06:58 16:30	07:20 16:36
30	05:50 20:15	06:20 18:50-18:51/1 19:34	06:51 07:18-08:21/63 18:42	06:23 16:09-16:27/18 16:56 15:29-16:02/33	06:59 16:30	07:20 16:37
31	05:51 20:14	06:21 18:45-18:55/10 19:32		06:25 16:10-16:26/16 16:55 15:28-16:02/34		07:21 16:38
Potential sun hours	458	427	375	346	299	289
Sum of minutes with flicker	0	11	1110	1843	686	0

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm)	First time (hh:mm) with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	Minutes with flicker
	Sun set (hh:mm)	First time (hh:mm) with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	Minutes with flicker

Project:

Impianto eolico "Donna Marianna"

Licensed user:

PHEEDRA SRL
VIA LAGO DI NEMI 90
IT-74121 TARANTO
+393807089371
Simone Solito / s.solito@peedra.it
Calculated:
01/08/2024 10:32/4.0.531

SHADOW - Calendar per WTG

WTG: DM 8 - VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (15)

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) [AMENDOLA]

Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
4,12 4,66 5,30 6,72 8,25 9,35 10,16 9,45 7,64 5,82 4,65 3,82

Operational time

N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum
354 170 170 340 926 389 127 141 757 1.019 1.408 1.273 7.074

Table with columns for months (January to December) and rows for days (1 to 31). Each cell contains sun rise and set times (hh:mm) and minutes with flicker. Summary row at the bottom shows total potential sun hours and minutes with flicker for each month.

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month Sun rise (hh:mm) Sun set (hh:mm) First time (hh:mm) with flicker-Last time (hh:mm) with flicker/Minutes with flicker



Project:

Impianto eolico "Donna Marianna"

Licensed user:

PHEEDRA SRL
VIA LAGO DI NEMI 90
IT-74121 TARANTO
+393807089371
Simone Solito / s.solito@peedra.it
Calculated:
01/08/2024 10:32/4.0.531

SHADOW - Calendar per WTG

WTG: DM 9 - VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (10)

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) [AMENDOLA]

Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
4,12 4,66 5,30 6,72 8,25 9,35 10,16 9,45 7,64 5,82 4,65 3,82

Operational time

N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum
354 170 170 340 926 389 127 141 757 1.019 1.408 1.273 7.074

	January	February	March	April	May	June
1	07:21 13:36-14:26/50 16:39 08:58-10:04/66	07:08 17:13	06:32 17:47	06:42 18:32-18:56/24 19:20	05:56 18:31-18:42/11 19:52 18:56-19:28/32	05:28 18:50-19:36/46 20:21
2	07:21 13:37-14:26/49 16:40 08:59-10:04/65	07:07 17:14	06:31 17:48	06:40 18:29-18:57/28 19:21	05:55 18:54-19:30/36 19:53	05:27 18:51-19:36/45 20:22
3	07:21 13:38-14:26/48 16:41 09:00-10:04/64	07:06 17:15	06:29 17:49	06:38 18:27-18:59/32 19:22	05:54 18:53-19:31/38 19:54	05:27 18:51-19:36/45 20:22
4	07:21 13:39-14:26/47 16:41 09:01-10:05/64	07:05 17:17	06:27 17:50	06:37 18:25-19:00/35 19:23	05:52 18:52-19:32/40 19:55	05:26 18:52-19:36/44 20:23
5	07:21 13:40-14:26/46 16:42 09:01-10:05/64	07:04 17:18	06:26 17:51	06:35 18:23-19:01/38 19:24	05:51 18:52-19:33/41 19:56	05:26 18:53-19:36/43 20:24
6	07:21 13:42-14:26/44 16:43 09:02-10:05/63	07:03 17:19	06:24 17:52	06:33 18:22-19:02/40 19:25	05:50 18:50-19:33/43 19:57	05:26 18:52-19:35/43 20:24
7	07:21 13:43-14:25/42 16:44 09:03-10:05/62	07:01 17:20	06:23 17:53	06:32 18:21-19:02/41 19:27	05:49 18:49-19:34/45 19:58	05:25 18:53-19:35/42 20:25
8	07:21 13:45-14:25/40 16:45 09:04-10:05/61	07:00 17:21	06:21 17:54	06:30 18:20-19:03/43 19:28	05:48 18:49-19:34/45 19:59	05:25 18:54-19:36/42 20:26
9	07:21 13:46-14:24/38 16:46 09:05-10:04/59	06:59 17:23	06:20 17:56	06:29 18:19-19:03/44 19:29	05:46 18:48-19:35/47 20:00	05:25 18:54-19:36/42 20:26
10	07:21 13:48-14:23/35 16:47 09:06-10:04/58	06:58 17:24	06:18 17:57	06:27 18:18-19:03/45 19:30	05:45 18:48-19:35/47 20:01	05:25 18:55-19:36/41 20:27
11	07:20 13:50-14:23/33 16:48 09:07-10:04/57	06:57 17:25	06:16 17:58	06:25 18:18-19:04/46 19:31	05:44 18:48-19:36/48 20:02	05:25 18:54-19:35/41 20:27
12	07:20 13:52-14:21/29 16:49 09:07-10:02/55	06:56 17:26	06:15 17:59	06:24 18:17-19:03/46 19:32	05:43 18:47-19:36/49 20:03	05:24 18:55-19:35/40 20:28
13	07:20 13:55-14:19/24 16:50 09:09-10:02/53	06:54 17:28	06:13 18:00	06:22 18:17-19:04/47 19:33	05:42 18:47-19:36/49 20:04	05:24 18:55-19:35/40 20:28
14	07:19 13:59-14:17/18 16:51 09:11-10:02/51	06:53 17:29	06:11 18:01	06:21 18:16-19:03/47 19:34	05:41 18:47-19:36/49 20:05	05:24 18:56-19:35/39 20:29
15	07:19 14:03-14:13/10 16:53 09:11-10:01/50	06:52 17:30	06:10 18:02	06:19 18:17-19:03/46 19:35	05:40 18:46-19:36/50 20:06	05:24 18:56-19:35/39 20:29
16	07:19 09:13-10:00/47 16:54	06:51 17:31	06:08 18:03	06:18 18:16-19:02/46 19:36	05:39 18:46-19:36/50 20:07	05:24 18:56-19:35/39 20:30
17	07:18 09:14-09:59/45 16:55	06:49 17:32	06:07 18:04	06:16 18:17-19:02/45 19:37	05:38 18:46-19:36/50 20:08	05:24 18:58-19:36/38 20:30
18	07:18 09:16-09:58/42 16:56	06:48 17:34	06:05 18:05	06:15 18:16-19:01/45 19:38	05:37 18:47-19:37/50 20:09	05:24 18:58-19:36/38 20:30
19	07:17 09:18-09:56/38 16:57	06:47 17:35	06:03 18:06	06:13 18:17-19:01/44 19:39	05:36 18:47-19:37/50 20:10	05:25 18:58-19:36/38 20:31
20	07:17 09:20-09:55/35 16:58	06:45 17:36	06:02 18:08	06:12 18:17-19:00/43 19:40	05:36 18:47-19:37/50 20:11	05:25 18:58-19:36/38 20:31
21	07:16 09:22-09:53/31 16:59	06:44 17:37	06:00 18:09	06:10 18:17-19:00/43 19:41	05:35 18:47-19:37/50 20:12	05:25 18:58-19:36/38 20:31
22	07:16 09:25-09:50/25 17:01	06:42 17:38	05:58 18:10	06:09 18:17-18:58/41 19:42	05:34 18:48-19:37/49 20:13	05:25 18:58-19:36/38 20:31
23	07:15 09:28-09:47/19 17:02	06:41 17:40	05:57 18:11	06:07 18:18-18:58/40 19:43	05:33 18:47-19:37/50 20:13	05:25 18:59-19:37/38 20:32
24	07:14 09:36-09:41/5 17:03	06:39 17:41	05:55 18:12	06:06 18:19-18:57/38 19:44	05:32 18:47-19:37/50 20:14	05:26 18:59-19:37/38 20:32
25	07:13 17:04 17:04	06:38 17:42	05:53 18:13	06:04 18:20-18:55/35 19:45	05:32 18:48-19:37/49 20:15	05:26 18:59-19:37/38 20:32
26	07:13 17:05 17:05	06:37 17:43	05:52 18:14	06:03 18:21-18:54/33 19:46	05:31 18:48-19:37/49 20:16	05:26 19:00-19:38/38 20:32
27	07:12 17:07 17:07	06:35 17:44	05:50 18:15	06:02 18:23-18:53/30 19:48	05:30 18:48-19:36/48 20:17	05:27 18:59-19:38/39 20:32
28	07:11 17:08 17:08	06:34 17:45	05:48 18:16	06:00 18:23-18:51/28 19:49	05:30 18:49-19:37/48 20:18	05:27 18:59-19:38/39 20:32
29	07:10 17:09 17:09	06:33 17:46	05:47 18:17	05:59 18:25-18:49/24 19:50	05:29 18:49-19:36/47 20:19	05:27 19:00-19:39/39 20:32
30	07:09 17:10 17:10	06:32 17:47	05:46 18:18	05:58 18:28-18:47/19 19:51	05:29 18:50-19:37/47 20:19	05:28 18:59-19:39/40 20:32
31	07:09 17:12 17:12	06:31 17:48	05:45 18:19	05:57 18:35-18:53/18 19:52	05:28 18:50-19:36/46 20:20	05:28 18:59-19:39/40 20:32
Potential sun hours	298	298	369	398	448	451
Sum of minutes with flicker	1732	0	43	1246	1453	1208

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month	Sun rise (hh:mm)	First time (hh:mm) with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	Minutes with flicker
	Sun set (hh:mm)	First time (hh:mm) with flicker	Last time (hh:mm) with flicker	Minutes with flicker

Project:

Impianto eolico "Donna Marianna"

Licensed user:

PHEEDRA SRL
VIA LAGO DI NEMI 90
IT-74121 TARANTO
+393807089371
Simone Solito / s.solito@peedra.it
Calculated:
01/08/2024 10:32/4.0.531

SHADOW - Calendar per WTG

WTG: DM 9 - VESTAS V150-6.0 6000 150.0 !O! hub: 105,0 m (TOT: 180,0 m) (10)

Assumptions for shadow calculations

Sunshine probability S (Average daily sunshine hours) [AMENDOLA]

Jan Feb Mar Apr May Jun Jul Aug Sep Oct Nov Dec
4,12 4,66 5,30 6,72 8,25 9,35 10,16 9,45 7,64 5,82 4,65 3,82

Operational time

N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum
354 170 170 340 926 389 127 141 757 1.019 1.408 1.273 7.074

Table with columns for months (July to December) and rows for days (1 to 31). Each cell contains time ranges for sunrise and sunset, and a final column for shadow minutes.

Table layout: For each day in each month the following matrix apply

Day in month Sun rise (hh:mm) First time (hh:mm) with flicker-Last time (hh:mm) with flicker/Minutes with flicker
Sun set (hh:mm) First time (hh:mm) with flicker-Last time (hh:mm) with flicker/Minutes with flicker