

PROPONENTE

Repower Renewable Spa

Via Lavaredo, 44
30174 Mestre (VE)

PROJECT MANAGER : Dott. Giuseppe Caricato



PROGETTAZIONE



Sinergo Spa - via Ca' Bembo 152
30030 - Maerne di Martellago - Venezia - Italy
tel 041.3642511 - fax 041.640481
sinergospa.com - info@sinergospa.com
Numero di commessa interno progettazione: 20041



Progettista :
Ing. Nicola Forte

Tenproject Srl - via De Gasperi 61
82018 S. Giorgio del Sannio (BN)
t +39 0824 337144 - f +39 0824 49315
tenproject.it - info@tenproject.it



N° COMMESSA

1416

NUOVO PARCO EOLICO "SERRACAPRIOLA "
PROVINCIA DI FOGGIA E CAMPOBASSO
COMUNI DI SERRACAPRIOLA (FG) E ROTELLO (CB)

PROGETTO DEFINITIVO PER AUTORIZZAZIONE

ELABORATO

**RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA
DELL'IMPIANTO**

CODICE ELABORATO

OM-SIA01

NOME FILE
1416-PD_A_OM-SIA01_REL_r00

00	31/10/2020	PRIMA EMISSIONE	PI	DF	NF
REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE	REDATTO	VERIFICA	APPROVAZIONE



TENPROJECT

**RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE
DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO**

Codice
Data creazione
Data ultima modif.
Revisione
Pagina

1416-PD_A_OM-SIA01_REL_r00
12/10/2020
20/10/2020
00
2 di 44

INDICE

1. PREMESSA	4
2. IL CASO STUDIO	5
2.1. DESCRIZIONE DEL SITO DI INDAGINE	5
2.2. DESCRIZIONE DEGLI AEROGENERATORI E CARATTERISTICHE GEOGRAFICHE DI POSIZIONE	12
2.3. ANALISI DEI RECETTORI	21
3. ANALISI DI SHADOW FLICKERING	22
3.1. CENNI SUL FENOMENO DELL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA GENERATA DAGLI AEROGENERATORI	22
3.2. METODOLOGIA DI ANALISI	24
3.3. DATI DI INPUT E PARAMETRI DEL MODELLO	26
3.4. DTM	26
3.5. AEROGENERATORI E RECETTORI	27
3.6. INPUT PER LA MODELLAZIONE DEL "REAL CASE"	28
4. RISULTATI	30
4.1. ANALISI DEI RISULTATI	30
5. CONCLUSIONI E RACCOMANDAZIONI	32
6. BIBLIOGRAFIA	33
ALLEGATO 1: "MAIN RESULT": QUADRO SINTETICO DEI RISULTATI DI CALCOLO NELL'IPOTESI ELABORATA DI "WORST CASE" E "REAL CASE"	34
ALLEGATO 2: "CALENDAR": DETTAGLIO ANALITICO GIORNALIERO DELL'EFFETTO "FLICKERING" PER OGNI RECETTORE	37
ALLEGATO 3: "CALENDAR GRAPHIC": SINTESI GRAFICA DEL "FLICKERING" SUI RECETTORI ANALIZZATI	42
ALLEGATO 4: "SHADOW MAP" MAPPA CHE RAPPRESENTA LE ORE DI OMBREGGIAMENTO ("REAL CASE") PER LE AREE LIMITROFE ALLE TURBINE CONSIDERATE NEL CASO CUMULATIVO	43
ALLEGATO 5: "SHADOW MAP" MAPPA DI DETTAGLIO CON LA RAPPRESENTAZIONE GRAFICA DELLE ORE DI OMBREGGIAMENTO ("REAL CASE") PER LE AREE LIMITROFE ALLE TURBINE DI PROGETTO	44



1. PREMESSA

Il presente elaborato ha lo scopo di valutare in maniera tecnica l'eventuale impatto generato dall'evoluzione dell'ombra derivante dalla futura installazione di un impianto di produzione da fonte eolica di potenza 54 MW previsto in agro del territorio del Comune di Serracapriola (FG), individuabile in località "San Leucio - Alvanella" e costituito nel suo complesso da nove aerogeneratori modello Vestas V150 di potenza nominale unitaria pari a 6.0 MW, con altezza al mozzo 125 m s.l.t. e diametro rotore pari a 150 m. Proponente dell'iniziativa è la società Repower Renewable S.p.a.

Lo Shadow-Flickering è l'espressione comunemente impiegata in ambito specialistico per descrivere l'effetto stroboscopico delle ombre proiettate dalle pale rotanti degli aerogeneratori eolici quando sussistono le condizioni meteorologiche opportune; infatti la possibilità e la durata di tali effetti dipendono da una serie di condizioni ambientali, tra cui: la posizione del sole, l'ora del giorno, il giorno dell'anno, le condizioni atmosferiche ambientali e la posizione della turbina eolica rispetto ad un recettore sensibile. La valutazione tecnica è 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 serie di aspetti che caratterizzano le diverse fasi progettuali. Il modulo SHADOW è quello specifico per la valutazione dell'evoluzione dell'ombra e del flickering. In tale report è riportata:

- La descrizione del caso studio con la posizione delle turbine e delle loro caratteristiche tecniche;
- Una breve descrizione tecnica del fenomeno di shadow flickering;
- La descrizione dei recettori soggetti al fenomeno per i quali è stata richiesta questa analisi;
- Sintesi della metodologia di analisi seguita per lo studio;
- Sintesi dei risultati ottenuti, con allegati grafici ed analitici di dettaglio che descrivono il fenomeno su ognuno dei recettori e da parte di ognuna delle turbine per tutto l'anno solare.



2. IL CASO STUDIO

Come anticipato, il presente elaborato ha lo scopo di valutare in maniera tecnica l'eventuale impatto generato dall'evoluzione dell'ombra dovuto alla presenza di un impianto di produzione di energia da fonte eolica costituito da 9 aerogeneratori con caratteristiche dimensionali di 150 m di diametro di rotore, altezza al mozzo fissata a 125 m s.l.t. e di potenza elettrica nominale 50.4 MW, da installare nel comune di Serracapriola (FG).

Le elaborazioni saranno eseguite considerando il modello di aerogeneratore ed i parametri progettuali ipotizzati per la realizzazione dell'impianto come riassunti nella seguente tabella.

Tabella 1: Parametri Progettuali.

WINDFARM	Serracapriola Loc. "San Leucio - Alvanelle"
N° WTG – Tip Massimo [m]	9 – 200
Potenza singole WTG [MW]	6.0
Potenza Totale Windfarm [MW]	54
Tipologia/modello WTG	Vestas V150

2.1. DESCRIZIONE DEL SITO DI INDAGINE

L'area in esame, oggetto di futura installazione della wind farm di progetto, è sita in Italia, in Regione Puglia, in provincia di Foggia e coinvolge esclusivamente il comune di Serracapriola. Poiché la zona di interesse (nel suo complesso) risulta essere non nuova all'installazione di aerogeneratori di grande e piccola taglia, sarà considerato, oltre al contributo delle WTG di progetto, anche quello degli impianti esistenti, autorizzati o attualmente in fase di iter autorizzativo, in modo da tener conto di eventuali fenomeni di interferenza per potenziale effetto cumulato.

Le immagini seguenti mostrano l'inquadramento geografico generale del sito ed il prospetto su modello ortofotografico.

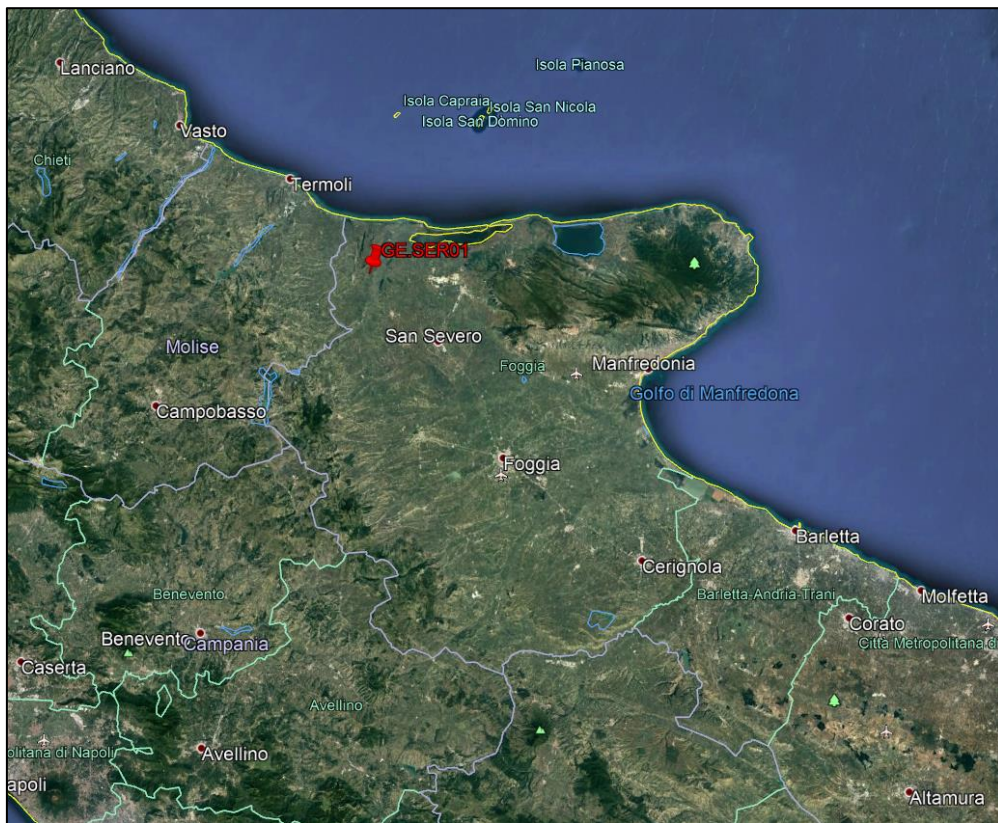


Figura 1: Inquadramento geografico del sito GE.SER01: regione Puglia, provincia di Foggia.



Figura 2: Individuazione dell'area di installazione della WTG su immagine ortofotografica.

Nell'intorno della zona di sviluppo dell'impianto di progetto, l'area si presenta a carattere sostanzialmente pianeggiante con il suolo che non evidenzia caratteristiche orografiche e variabilità topografiche di rilievo. L'orografia pianeggiante presenta una variabilità altimetrica sostanzialmente uniforme con moderate diversità di quota altimetrica e con valori che si attestano tra i 60 e 150 m s.l.m. con una altitudine media di circa 90 m s.l.m.

L'immagine seguente mostra il layout di progetto su stralcio di immagine cartografica IGM 1:25000 e su ortofoto 3D estratta da Google Earth

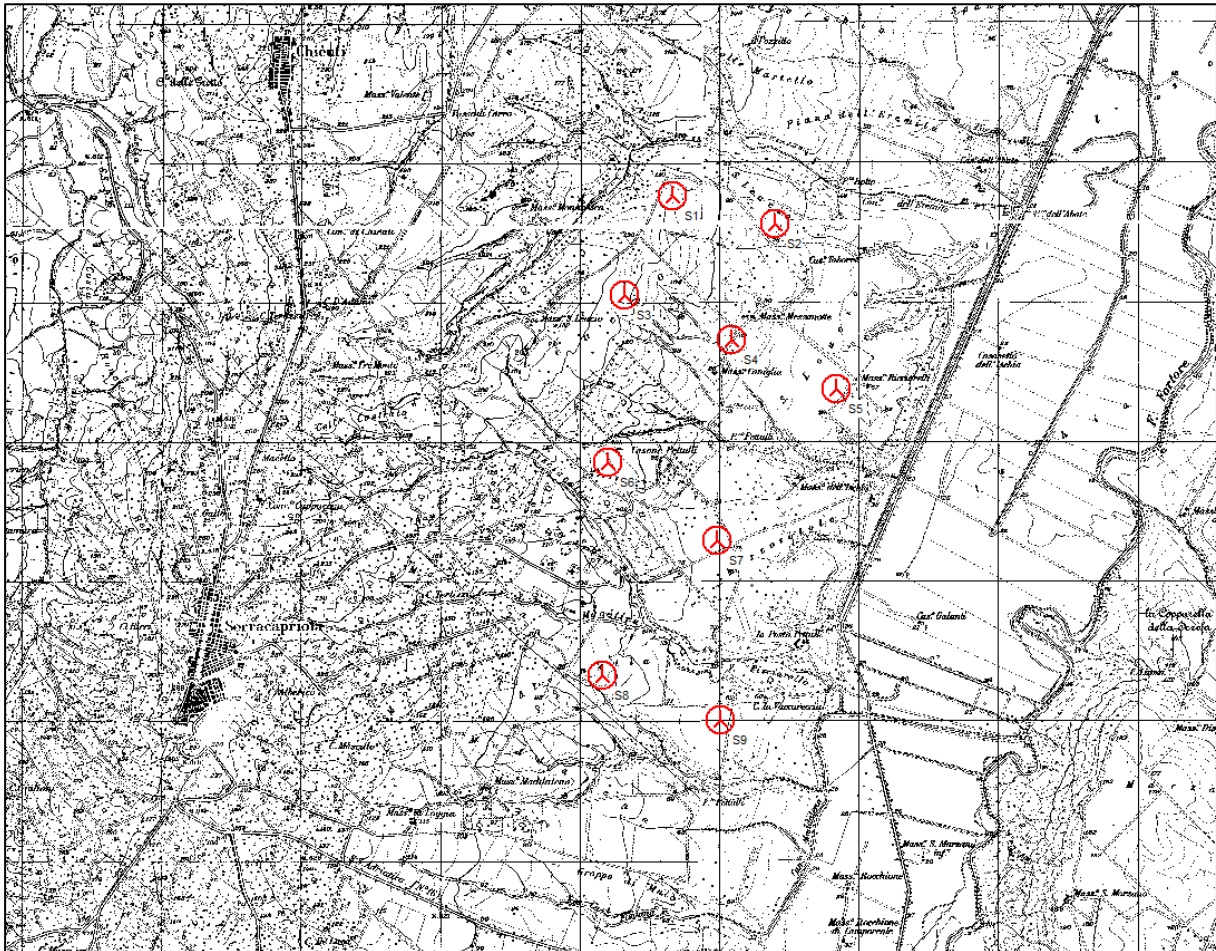


Figura 3: Individuazione geografica dell'area di progetto su carta topografica IGM 1:25000.



Figura 4: Individuazione della WTG di progetto (etichette in rosso) su ortofoto 3D.

La tabella a seguire individua le coordinate geografiche delle turbine oggetto di analisi nel sistema di riferimento UTM WGS84.

Tabella 2: Coordinate delle turbine di progetto nel sistema UTM GS84

ID WTG	UTM WGS 84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]
S1	516584	4631574
S2	517318	4631379
S3	516243	4630868
S4	517006	4630546
S5	517761	4630199
S6	516127	4629670
S7	516902	4629113
S8	516083	4628147
S9	516927	4627826

Per questioni di semplicità di interpretazione grafica, si riporta a seguire un'immagine senza cartografia di base della disposizione del layout di progetto (icona cerchiata in rosso) e la presenza simultanea delle turbine già insistenti sul territorio, in iter ed autorizzate (icone di differenti colori) nonché la disposizione dei recettori sensibili cui sono state eseguite le analisi (icone in giallo identificati con le

lettere "SRXX").

Per il criterio e la scelta delle strutture individuate come recettori sensibili nei confronti dei quali condurre le analisi e le elaborazioni del caso, si faccia riferimento allo specifico elaborato progettuale "1416-PD_A_IR-SIA01_TAV_r00 e PD_A_IR-SIA02_TAV_r00 – Planimetria su C.T.R, ortofoto e catastale contenente l'individuazione dei fabbricati desunti da cartografie “

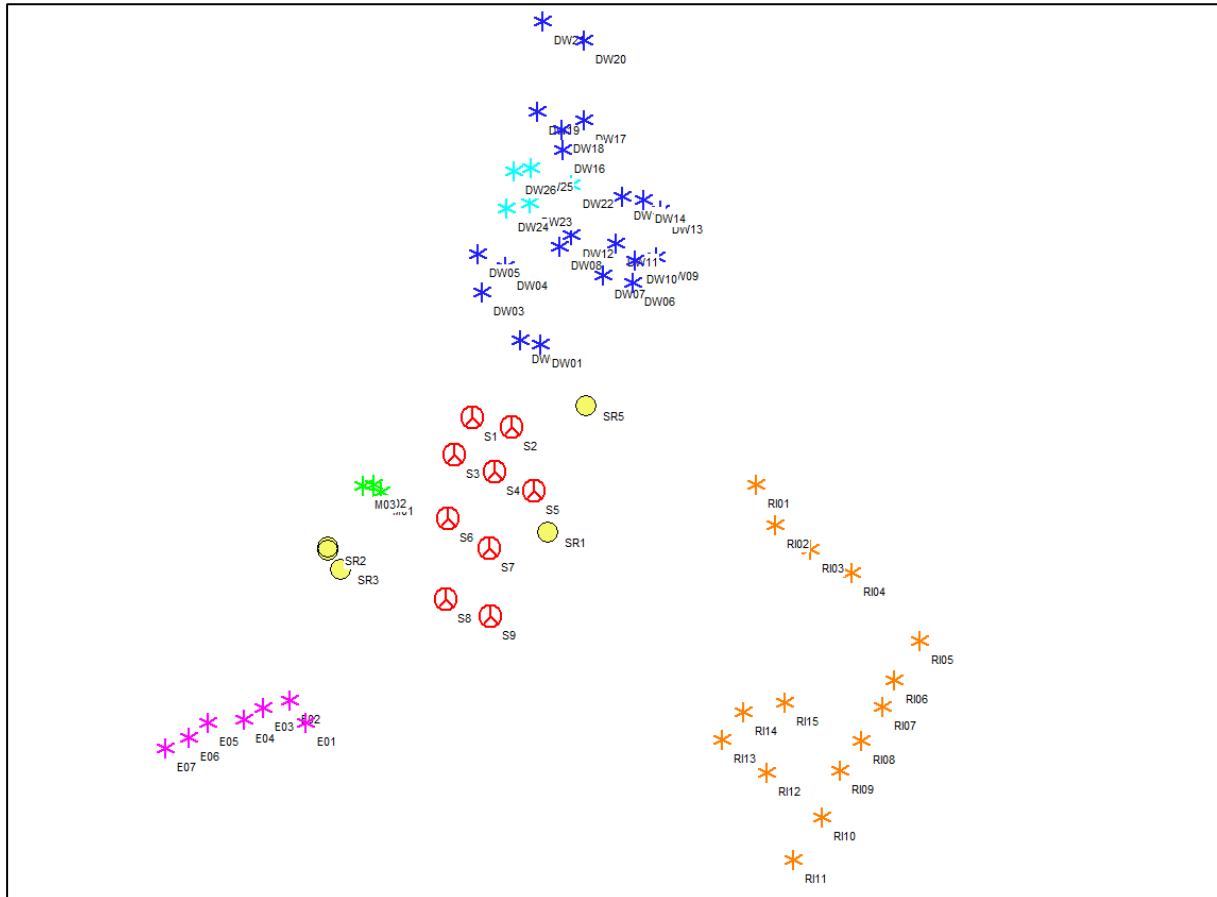


Figura 5: Inquadramento territoriale dell'impianto di San Marco dei Cavoti in assenza di base cartografica.

Le immagini seguenti riportano le WTG di progetto (icone in rosso) su stralcio di base cartografica EMDStreetMap estratta dal software WindPro, con la presenza simultanea delle turbine già insistenti sul territorio, in iter e autorizzate (icone di differenti colori) e la disposizione dei recettori sensibili per i quali si è concentrata l'analisi (icone in giallo identificate con le lettere "SRXX").

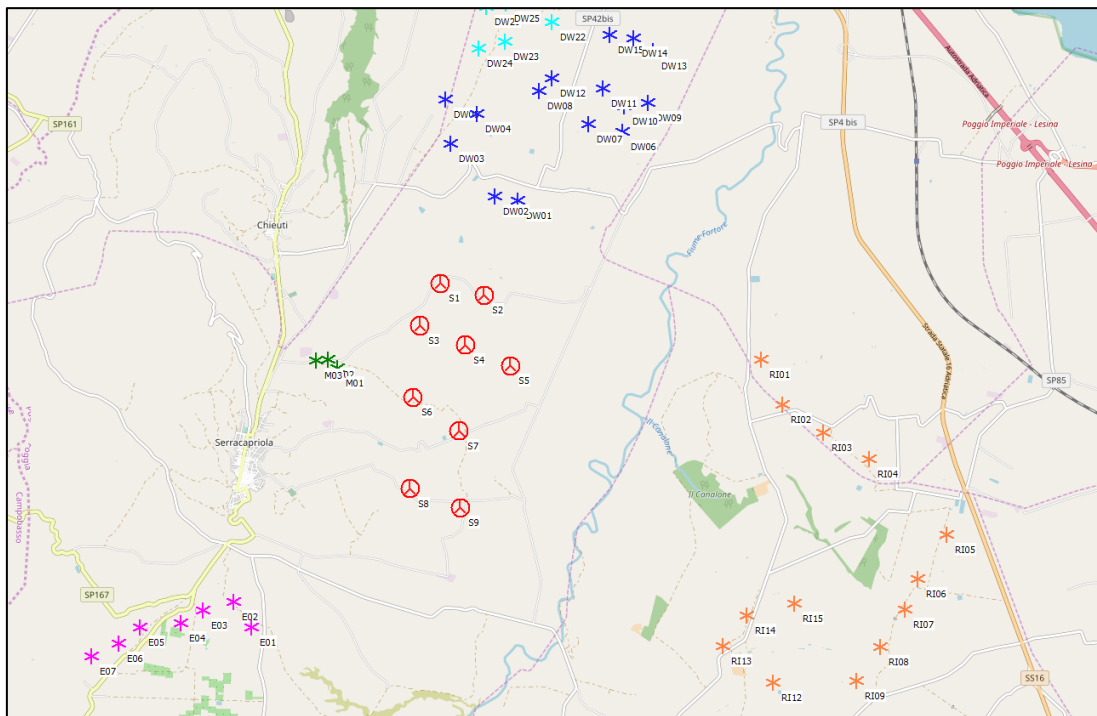


Figura 6: Inquadramento della turbina di progetto, esistenti, autorizzate e in iter e dei recettori analizzati, presentati su stralcio cartografico EMDStreetMap.

A seguire lo stesso layout di progetto inquadrato su modello digitale del terreno (DTM) e su stralcio di ortofoto satellitare nel prospetto 2D e 3D estratto da Google Earth.

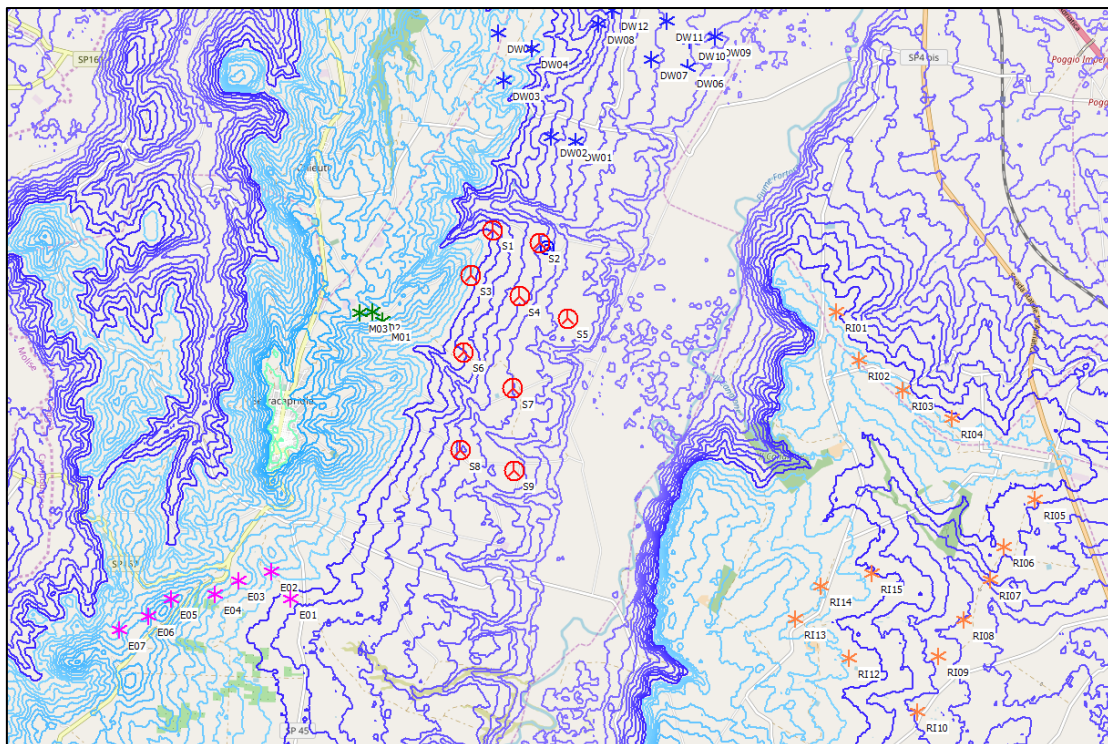


Figura 7: Inquadramento della turbina di progetto, delle turbine esistenti, in iter e autorizzate e di tutti i recettori sensibili su Modello Digitale di Terreno (DTM) in assenza di cartografia di base per una maggiore comprensione visiva.

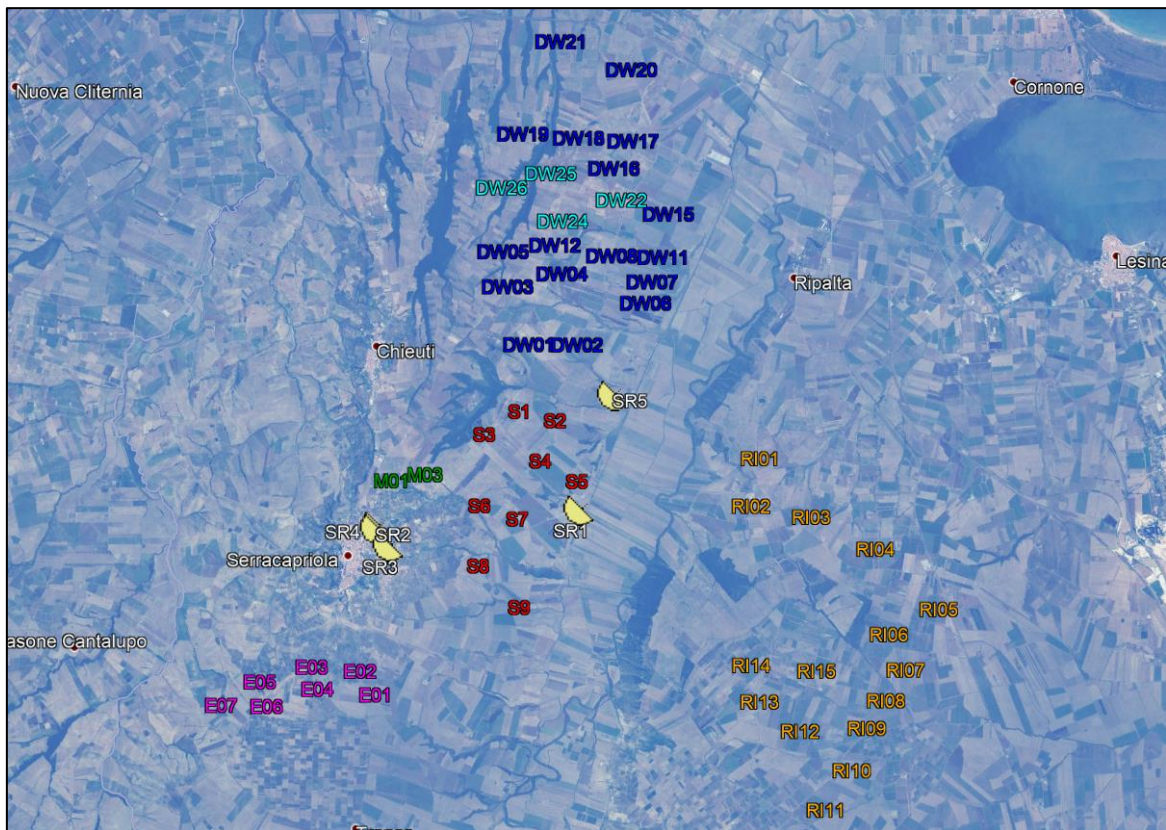


Figura 8: Inquadramento delle turbine di progetto e di tutti i recettori sensibili analizzati su stralcio di ortofoto satellitare nel prospetto 2D.



Figura 9: Inquadramento delle turbine di progetto e di tutti i recettori sensibili analizzati su stralcio di ortofoto satellitare nel prospetto 3D estratto da Google Earth con vista da Sud Ovest.



2.2. DESCRIZIONE DEGLI AEROGENERATORI E CARATTERISTICHE GEOGRAFICHE DI POSIZIONE

Le macchine di progetto, utilizzate per effettuare la simulazione, sono turbine mod. Vestas V150 con hub 125 m s.l.t. di potenza unitaria nominale pari a 5.6 MW.

Per tutte le strutture considerate nel modello di simulazione sono stati elaborati anche i potenziali effetti cumulativi legati alla presenza di turbine di grande e piccola taglia installate in area limitrofa, o di quelle turbine i cui progetti siano già autorizzati o in iter autorizzativo. Gli impianti di grande taglia risultano essere costituiti da turbine mod. Vestas V150 con hub 166 m s.l.t. di potenza unitaria nominale pari a 4.2 MW, turbine mod. GE WIND ENERGY 137 con hub 81,5 m s.l.t. di potenza unitaria nominale pari a 3.6 MW e turbine mod Enercon E-82 ed E-92 con hub 78,3 e potenza unitaria nominale rispettivamente di 2.0 e 2.3 MW.

Sono inoltre riportate le turbine di piccola taglia (60 kW) già insistenti sul territorio per le quali, laddove non siano note le specifiche caratteristiche e tipologia, saranno associate macchine equiparabili per altezza al mozzo e potenza nominale. In particolare, sono state considerate, turbine Northern Power System mod. NPS 60C-24 con hub 37 m s.l.t. e potenza unitaria nominale pari a 60 kW.

Tabella 3: Coordinate, tipologia e caratteristiche principali dell'aerogeneratore di progetto

ID WTG	UTM WGS 84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine [m]	Modello Aerogeneratore	Altezza mozzo [m]	Potenza nominale [kW]
S1	516584	4631574	118	Vestas V150	125	6000
S2	517318	4631379	80	Vestas V150	125	6000
S3	516243	4630868	131	Vestas V150	125	6000
S4	517006	4630546	85	Vestas V150	125	6000
S5	517761	4630199	54	Vestas V150	125	6000
S6	516127	4629670	106	Vestas V150	125	6000
S7	516902	4629113	67	Vestas V150	125	6000
S8	516083	4628147	80	Vestas V150	125	6000
S9	516927	4627826	55	Vestas V150	125	6000

**Tabella 4: Coordinate, tipologia e caratteristiche principali degli aerogeneratori autorizzati di grande taglia**

ID WTG	UTM WGS 84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine [m]	Modello Aerogeneratore	Altezza mozzo [m]	Potenza nominale [kW]
E01	513434	4625826	120	GE WIND 137	81,5	3600
E02	513126	4626240	145	GE WIND 137	81,5	3600
E03	512624	4626099	160	GE WIND 137	81,5	3600
E04	512250	4625883	160	GE WIND 137	81,5	3600
E05	511567	4625814	200	GE WIND 137	81,5	3600
E06	511205	4625547	200	GE WIND 137	81,5	3600
E07	510755	4625334	188	GE WIND 137	81,5	3600
DW01	517877	4632953	74	ENERCON E-82	78,3	2000
DW02	517491	4633032	89	ENERCON E-82	78,3	2000
DW03	516756	4633915	150	ENERCON E-82	78,3	2000
DW04	517193	4634412	120	ENERCON E-82	78,3	2000
DW05	516668	4634641	124	ENERCON E-82	78,3	2000
DW06	519624	4634118	40	ENERCON E-82	78,3	2000
DW07	519061	4634247	42	ENERCON E-82	78,3	2000
DW08	518224	4634788	80	ENERCON E-82	78,3	2000
DW09	520060	4634597	40	ENERCON E-82	78,3	2000
DW10	519651	4634535	40	ENERCON E-82	78,3	2000
DW11	519294	4634842	40	ENERCON E-82	78,3	2000
DW12	518440	4635009	77	ENERCON E-82	78,3	2000
DW13	520139	4635461	40	ENERCON E-82	78,3	2000
DW14	519813	4635678	40	ENERCON E-82	78,3	2000
DW15	519415	4635736	40	ENERCON E-82	78,3	2000
DW16	518287	4636595	85	ENERCON E-82	78,3	2000
DW17	518689	4637167	77	ENERCON E-82	78,3	2000
DW18	518254	4636993	80	ENERCON E-82	78,3	2000
DW19	517794	4637321	80	ENERCON E-82	78,3	2000
DW20	518672	4638657	44	ENERCON E-82	78,3	2000
DW21	517901	4639020	40	ENERCON E-82	78,3	2000
DW22	518435	4635941	82	ENERCON E-92	78,3	2300
DW23	517656	4635607	120	ENERCON E-92	78,3	2300
DW24	517213	4635506	120	ENERCON E-92	78,3	2300
DW25	517671	4636257	113	ENERCON E-92	78,3	2300
DW26	517347	4636197	120	ENERCON E-92	78,3	2300

**Tabella 5: Coordinate, tipologia e caratteristiche principali degli aerogeneratori in iter autorizzativo di grande taglia**

ID WTG	UTM WGS 84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine [m]	Modello Aerogeneratore	Altezza mozzo [m]	Potenza nominale [kW]
RI01	521959	4630318	120	Vestas V150	166	4200
RI02	522328	4629564	120	Vestas V150	166	4200
RI03	523007	4629097	120	Vestas V150	166	4200
RI04	523780	4628660	120	Vestas V150	166	4200
RI05	525079	4627404	120	Vestas V150	166	4200
RI06	524604	4626654	111	Vestas V150	166	4200
RI07	524387	4626151	98	Vestas V150	166	4200
RI08	523976	4625517	93	Vestas V150	166	4200
RI09	523572	4624949	98	Vestas V150	166	4200
RI10	523246	4624078	111	Vestas V150	166	4200
RI11	522698	4623269	120	Vestas V150	166	4200
RI12	522177	4624911	120	Vestas V150	166	4200
RI13	521339	4625530	144	Vestas V150	166	4200
RI14	521738	4626046	137	Vestas V150	166	4200
RI15	522531	4626235	120	Vestas V150	166	4200

Tabella 6: Coordinate, tipologia e caratteristiche principali degli aerogeneratori esistenti di piccola taglia

ID WTG	UTM WGS 84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine [m]	Modello Aerogeneratore	Altezza mozzo [m]	Potenza nominale [kW]
M01	514860	4630158	200	NPS 60C-24	37	60
M02	514714	4630298	206	NPS 60C-24	37	60
M03	514503	4630288	215	NPS 60C-24	37	60

Non essendo ancora disponibile dal fornitore lo specifico datasheet del modello di turbina di potenza nominale 5.6 MW, è stato considerato il modello analogo di potenza nominale 6.0 MW che possiede medesime caratteristiche dimensionali, aerodinamiche e strutturali tali da rendere idonea e valida l'elaborazione e la simulazione per la valutazione del fenomeno oggetto di analisi.

Tabella 7: Caratteristiche tecniche della turbina di progetto considerata nelle simulazioni Mod. Vestas V150 (qui mostrata nella versione da 6.0 MW).

V150-6.0 MW™ IECS

Facts & figures

POWER REGULATION Pitch regulated with variable speed

OPERATING DATA

Rated power 6,000kW
Cut-in wind speed 3m/s
Cut-out wind speed* 25m/s
Wind class IECS
Standard operating temperature range from -20°C** to +45°C

*High Wind Operation available as standard
**Subject to different temperature options

SOUND POWER

Maximum 104.9dB(A)**
***Sound Optimised Modes available dependent on site and country

ROTOR

Rotor diameter 150m
Swept area 17,672m²
Aerodynamic brake full blade feathering with 3 pitch cylinders

ELECTRICAL

Frequency 50/60Hz
Converter full scale

GEARBOX

Type two planetary stages

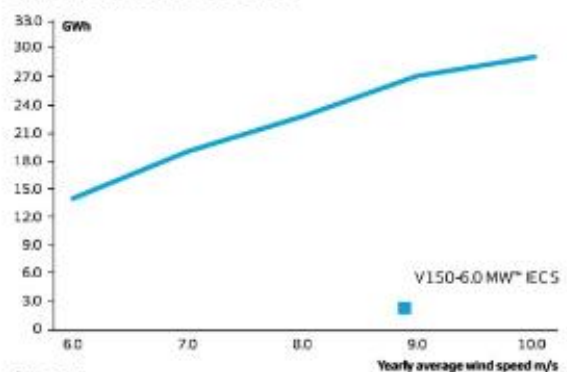
TOWER

Hub height 105m (IECS), 125m (IECS), 155m (IECS)

TURBINE OPTIONS

- Condition Monitoring System
- Oil Debris Monitoring System
- Service Personnel Lift
- Low Temperature Operation to -30°C
- Vestas Ice Detection™
- Vestas Anti-Icing System™
- Vestas IntelliLight*
- Vestas Shadow Detection System
- Aviation Lights
- Aviation Markings on the Blades
- Fire Suppression System
- Vestas Bat Protection System
- Lightning Detection System
- Load Optimised Modes

ANNUAL ENERGY PRODUCTION



Assumptions
One wind turbine, 1.00% availability, 0% losses, k factor = 2
Standard air density = 1.225, wind speed at hub height

Tabella 8: Caratteristiche tecniche della turbina in iter autorizzativo Vestas V150 4.2 MW.

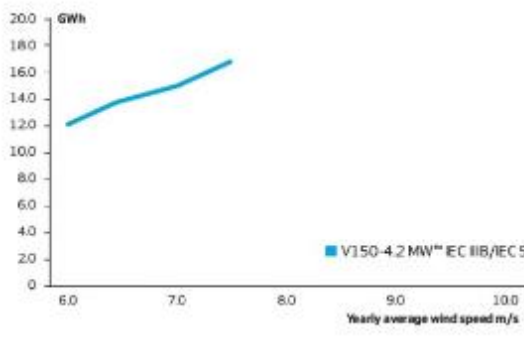
<h1>V150-4.2 MW™</h1> <h2>IEC IIIB/IEC S</h2> <h3>Facts & figures</h3>									
POWER REGULATION	Pitch regulated with variable speed								
OPERATING DATA	4,000 kW/4,200 kW								
Rated power	4,000 kW/4,200 kW								
Cut-in wind speed	3m/s								
Cut-out wind speed	22.5m/s								
Re cut-in wind speed	20m/s								
Wind class	IEC IIIB/IEC S								
Standard operating temperature range from -20°C* to +45°C with de-rating above 30°C (4,000 kW)									
*subject to different temperature options									
SOUND POWER	104.9dB(A)*								
Maximum	104.9dB(A)*								
*Sound Optimised modes dependent on site and country									
ROTOR	150m								
Rotor diameter	150m								
Swept area	17,671m ²								
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders								
ELECTRICAL	50/60Hz								
Frequency	50/60Hz								
Converter	full scale								
GEARBOX	two planetary stages and one helical stage								
Type	two planetary stages and one helical stage								
TOWER	Site and country specific								
Hub heights	Site and country specific								
NACELLE DIMENSIONS	3.4m								
Height for transport	3.4m								
Height installed (incl. CoolerTop*)	6.9m								
Length	12.8m								
Width	4.2m								
HUB DIMENSIONS	3.8m								
Max. transport height	3.8m								
Max. transport width	3.8m								
Max. transport length	5.5m								
BLADE DIMENSIONS	73.7m								
Length	73.7m								
Max. chord	4.2m								
Max. weight per unit for transportation	70 metric tonnes								
TURBINE OPTIONS	<ul style="list-style-type: none"> - 4.2 MW Power Optimised Mode (site specific) - Load Optimised Modes down to 3.6 MW - Condition Monitoring System - Service Personnel Lift - Vestas Anti-Icing System™ - Vestas Ice Detection - Low Temperature Operation to - 30°C - Fire Suppression - Shadow detection - Vestas Bat Protection System - Aviation Lights - Aviation Markings on the Blades - Vestas IntelliLight* 								
ANNUAL ENERGY PRODUCTION	 <table border="1"> <caption>Annual Energy Production Data (Estimated)</caption> <thead> <tr> <th>Yearly average wind speed (m/s)</th> <th>Annual Energy Production (GWh)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>6.0</td> <td>120</td> </tr> <tr> <td>7.0</td> <td>145</td> </tr> <tr> <td>8.0</td> <td>170</td> </tr> </tbody> </table>	Yearly average wind speed (m/s)	Annual Energy Production (GWh)	6.0	120	7.0	145	8.0	170
Yearly average wind speed (m/s)	Annual Energy Production (GWh)								
6.0	120								
7.0	145								
8.0	170								
Assumptions	One wind turbine, 100% availability, 0% losses, k factor =2, Standard air density = 1.225, wind speed at hub height								

Tabella 9: Caratteristiche tecniche della turbina autorizzata GE WIND 137 3.6 MW.


3MW Onshore Wind Turbine Platform

Pitch System
 Aerodynamic brake:
 Full feathering of blade pitch.
 Speed regulation:
 Electric drive pitch control with battery backup.

Rotor
 Rotor diameter ranging from 130 to 137 meters.

Tower
 Hub height ranging from 85 to 164.5 meters.
 Tower made of tubular steel, or hybrid pre-cast concrete & tubular steel with logistic friendly tower options.

App Suite & Predix® Platform
 GE's software applications generate smooth, predictable power, thanks to big data and the Industrial Internet. Our apps enhance annual energy production and improve wind farm predictability.

Generator
 Nameplate ranging from 3.2 to 3.8 MW at 50 or 60 Hz.

Powerful and efficient

- GE's 3MW platform can be customized based on nameplate, rotor diameter and hub height
- The 3.6-137 is our highest performing turbine for Class III winds

SPECIFICATIONS

3 MW wind turbine specifications table

3 MW Platform	3MW-117	3MW-130	3MW-137
Output (MW)	3.8, 4.2	3.4, 3.6, 3.8	3.2, 3.4, 3.6, 3.8
Rotor Diameter (m)	117	130	137
Frequency (Hz)	50	50,60	50, 60

Tabella 10: Caratteristiche tecniche della turbina autorizzata Enercon E-82 2.0 MW.


TECHNICAL DATA		E-82 2000 kW	
Rated power:	2000 kW		
Rotor diameter:	82 m		
Hub height:	70 m, 78 m, 98 m, 108 m		
Prototype:	Autumn 2005		
Series production:	From 3rd quarter 2006		
Turbine concept:	Gearless, variable speed, variable pitch control		
Rotor			
Type:	Upwind rotor with active pitch control		
Direction of rotation:	Clockwise		
Number of blades:	3		
Swept area:	5281 m ²	1 Main carrier	5 Rotor hub
Blade material:	Fibreglass (epoxy resin); integrated lightning protection	2 Yaw motors	6 Rotor blade
Rotational speed:	Variable, 6–19.5 rpm	3 Annular generator	
Tip speed:	25–80 m/s	4 Blade adaptor	

Tabella 11: Caratteristiche tecniche della turbina autorizzata Enercon E-92 2.3 MW.



Tabella 12: Caratteristiche tecniche della turbina di piccola taglia esistente Northern Power NPS 60C-24 60 kW.


Configurazione generale	
Modello	NPS 60C-24
Classe di riferimento	IEC WTGS IIIA ¹
Regolazione di potenza	Velocità variabile, controllo per stallo
Orientamento	Sopravento
Controllo d'imbardata	Attivo
Numero di pale	3
Diametro rotore	24.4 metri
Prestazioni	
Potenza elettrica di targa alle condizioni di riferimento	59.9 kW
Velocità del vento di avviamento (Cut-in)	3.0 metri/secondo
Velocità del vento nominale	11 metri/secondo
Velocità del vento di spegnimento (Cut-out)	25.0 metri/secondo
Prestazioni acustiche	Risultati delle prove acustiche secondo le IEC 61400-11 sono disponibili a richiesta da Northern Power.

Sistema di controllo	
Tipo di controllore	Basato su DSP, multiprocessore su piattaforma integrata
Sistema di monitoraggio	Sistema di monitoraggio SmartView®
Sistema di sicurezza	Progettato secondo IEC 61400-1ed3, freno ridondato
Protocollo di comunicazione	Modbus TCP
Torre	
Altezza torre	37 Metri
Altezza mozzo	35.7 metri
Altezza mozzo	36.8 metri
Configurazione della torre	3 sezioni tubolari, innestate per la spedizione
	Tutte le torri includono un sistema di sicurezza per la salita della scala progettato per fornire un sistema sicuro di salita di una scala aperta. Quando installato secondo le istruzioni fornite, tale sistema è conforme alle norme OSHA, ANSI (ANSI A14.3), CSA (Z259.2.1) & CE (EN 353-1:2002). Ulteriori dettagli sono contenuti nel documento NPS A06432.
Pesi	
Navicella e rotore	7,800 kg
Torre (opzione 37 metri)	14,000 kg
Condizioni di riferimento	
Quota (s.l.m.)	Livello del mare
Temperatura dell'aria	15° Celsius
Densità dell'aria	1.225 kg/m ³



2.3. ANALISI DEI RECETTORI

L'analisi di shadow-flickering, di cui al presente studio, è stata elaborata per specifici 5 recettori nell'intorno dell'impianto.

Nelle tabelle a seguire sono riportati i riferimenti geografici (coordinate) di tutti i recettori oggetto di analisi e simulazione e, in successione, una tabella di riepilogo della matrice delle distanze minime intercorrenti tra recettori in oggetto e gli aerogeneratori di progetto.

Tabella 13: Inquadramento geografico – Coordinate di tutti i recettori sensibili individuati ed inseriti nel modello di simulazione.

ID Recettore	UTM WGS 84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine s.l.m. [m]
SR1	518021	4629404	40
SR2	513835	4629060	238
SR3	514086	4628707	200
SR4	513848	4629116	233
SR5	518746	4631781	40

Tabella 14: Matrice delle distanze (in metri) aerogeneratori/recettori.

COORDINATE E MATRICE DISTANZE WTG / RECETTORI [m]											
WTG		S01	S02	S03	S04	S05	S06	S07	S08	S09	
Recettore	Coordinate UTM WGS 84		516584	517318	516243	517006	517761	516127	516902	516083	516927
			4631574	4631379	4630868	4630546	4630199	4629670	4629113	4628147	4627826
SR1	518021	4629404	2603	2096	2303	1528	836	1913	1156	2310	1920
SR2	513835	4629060	3725	4184	3011	3502	4088	2372	3067	2426	3329
SR3	514086	4628707	3803	4193	3053	3451	3966	2257	2845	2074	2974
SR4	513848	4629116	3678	4143	2967	3467	4060	2345	3054	2436	3338
SR5	518746	4631781	2172	1484	2664	2134	1864	3364	3243	4505	4353

In rosso è stata evidenziata la minima distanza intercorrente tra recettore sensibile e turbina di progetto che nello specifico risulta essere di 836 m in linea d'aria ed interessa il recettore individuato come SR1 rispetto alla turbina S05.

3. ANALISI DI SHADOW FLICKERING

3.1. CENNI SUL FENOMENO DELL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA GENERATA DAGLI AEROGENERATORI

Le turbine eoliche, come altre strutture fortemente sviluppate in altezza, proiettano un'ombra sulle aree adiacenti in presenza della luce solare diretta

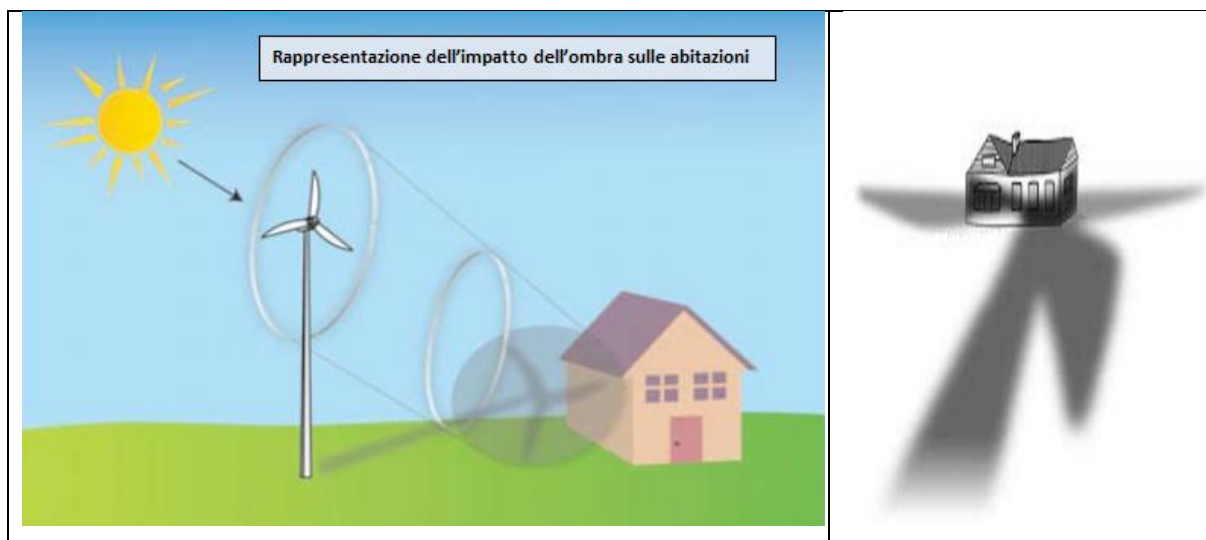


Figura 10: Rappresentazione grafica dell'impatto dell'ombra generata da una turbina eolica

Il cosiddetto fenomeno del "flickering", consiste in un effetto di lampeggiamento che si verifica quando le pale del rotore in movimento "tagliano" la luce solare in maniera intermittente. Il flickering si verifica solo in determinate condizioni e coinvolge solo un'area limitata che circonda un parco eolico, tuttavia esso può determinare disturbo per i residenti dei fabbricati situati nei pressi dell'impianto e pertanto è importante valutare e garantire che l'esposizione sia limitata.

Affinché il fenomeno si verifichi presso un recettore, il cielo deve essere chiaro e la turbina deve funzionare, altrimenti non vengono emesse ombre in movimento; inoltre il rotore della turbina deve essere situato lungo la linea di vista, senza ostacoli, dal recettore al sole. Poiché la posizione del sole cambia per tutto il giorno e per tutto l'anno, anche l'area interessata dall'ombra cambia. Il flickering è percepito come disturbante quando la variazione dell'intensità luminosa è superiore al livello di percezione dell'occhio umano.

La distanza tra una turbina eolica e un recettore influisce sull'intensità dello "sfarfallio" che diminuisce con la distanza dal recettore alla turbina, fino ad un punto in cui il cambiamento dell'intensità luminosa è inferiore a quello che l'occhio umano può distinguere. Le ombre proiettate vicino ad una turbina sono più intense, distinte e "focalizzate" perché una maggior parte del sole è bloccata intermittenemente dalle lame passanti. Quando aumenta la separazione tra il recettore e la turbina, la percentuale del sole oscurata diminuisce e le ombre diventano meno intense e meno discernibili. A una distanza di circa 10 volte il diametro del rotore, l'intensità del tremolio dell'ombra è significativamente ridotta e diventa meno percepibile all'occhio umano. L'intensità è anche ridotta se il piano del rotore è ad un angolo diverso da quello perpendicolare alla linea di vista dal recettore al sole, anche perché le lame passanti oscurano



una parte minore di sole. Le condizioni di illuminazione ambientale influenzano anche la visibilità dello sfarfallio: il flickering è più evidente in una stanza oscura con una finestra rivolta verso la turbina rispetto all'esterno dove i livelli di luce ambientale sono più alti. La frequenza o la velocità del tremolio dell'ombra è correlata alla velocità del rotore e al numero di lame sulla turbina. Alcune linee guida di paesi esteri, raccomandano una velocità di flicker non superiore a 3 "tagli" al secondo.

Per la classica turbina eolica provvista di tre pale, questo effetto corrisponde quindi ad una completa rotazione del rotore in un secondo, equivalente a 60 giri al minuto (60 RPM). Tali valori sono tipici di aerogeneratori di piccola taglia con piccoli rotori (circa 20 m) e più elevata velocità di rotazione. Le attuali turbine in commercio di grande taglia hanno una velocità di rotazione ben inferiore a tali valori, con velocità del rotore intorno ai 20 RPM. Ciò si traduce in bande che passano frequenze inferiori a 1 Hz o 1 ciclo al secondo. A queste basse frequenze, lo sfarfallio potrebbe essere motivo di fastidio, ma non costituisce una minaccia per la salute. Secondo l'Associazione britannica di epilessia, le frequenze inferiori a 3Hz non causano episodi di epilessia fotosensibile e le velocità di sfarfallio delle turbine eoliche moderne non sono in grado di innescare crisi epilettiche. Considerando la relazione spaziale tra le turbine e i recettori (localizzazioni geografiche e elevazioni del suolo) nonché la geometria delle turbine (altezza del mozzo e dimensioni del rotore), il verificarsi del fenomeno di flickering può essere accuratamente modellato e previsto con il dettaglio dei minuti. Una progettazione attenta è comunque fondamentale per evitare questo spiacevole fenomeno semplicemente prevedendo il luogo di incidenza dell'ombra e disponendo le turbine in maniera tale che l'ombra sulle zone sensibili non superi un certo numero di ore all'anno.

Il grafico che segue riporta l'evoluzione annuale tipica 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 è evidente dal grafico e dalla legenda, 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 1 km, anche se solo per pochi minuti all'anno.

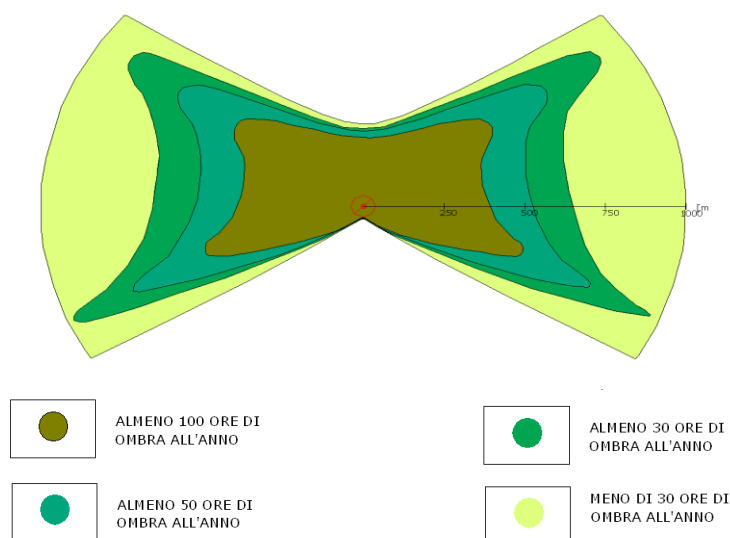


Figura 11: Evoluzione annuale tipo dell'ombra di un aerogeneratore

 TENPROJECT	RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	1416-PD_A_OM-SIA01_REL_r00 12/10/2020 20/10/2020 00 24 di 44
---	---	---	--

In Italia, così come nella maggior parte dei paesi Europei ed extraeuropei non esiste una normativa specifica in relativa al disturbo generato dal fenomeno di Shadow – Flickering. Esistono delle regolamentazioni locali ma quasi mai comprendono limiti numerici specifici, quanto piuttosto delle raccomandazioni tese a sottolineare che il fenomeno non sia “unreasonable” o “significant”.

Il valore di riferimento più diffuso è quello delle 30 ore per anno calcolate come ore effettive del fenomeno atteso al recettore che in via generale corrisponde a circa 100-150 ore in worst case in dipendenza delle condizioni meteo.

3.2. 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;
- la posizione degli aerogeneratori, il modello e le caratteristiche dimensionali;
- definizione di aree sensibili o recettori, posizione geografica e caratteristiche dimensionali dell'area disturbata; (finestra, patio, area esterna)
- definizione di caratteristiche anemologiche dell'area per il calcolo del "real case" basato sulla effettiva distribuzione statistica dei dati del vento in relazione alle ore di funzionamento ed al posizionamento della navicella per la proiezione del rotore.
- definizione di dati meteorologici storici di una stazione di riferimento per il calcolo probabilistico delle ore di soleggiamento

Nel modello di calcolo dell'ombra utilizzato da windPRO i seguenti parametri definiscono la propagazione dell'ombra dietro il disco del rotore:

- Il diametro del Sole, D: 1.390.000 km
- La 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, tuttavia, 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).

I recettori dell'ombra sono invece definiti nel modello dalle seguenti informazioni:

- La posizione della "finestra" sopra il livello del suolo e la sua dimensione (altezza e larghezza).
- L'inclinazione della "finestra" rispetto all'orizzontale (si può scegliere tra finestra verticale, orizzontale e tetto [45 °]).
- L'orientamento direzionale della finestra rispetto al sud (in gradi, positivi, a ovest).
- In alternativa è possibile selezionare la modalità "Green house", ovvero il recettore è modellato con caratteristiche di una “serra” che riceve ombra da qualunque direzione in quanto

completamente esposto al fenomeno dell'ombra intermittente.

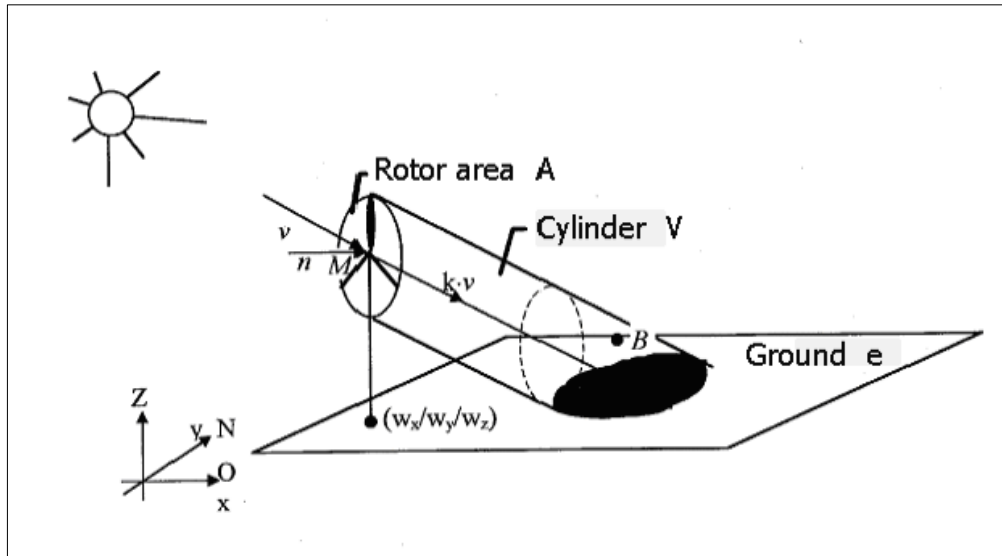


Figura 12: Schema di calcolo del modulo Shadow

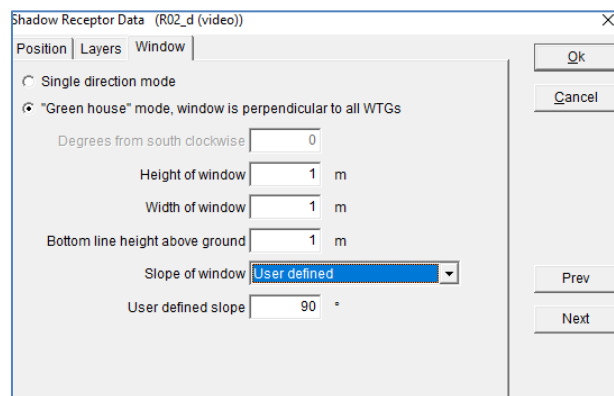


Figura 13: Finestra di input delle caratteristiche del recettore

Il software tiene conto dell'ostacolo naturale costituito dall'orografia e da eventuali ostacoli inputati specificatamente (ad es. foreste, barriere naturali o artificiali etc..), grazie all'opzione ZVI.

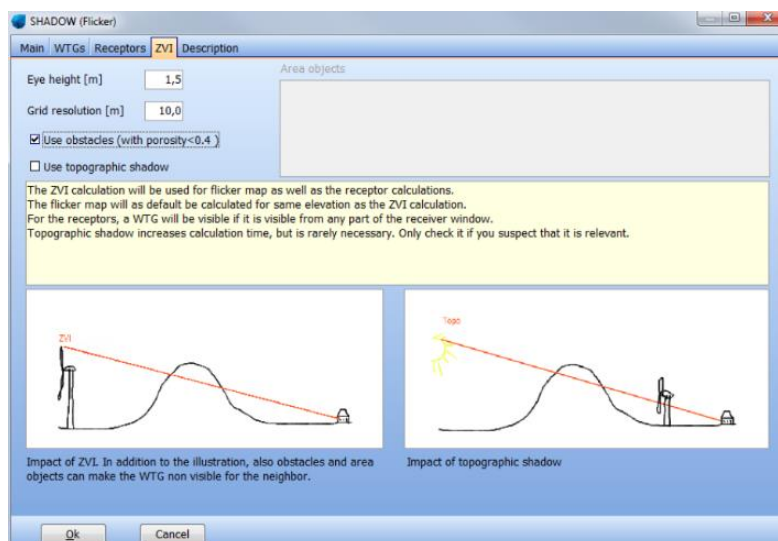


Figura 14: Finestra della opzione ZVI che tiene conto degli ostacoli naturali ed artificiali inputati nel software

 TENPROJECT	RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	1416-PD_A_OM-SIA01_REL_r00 12/10/2020 20/10/2020 00 26 di 44
---	---	---	--

Per le simulazioni, ogni singolo ricettore 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. Allo stesso tempo, si è trascurata la presenza degli alberi e di altri ostacoli posti ai margini delle strade che, “intercettando” l'ombra degli aerogeneratori, potrebbero ridurre il fastidio del flickering.

Ciò significa che i risultati ai quali si perverrà sono ampiamente cautelativi.

Ai fini di una comprensione del reale effetto di disturbo, lo studio è stato effettuato in modalità “Real Case”, ovvero tenendo conto dei 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 il numero di ore di ombreggiamento più realistico in quanto si tiene conto della reale presenza del sole e delle ore di funzionamento della turbina nell'arco di un anno anche in funzione della direzione del vento che influisce sull'orientamento delle pale rispetto al sole e dunque sull'ombra proiettate sui ricettori.

3.3. DATI DI INPUT E PARAMETRI DEL MODELLO

In base alla metodologia descritta nei paragrafi precedenti, sono stati utilizzati i seguenti dati di input per impostare il modello di simulazione per la valutazione del fenomeno di Shadow-Flickering degli aerogeneratori di San Marco dei Cavoti:

DTM: Modello del terreno digitale per caratterizzare l'orografia, che svolge un ruolo importante nella mascheratura fisica dell'impatto dell'ombra

- Posizioni geografiche di recettori con dettaglio dimensionale delle aree più esposte.
- Posizioni geografiche di generatori di turbine eoliche e loro caratteristiche dimensionali
- Dati del vento di una stazione di misura locale per il calcolo dell'energia per stimare le ore operative e le probabilità associate alle diverse direzioni del vento
- Probabilità mensile della presenza del sole da una stazione meteo nazionale
- Nessun ostacolo naturale o artificiale è stato modellato.

3.4. DTM

Il modello digitale del terreno DTM (Digital Terrain Model) è stato estrapolato dal grid disponibile in download dal satellite, georeferenziato, sovrapposto, confrontato e adeguato con le curve di livello presenti sulla cartografia ufficiale CTR 1:10.000 con uno step di 10 m. Il modello digitale ottenuto copre un'area di 40x40 Km e trova un buon riscontro con l'andamento orografico verificato in sito.

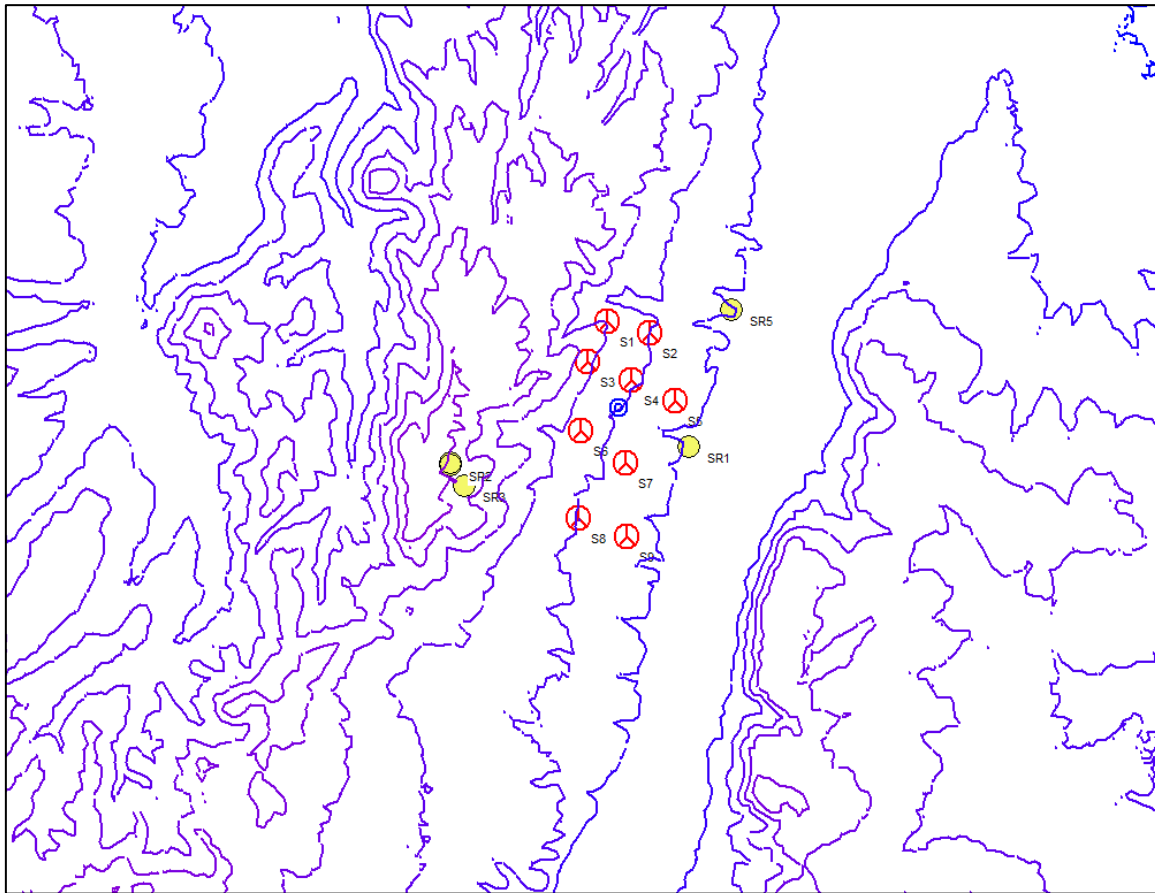


Figura 15: Stralcio del DTM di input con posizione degli aerogeneratori e dei recettori

3.5. AEROGENERATORI E RECETTORI

Le coordinate ed il relativo modello di turbina sono dettagliati al paragrafo 2.2.

Le caratteristiche e le coordinate dei recettori sono state dettagliate al paragrafo 2.3, ma è importante sottolineare che per tutti i recettori si è ritenuto opportuno usare l'ipotesi di cautela della modalità "green house mode". Questa scelta è stata operata poiché in talune circostanze anche lo spazio antistante le strutture può essere considerato o adibito a luogo di riposo e relax. La scelta di una singola finestra o di una facciata in alcune condizioni potrebbe risultare riduttiva allo scopo di una vera valutazione d'impatto.

Tabella 15: Coordinate geografiche dei recettori e caratteristiche dimensionali della tipologia di area considerata nell'analisi

ID Recettore	UTM WGS 84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Altitudine s.l.m. [m]	Lunghezza [m]	Larghezza [m]	Altezza [m]	Direction mode
SR1	518021	4629404	40	1	1	1	"Green house mode"
SR2	513835	4629060	238	1	1	1	"Green house mode"
SR3	514086	4628707	200	1	1	1	"Green house mode"
SR4	513848	4629116	233	1	1	1	"Green house mode"
SR5	518746	4631781	40	1	1	1	"Green house mode"

3.6. INPUT PER LA MODELLAZIONE DEL "REAL CASE"

Per un calcolo "REAL CASE" affidabile, sono richieste le probabilità mensili di presenza di sole in aggiunta ai dati locali sul vento. I dati meteo di copertura nuvolosa sono dedotti dalla stazione meteo di Campobasso posta a circa 53 km a Sud-Est dell'area di studio. La distanza dalla stazione di riferimento, risulta essere rappresentativa per le condizioni locali.

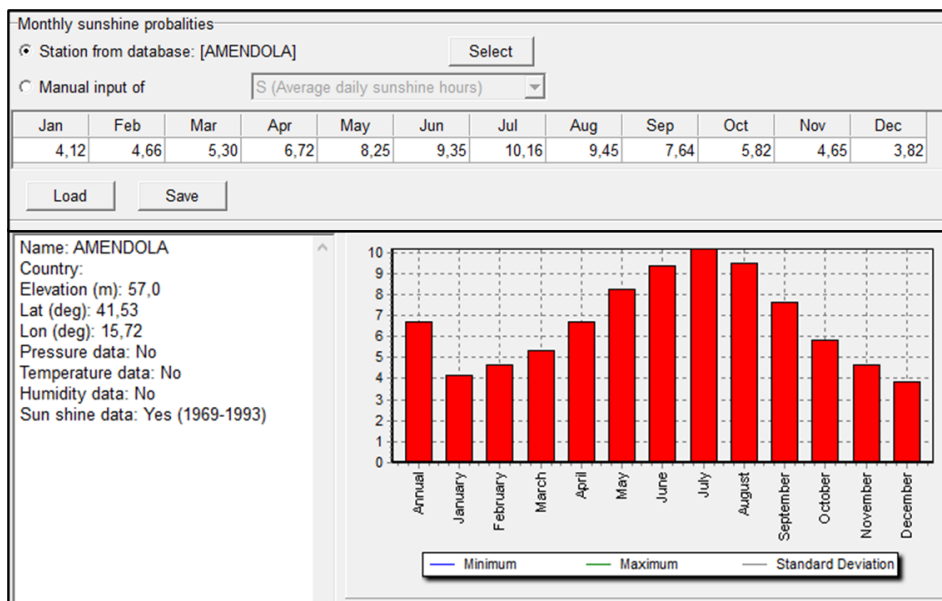


Figura 16: Valori di probabilità di soleggiamento mensile della stazione meteo di Campobasso

I dati meteo utili al calcolo energetico e di funzionamento degli aerogeneratori sono invece relativi alle misure anemologiche di una stazione di misura di altezza 50 m posta in area molto prossima alle WTG di progetto.

I parametri anemologici a seguire fanno riferimento al dato ad altezza pari ad 50 m s.l.t.

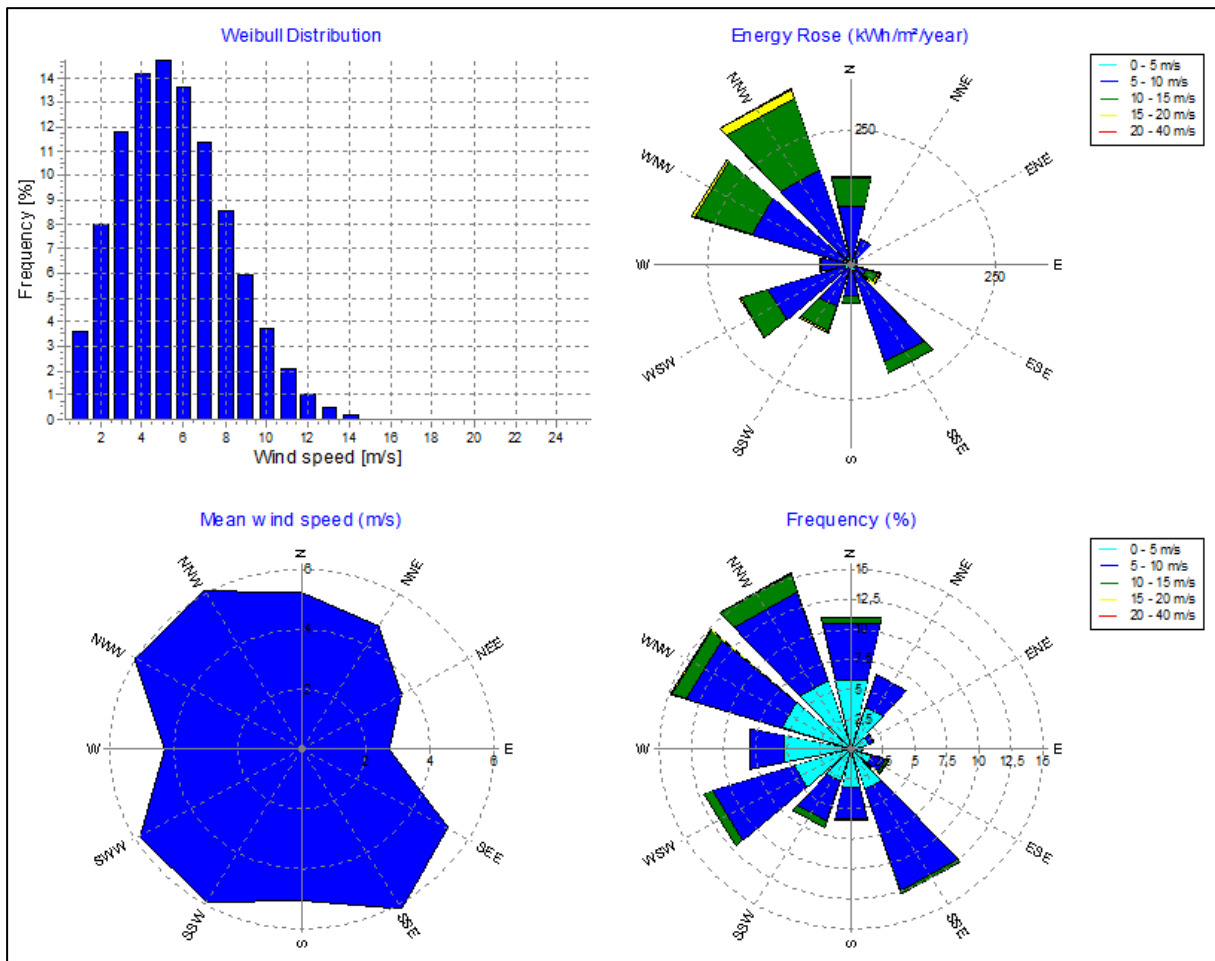


Figura 17: Informazioni sull'anemologia locale utili al calcolo dello shadow flickering.



4. RISULTATI

Si riportano di seguito sinteticamente in forma tabellare i risultati della simulazione per i recettori analizzati in condizioni di Real Case evidenziando l'apporto cumulativo di tutti gli impianti esistenti, in iter e autorizzati.

Tabella 16: Risultati del calcolo

ID Recettore	REAL CASE VALORI REALI ATTESI AL RECETTORE
	Shadow ore/anno
SR1	03:37
SR2	00:00
SR3	00:00
SR4	00:00
SR5	02:12

4.1. ANALISI DEI RISULTATI

Dalle simulazioni effettuate, si evince che se si considera l'effetto cumulativo, risulta che solo 2 dei recettori considerati sono interessati dal fenomeno in maniera trascurabile, con una durata del fenomeno di **03:37 ore/anno** al recettore **SR1** e **02:12 ore/anno** al recettore **SR5**.

Tale risultato ("real case") deve intendersi comunque a carattere cautelativo poiché non tiene conto della presenza di nubi e di vegetazione ad alto fusto.

In appendice è allegato un calendario (rif. Appendice *Calendar*), che riporta in maniera grafica giorno per giorno, per tutto l'anno, la durata giornaliera del fenomeno, l'orario di inizio e di fine del fenomeno, nelle condizioni di caso reale. Dalla lettura del "*Calendar*" si legge che il fenomeno dell'ombreggiamento, si esplica sui recettori con intensità trascurabile nei diversi mesi dell'anno:

- Sui recettori SR1 e SR5 il fenomeno si presenta soprattutto nei mesi di marzo e ottobre tra le ore 16:00 e le 18:00.

Nella figura che segue è riportato a titolo di esempio il grafico "calendar" dei 2 recettori interessati dal fenomeno: le macchie individuano i momenti di shadow, la posizione nel grafico individua tempo e durata del fenomeno, i colori delle macchie individuano le turbine che causano il fenomeno.

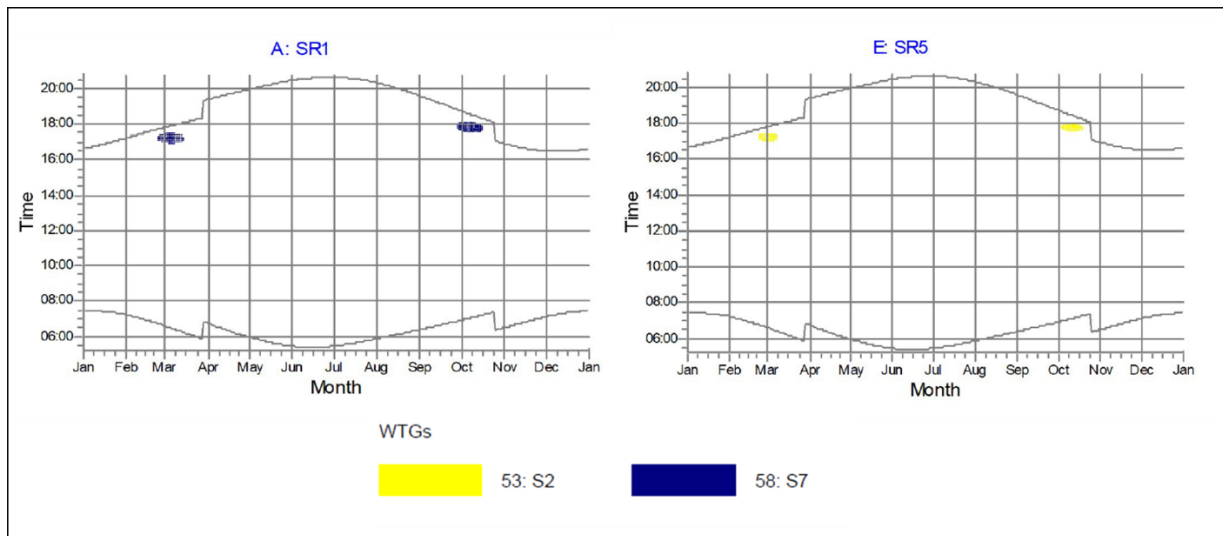


Figura 18: Rappresentazione grafica dell'ombreggiamento durante l'anno alle diverse fasce orarie e nei diversi mesi.

L'allegato 2 riporta il dettaglio analitico di quanto espresso dal grafico precedente con gli specifici orari di inizio e di fine del fenomeno. A seguire è altresì riportata la sintesi grafica annuale (allegato 3, come mostra l'immagine precedente) dell'apporto di ombreggiamento a carico di ogni recettore ed il/gli aerogeneratore/i responsabile/i del fenomeno.

E' stata inoltre elaborata una mappa (report *Map*, Allegato 4) in cui vengono riportate, con diverse gradazioni di colore, le zone soggette ad una determinata durata del fenomeno dell'ombreggiamento oltre all'estensione areale nella quale il fenomeno risulta significativo.

Il fenomeno dell'ombreggiamento interessa marginalmente tratti di strade Provinciali, comunali e/o private per un numero di ore all'anno del tutto irrilevanti e cioè pari ad un massimo di 30 ore/anno, ma solo in alcuni tratti. Preme tuttavia evidenziare che nelle simulazioni non si è tenuto conto della possibile presenza di vegetazione capace di offrire un effetto "barriera" ai recettori e/o alle strade limitrofe. Inoltre, la percezione dell'impianto dalla strada risulterebbe essere "in movimento" e quindi legata alla breve permanenza delle automobili in transito, per cui il fastidio indotto sarebbe temporalmente limitato. A questo si aggiunge che le simulazioni sono state effettuate assumendo le "condizioni peggiori", sovrastimando pertanto l'effetto di flickering.

 TENPROJECT	RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	1416-PD_A_OM-SIA01_REL_r00 12/10/2020 20/10/2020 00 32 di 44
---	---	---	--

5. CONCLUSIONI E RACCOMANDAZIONI

In conclusione, si può affermare che i risultati ottenuti delle elaborazioni evidenziano, pur considerando le condizioni più sfavorevoli, che le turbine considerate nello studio generano effetti di shadow flickering i cui impatti risultano essere nulli per alcune strutture e trascurabili (o non particolarmente problematici) per altre.

Si rimarca altresì che sono stati elaborati gli effetti cumulativi sui recettori interessati valutando l'apporto degli impianti esistenti sul territorio e già in esercizio, in iter e autorizzati vicini ad ogni singolo punto di sviluppo progettuale del nuovo layout.

 TENPROJECT	RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO	Codice Data creazione Data ultima modif. Revisione Pagina	1416-PD_A_OM-SIA01_REL_r00 12/10/2020 20/10/2020 00 33 di 44
---	---	---	--

6. BIBLIOGRAFIA

WindPRO Help, EMD International Co. Denmark, version 3.1.597

WindPRO, EMD International Co. Denmark, version 2.7.490

Photosensitive Epilepsy, Epilepsy Action (British Epilepsy Association), website:

<http://www.epilepsy.org.uk/info/photo.html> Leeds, UK, November 2009.

Wind Energy Handbook, Wiley Editions 2011, Burton Jenkins, Sharpe, Bossanyi

Richard Lampeter: Shadow Flicker Regulations and Guidance: New England and Beyond

ALLEGATO 1: "MAIN RESULT": QUADRO SINTETICO DEI RISULTATI DI CALCOLO nell'ipotesi elaborata di "Worst Case" e "Real Case"
SHADOW - Main Result
Calculation: GE.SER01-Sh.Fl.

Assumptions for shadow calculations

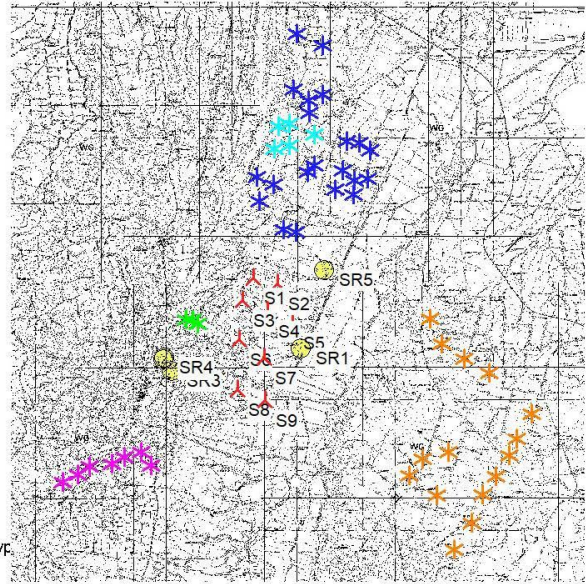
Maximum distance for influence
Calculate only when more than 20 % of sun is covered by the blade
Please look in WTG table

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 hours are calculated from WTGs in calculation and wind distribution:
SDP TP_198

Operational time
N NNE ENE E ESE SSE S SSW WSW W WNW NNW Sum
921 382 127 69 203 746 1.160 828 561 547 1.422 1.390 8.356
Idle start wind speed: Cut in wind speed from power curve



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: Height Contours: CONTOURLINE_ONLINEDATA_1.wp
Obstacles used in calculation
Eye height: 1,5 m
Grid resolution: 10 m

WTGs

UTM WGS84 Zone: 33				WTG type		Shadow data					
East	North	Z	Row data/Description	Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Calculation distance [m]	RPM
UTM WGS84 Zone: 33				[m]							
1	517.877	4.632.953	73,8 DW01	No	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	78,3	1.552	19,5
2	517.491	4.633.032	89,2 DW02	No	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	78,3	1.552	19,5
3	516.756	4.633.915	149,6 DW03	No	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	78,3	1.552	19,5
4	517.193	4.634.412	120,0 DW04	No	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	78,3	1.552	19,5
5	516.668	4.634.641	124,2 DW05	No	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	78,3	1.552	19,5
6	519.624	4.634.118	40,0 DW06	No	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	78,3	1.552	19,5
7	519.061	4.634.247	42,0 DW07	No	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	78,3	1.552	19,5
8	518.224	4.634.788	80,0 DW08	No	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	78,3	1.552	19,5
9	520.060	4.634.597	40,0 DW09	No	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	78,3	1.552	19,5
10	519.651	4.634.535	40,0 DW10	No	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	78,3	1.552	19,5
11	519.294	4.634.842	40,0 DW11	No	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	78,3	1.552	19,5
12	518.440	4.635.009	76,8 DW12	No	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	78,3	1.552	19,5
13	520.139	4.635.461	40,0 DW13	No	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	78,3	1.552	19,5
14	519.813	4.635.678	40,0 DW14	No	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	78,3	1.552	19,5
15	519.415	4.635.736	40,0 DW15	No	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	78,3	1.552	19,5
16	518.287	4.636.595	84,9 DW16	No	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	78,3	1.552	19,5
17	518.689	4.637.167	76,6 DW17	No	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	78,3	1.552	19,5
18	518.254	4.636.993	80,0 DW18	No	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	78,3	1.552	19,5
19	517.794	4.637.321	80,0 DW19	No	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	78,3	1.552	19,5
20	518.672	4.638.657	43,6 DW20	No	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	78,3	1.552	19,5
21	517.901	4.639.020	40,0 DW21	No	ENERCON	E-82-2.000	2.000	82,0	78,3	1.552	19,5
22	518.435	4.635.941	81,5 DW22	Yes	ENERCON	E-92 2,3 MW-2.350	2.350	92,0	78,3	1.517	16,0
23	517.656	4.635.607	120,0 DW23	Yes	ENERCON	E-92 2,3 MW-2.350	2.350	92,0	78,3	1.517	16,0
24	517.213	4.635.506	120,0 DW24	Yes	ENERCON	E-92 2,3 MW-2.350	2.350	92,0	78,3	1.517	16,0
25	517.671	4.636.257	113,0 DW25	Yes	ENERCON	E-92 2,3 MW-2.350	2.350	92,0	78,3	1.517	16,0
26	517.347	4.636.197	120,0 DW26	Yes	ENERCON	E-92 2,3 MW-2.350	2.350	92,0	78,3	1.517	16,0
27	513.434	4.625.826	120,0 E01	Yes	GE WIND ENERGY	GE 3.6-137-3.630	3.630	137,0	81,5	2.000	0,0
28	513.126	4.626.240	145,1 E02	Yes	GE WIND ENERGY	GE 3.6-137-3.630	3.630	137,0	81,5	2.000	0,0
29	512.624	4.626.099	160,0 E03	Yes	GE WIND ENERGY	GE 3.6-137-3.630	3.630	137,0	81,5	2.000	0,0
30	512.250	4.625.883	160,0 E04	Yes	GE WIND ENERGY	GE 3.6-137-3.630	3.630	137,0	81,5	2.000	0,0
31	511.567	4.625.814	200,0 E05	Yes	GE WIND ENERGY	GE 3.6-137-3.630	3.630	137,0	81,5	2.000	0,0

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result
Calculation: GE.SER01-Sh.FI.

...continued from previous page

UTM WGS84 Zone: 33				WTG type			Shadow data				
East	North	Z	Row data/Description	Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Calculation distance [m]	RPM [RPM]
UTM WGS84 Zone: 33			[m]								
32	511.205	4.625.547	200,0 E06	Yes	GE WIND ENERGY	GE 3.6-137-3.630	3.630	137,0	81,5	2.000	0,0
33	510.755	4.625.334	188,0 E07	Yes	GE WIND ENERGY	GE 3.6-137-3.630	3.630	137,0	81,5	2.000	0,0
34	521.959	4.630.318	120,0 R101	Yes	VESTAS	V150-4.2-4.200	4.200	150,0	166,0	1.901	10,4
35	522.328	4.629.564	120,0 R102	Yes	VESTAS	V150-4.2-4.200	4.200	150,0	166,0	1.901	10,4
36	523.007	4.629.097	120,0 R103	Yes	VESTAS	V150-4.2-4.200	4.200	150,0	166,0	1.901	10,4
37	523.780	4.628.660	120,0 R104	Yes	VESTAS	V150-4.2-4.200	4.200	150,0	166,0	1.901	10,4
38	525.079	4.624.404	120,0 R105	Yes	VESTAS	V150-4.2-4.200	4.200	150,0	166,0	1.901	10,4
39	524.604	4.626.654	111,2 R106	Yes	VESTAS	V150-4.2-4.200	4.200	150,0	166,0	1.901	10,4
40	524.387	4.626.151	97,7 R107	Yes	VESTAS	V150-4.2-4.200	4.200	150,0	166,0	1.901	10,4
41	523.976	4.625.517	93,3 R108	Yes	VESTAS	V150-4.2-4.200	4.200	150,0	166,0	1.901	10,4
42	523.572	4.624.949	97,5 R109	Yes	VESTAS	V150-4.2-4.200	4.200	150,0	166,0	1.901	10,4
43	523.246	4.624.078	110,7 R110	Yes	VESTAS	V150-4.2-4.200	4.200	150,0	166,0	1.901	10,4
44	522.698	4.623.269	120,0 R111	Yes	VESTAS	V150-4.2-4.200	4.200	150,0	166,0	1.901	10,4
45	522.177	4.624.911	120,0 R112	Yes	VESTAS	V150-4.2-4.200	4.200	150,0	166,0	1.901	10,4
46	521.339	4.625.530	144,3 R113	Yes	VESTAS	V150-4.2-4.200	4.200	150,0	166,0	1.901	10,4
47	521.738	4.626.046	137,4 R114	Yes	VESTAS	V150-4.2-4.200	4.200	150,0	166,0	1.901	10,4
48	522.531	4.626.235	120,0 R115	Yes	VESTAS	V150-4.2-4.200	4.200	150,0	166,0	1.901	10,4
49	514.860	4.630.158	200,0 M01	Yes	NORTHERN POWER	NPS 60C-24-60	60	24,0	37,0	2.000	43,0
50	514.714	4.630.298	205,5 M02	Yes	NORTHERN POWER	NPS 60C-24-60	60	24,0	37,0	2.000	43,0
51	514.503	4.630.288	214,5 M03	Yes	NORTHERN POWER	NPS 60C-24-60	60	24,0	37,0	2.000	43,0
52	516.584	4.631.574	117,7 S1	Yes	VESTAS	V150-5.6-5.600	5.600	150,0	125,0	1.900	0,0
53	517.318	4.631.379	80,0 S2	Yes	VESTAS	V150-5.6-5.600	5.600	150,0	125,0	1.900	0,0
54	516.243	4.630.868	131,0 S3	Yes	VESTAS	V150-5.6-5.600	5.600	150,0	125,0	1.900	0,0
55	517.006	4.630.546	84,9 S4	Yes	VESTAS	V150-5.6-5.600	5.600	150,0	125,0	1.900	0,0
56	517.761	4.630.199	54,4 S5	Yes	VESTAS	V150-5.6-5.600	5.600	150,0	125,0	1.900	0,0
57	516.127	4.629.670	105,8 S6	Yes	VESTAS	V150-5.6-5.600	5.600	150,0	125,0	1.900	0,0
58	516.902	4.629.113	66,5 S7	Yes	VESTAS	V150-5.6-5.600	5.600	150,0	125,0	1.900	0,0
59	516.083	4.628.147	80,0 S8	Yes	VESTAS	V150-5.6-5.600	5.600	150,0	125,0	1.900	0,0
60	516.927	4.627.826	54,7 S9	Yes	VESTAS	V150-5.6-5.600	5.600	150,0	125,0	1.900	0,0

Shadow receptor-Input

UTM WGS84 Zone: 33										
No.	Name	East	North	Z	Width	Height	Height a.g.l.	Degrees from south cw	Slope of window	Direction mode
		[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[m]	[°]	[°]	
A	SR1	518.021	4.629.404	40,0	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	"Green house mode"
B	SR2	513.835	4.629.060	237,8	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	"Green house mode"
C	SR3	514.086	4.628.707	200,0	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	"Green house mode"
D	SR4	513.848	4.629.116	233,2	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	"Green house mode"
E	SR5	518.746	4.631.781	40,0	1,0	1,0	1,0	0,0	90,0	"Green house mode"

Calculation Results

Shadow receptor

No.	Name	Shadow, worst case			Shadow, expected values
		Shadow hours per year [h/year]	Shadow days per year [days/year]	Max shadow hours per day [h/day]	Shadow hours per year [h/year]
A	SR1	15:06	39	0:30	3:37
B	SR2	0:00	0	0:00	0:00
C	SR3	0:00	0	0:00	0:00
D	SR4	0:00	0	0:00	0:00
E	SR5	9:19	31	0:24	2:12

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

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
1	DW01	0:00	0:00
2	DW02	0:00	0:00
3	DW03	0:00	0:00

To be continued on next page...

SHADOW - Main Result**Calculation:** GE.SER01-Sh.FI.*...continued from previous page*

No.	Name	Worst case [h/year]	Expected [h/year]
4	DW04	0:00	0:00
5	DW05	0:00	0:00
6	DW06	0:00	0:00
7	DW07	0:00	0:00
8	DW08	0:00	0:00
9	DW09	0:00	0:00
10	DW10	0:00	0:00
11	DW11	0:00	0:00
12	DW12	0:00	0:00
13	DW13	0:00	0:00
14	DW14	0:00	0:00
15	DW15	0:00	0:00
16	DW16	0:00	0:00
17	DW17	0:00	0:00
18	DW18	0:00	0:00
19	DW19	0:00	0:00
20	DW20	0:00	0:00
21	DW21	0:00	0:00
22	DW22	0:00	0:00
23	DW23	0:00	0:00
24	DW24	0:00	0:00
25	DW25	0:00	0:00
26	DW26	0:00	0:00
27	E01	0:00	0:00
28	E02	0:00	0:00
29	E03	0:00	0:00
30	E04	0:00	0:00
31	E05	0:00	0:00
32	E06	0:00	0:00
33	E07	0:00	0:00
34	RI01	0:00	0:00
35	RI02	0:00	0:00
36	RI03	0:00	0:00
37	RI04	0:00	0:00
38	RI05	0:00	0:00
39	RI06	0:00	0:00
40	RI07	0:00	0:00
41	RI08	0:00	0:00
42	RI09	0:00	0:00
43	RI10	0:00	0:00
44	RI11	0:00	0:00
45	RI12	0:00	0:00
46	RI13	0:00	0:00
47	RI14	0:00	0:00
48	RI15	0:00	0:00
49	M01	0:00	0:00
50	M02	0:00	0:00
51	M03	0:00	0:00
52	S1	0:00	0:00
53	S2	9:18	2:12
54	S3	0:00	0:00
55	S4	0:00	0:00
56	S5	0:00	0:00
57	S6	0:00	0:00
58	S7	15:06	3:37
59	S8	0:00	0:00
60	S9	0:00	0:00



**RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE
DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO**

Codice
Data creazione
Data ultima modif.
Revisione
Pagina

1416-PD_A_OM-SIA01_REL_r00
12/10/2020
20/10/2020
00
38 di 44

SHADOW - Calendar

Calculation: GE.SER01-Sh.Fl.Shadow receptor: B - SR2

Assumptions for shadow calculations

Maximum distance for influence 2.000 m
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
921	382	127	69	203	746	1.160	828	561	547	1.422	1.390	8.356

Idle start wind speed: Cut in wind speed from power curve

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	07:27	07:13	06:36	06:44	05:58	05:28	05:28	05:53	06:25	06:56	06:31	07:07
	16:39	17:14	17:49	19:24	19:57	20:28	20:39	20:19	19:35	18:43	16:55	16:30
2	07:27	07:12	06:35	06:43	05:56	05:27	05:29	05:54	06:26	06:57	06:32	07:08
	16:40	17:15	17:50	19:25	19:58	20:28	20:39	20:18	19:33	18:42	16:54	16:30
3	07:28	07:11	06:33	06:41	05:55	05:27	05:29	05:55	06:27	06:58	06:33	07:09
	16:41	17:17	17:51	19:27	19:59	20:29	20:38	20:17	19:32	18:40	16:53	16:30
4	07:28	07:10	06:32	06:39	05:54	05:27	05:30	05:56	06:28	06:59	06:35	07:10
	16:42	17:18	17:53	19:28	20:01	20:30	20:38	20:16	19:30	18:38	16:52	16:29
5	07:28	07:09	06:30	06:38	05:52	05:26	05:30	05:57	06:29	07:00	06:36	07:11
	16:43	17:19	17:54	19:29	20:02	20:31	20:38	20:14	19:28	18:36	16:51	16:29
6	07:28	07:08	06:28	06:36	05:51	05:26	05:31	05:58	06:30	07:01	06:37	07:12
	16:44	17:20	17:55	19:30	20:03	20:31	20:38	20:13	19:27	18:35	16:49	16:29
7	07:27	07:07	06:27	06:34	05:50	05:26	05:32	05:59	06:31	07:02	06:38	07:13
	16:45	17:22	17:56	19:31	20:04	20:32	20:37	20:12	19:25	18:33	16:48	16:29
8	07:27	07:06	06:25	06:33	05:49	05:25	05:32	06:00	06:32	07:03	06:40	07:14
	16:46	17:23	17:57	19:32	20:05	20:33	20:37	20:11	19:23	18:31	16:47	16:29
9	07:27	07:05	06:23	06:31	05:47	05:25	05:33	06:01	06:33	07:04	06:41	07:15
	16:47	17:24	17:59	19:33	20:06	20:33	20:37	20:09	19:21	18:30	16:46	16:29
10	07:27	07:03	06:22	06:29	05:46	05:25	05:34	06:02	06:34	07:05	06:42	07:16
	16:48	17:26	18:00	19:34	20:07	20:34	20:36	20:08	19:20	18:28	16:45	16:29
11	07:27	07:02	06:20	06:28	05:45	05:25	05:34	06:03	06:35	07:07	06:43	07:16
	16:49	17:27	18:01	19:35	20:08	20:34	20:36	20:07	19:18	18:26	16:44	16:29
12	07:26	07:01	06:19	06:26	05:44	05:24	05:35	06:04	06:36	07:08	06:44	07:17
	16:50	17:28	18:02	19:36	20:09	20:35	20:35	20:05	19:16	18:25	16:43	16:29
13	07:26	07:00	06:17	06:25	05:43	05:24	05:36	06:05	06:37	07:09	06:46	07:18
	16:51	17:29	18:03	19:38	20:10	20:35	20:35	20:04	19:15	18:23	16:42	16:29
14	07:26	06:58	06:15	06:23	05:42	05:24	05:36	06:06	06:38	07:10	06:47	07:19
	16:52	17:31	18:04	19:39	20:11	20:36	20:34	20:03	19:13	18:22	16:41	16:29
15	07:25	06:57	06:13	06:21	05:41	05:24	05:37	06:07	06:39	07:11	06:48	07:20
	16:53	17:32	18:05	19:40	20:12	20:36	20:34	20:01	19:11	18:20	16:40	16:30
16	07:25	06:56	06:12	06:20	05:40	05:24	05:38	06:08	06:40	07:12	06:49	07:20
	16:54	17:33	18:07	19:41	20:13	20:37	20:33	20:00	19:09	18:18	16:39	16:30
17	07:25	06:54	06:10	06:18	05:39	05:24	05:39	06:09	06:41	07:13	06:51	07:21
	16:55	17:34	18:08	19:42	20:14	20:37	20:32	19:58	19:08	18:17	16:38	16:30
18	07:24	06:53	06:08	06:17	05:38	05:24	05:40	06:10	06:42	07:14	06:52	07:22
	16:57	17:36	18:09	19:43	20:15	20:37	20:32	19:57	19:06	18:15	16:38	16:30
19	07:23	06:51	06:07	06:15	05:37	05:24	05:41	06:11	06:43	07:16	06:53	07:22
	16:58	17:37	18:10	19:44	20:16	20:38	20:31	19:55	19:04	18:14	16:37	16:31
20	07:23	06:50	06:05	06:13	05:36	05:25	05:41	06:12	06:44	07:17	06:54	07:23
	16:59	17:38	18:11	19:45	20:17	20:38	20:30	19:54	19:02	18:12	16:36	16:31
21	07:22	06:49	06:03	06:12	05:35	05:25	05:42	06:13	06:45	07:18	06:55	07:23
	17:00	17:39	18:12	19:46	20:18	20:38	20:30	19:52	19:01	18:11	16:35	16:32
22	07:22	06:47	06:02	06:10	05:34	05:25	05:43	06:14	06:46	07:19	06:57	07:24
	17:01	17:41	18:13	19:47	20:19	20:38	20:29	19:51	18:59	18:09	16:35	16:32
23	07:21	06:46	06:00	06:09	05:34	05:25	05:44	06:15	06:47	07:20	06:58	07:24
	17:03	17:42	18:14	19:48	20:20	20:38	20:28	19:49	18:57	18:08	16:34	16:33
24	07:20	06:44	05:58	06:07	05:33	05:25	05:45	06:16	06:48	07:21	06:59	07:25
	17:04	17:43	18:15	19:50	20:21	20:39	20:27	19:48	18:55	18:06	16:33	16:33
25	07:19	06:43	05:56	06:06	05:32	05:26	05:46	06:17	06:49	06:23	07:00	07:25
	17:05	17:44	18:17	19:51	20:22	20:39	20:26	19:46	18:54	17:05	16:33	16:34
26	07:19	06:41	05:55	06:05	05:31	05:26	05:47	06:18	06:50	06:24	07:01	07:26
	17:06	17:45	18:18	19:52	20:23	20:39	20:25	19:45	18:52	17:04	16:32	16:34
27	07:18	06:40	05:53	06:03	05:31	05:26	05:48	06:19	06:51	06:25	07:02	07:26
	17:08	17:47	18:19	19:53	20:23	20:39	20:24	19:43	18:50	17:02	16:32	16:35
28	07:17	06:38	05:51	06:02	05:30	05:27	05:49	06:20	06:52	06:26	07:03	07:26
	17:09	17:48	18:20	19:54	20:24	20:39	20:23	19:41	18:48	17:01	16:31	16:36
29	07:16		06:50	06:00	05:29	05:27	05:50	06:21	06:54	06:27	07:05	07:27
	17:10		19:21	19:55	20:25	20:39	20:22	19:40	18:47	16:59	16:31	16:36
30	07:15		06:48	05:59	05:29	05:28	05:51	06:22	06:55	06:29	07:06	07:27
	17:11		19:22	19:56	20:26	20:39	20:21	19:38	18:45	16:58	16:31	16:37
31	07:14		06:46		05:28		05:52	06:24		06:30		07:27
	17:13		19:23		20:27		20:20	19:37		16:57		16:38
Potential sun hours	295	296	369	400	450	455	461	429	375	344	296	285
Total, worst case												
Sun reduction												
Oper. time red.												
Wind dir. red.												
Total reduction												
Total, real												

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

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



**RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE
DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO**

Codice
Data creazione
Data ultima modif.
Revisione
Pagina

1416-PD_A_OM-SIA01_REL_r00
12/10/2020
20/10/2020
00
39 di 44

SHADOW - Calendar

Calculation: GE.SER01-Sh.Fl.Shadow receptor: C - SR3

Assumptions for shadow calculations

Maximum distance for influence 2.000 m
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
921 382 127 69 203 746 1.160 828 561 547 1.422 1.390 8.356

Idle start wind speed: Cut in wind speed from power curve

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	07.27	07.13	06.36	06.44	05.58	05.28	05.28	05.53	06.25	06.56	06.31	07.07
	16.39	17.14	17.49	19.24	19.57	20.28	20.39	20.19	19.35	18.43	16.55	16.30
2	07.27	07.12	06.35	06.43	05.56	05.27	05.29	05.54	06.26	06.57	06.32	07.08
	16.40	17.15	17.50	19.25	19.58	20.28	20.39	20.18	19.33	18.42	16.54	16.30
3	07.28	07.11	06.33	06.41	05.55	05.27	05.29	05.55	06.27	06.58	06.33	07.09
	16.41	17.17	17.51	19.26	19.59	20.29	20.38	20.17	19.32	18.40	16.53	16.30
4	07.28	07.10	06.32	06.39	05.54	05.27	05.30	05.56	06.28	06.59	06.35	07.10
	16.42	17.18	17.53	19.28	20.00	20.30	20.38	20.16	19.30	18.38	16.52	16.29
5	07.28	07.09	06.30	06.38	05.52	05.26	05.30	05.57	06.29	07.00	06.36	07.11
	16.43	17.19	17.54	19.29	20.02	20.31	20.38	20.14	19.28	18.36	16.51	16.29
6	07.28	07.08	06.28	06.36	05.51	05.26	05.31	05.58	06.30	07.01	06.37	07.12
	16.44	17.20	17.55	19.30	20.03	20.31	20.38	20.13	19.27	18.35	16.49	16.29
7	07.27	07.07	06.27	06.34	05.50	05.26	05.32	05.59	06.31	07.02	06.38	07.13
	16.45	17.22	17.56	19.31	20.04	20.32	20.37	20.12	19.25	18.33	16.48	16.29
8	07.27	07.06	06.25	06.33	05.49	05.25	05.32	06.00	06.32	07.03	06.40	07.14
	16.46	17.23	17.57	19.32	20.05	20.32	20.37	20.11	19.23	18.31	16.47	16.29
9	07.27	07.05	06.23	06.31	05.47	05.25	05.33	06.01	06.33	07.04	06.41	07.15
	16.47	17.24	17.58	19.33	20.06	20.33	20.37	20.09	19.21	18.30	16.46	16.29
10	07.27	07.03	06.22	06.29	05.46	05.25	05.34	06.02	06.34	07.05	06.42	07.16
	16.48	17.26	18.00	19.34	20.07	20.34	20.36	20.08	19.20	18.28	16.45	16.29
11	07.27	07.02	06.20	06.28	05.45	05.25	05.34	06.03	06.35	07.07	06.43	07.16
	16.49	17.27	18.01	19.35	20.08	20.34	20.36	20.07	19.18	18.26	16.44	16.29
12	07.26	07.01	06.18	06.26	05.44	05.24	05.35	06.04	06.36	07.08	06.44	07.17
	16.50	17.28	18.02	19.36	20.09	20.35	20.35	20.05	19.16	18.25	16.43	16.29
13	07.26	07.00	06.17	06.25	05.43	05.24	05.36	06.05	06.37	07.09	06.46	07.18
	16.51	17.29	18.03	19.37	20.10	20.35	20.35	20.04	19.15	18.23	16.42	16.29
14	07.26	06.58	06.15	06.23	05.42	05.24	05.36	06.06	06.38	07.10	06.47	07.19
	16.52	17.31	18.04	19.39	20.11	20.36	20.34	20.03	19.13	18.22	16.41	16.29
15	07.25	06.57	06.13	06.21	05.41	05.24	05.37	06.07	06.39	07.11	06.48	07.20
	16.53	17.32	18.05	19.40	20.12	20.36	20.34	20.01	19.11	18.20	16.40	16.30
16	07.25	06.56	06.12	06.20	05.40	05.24	05.38	06.08	06.40	07.12	06.49	07.20
	16.54	17.33	18.07	19.41	20.13	20.37	20.33	20.00	19.09	18.18	16.39	16.30
17	07.24	06.54	06.10	06.18	05.39	05.24	05.39	06.09	06.41	07.13	06.51	07.21
	16.55	17.34	18.08	19.42	20.14	20.37	20.32	19.58	19.08	18.17	16.38	16.30
18	07.24	06.53	06.08	06.17	05.38	05.24	05.40	06.10	06.42	07.14	06.52	07.22
	16.57	17.36	18.09	19.43	20.15	20.37	20.32	19.57	19.06	18.15	16.38	16.30
19	07.23	06.51	06.07	06.15	05.37	05.24	05.41	06.11	06.43	07.16	06.53	07.22
	16.58	17.37	18.10	19.44	20.16	20.38	20.31	19.55	19.04	18.14	16.37	16.31
20	07.23	06.50	06.05	06.13	05.36	05.25	05.41	06.12	06.44	07.17	06.54	07.23
	16.59	17.38	18.11	19.45	20.17	20.38	20.30	19.54	19.02	18.12	16.36	16.31
21	07.22	06.48	06.03	06.12	05.35	05.25	05.42	06.13	06.45	07.18	06.55	07.23
	17.00	17.39	18.12	19.46	20.18	20.38	20.30	19.52	19.01	18.11	16.35	16.32
22	07.22	06.47	06.02	06.10	05.34	05.25	05.43	06.14	06.46	07.19	06.57	07.24
	17.01	17.41	18.13	19.47	20.19	20.38	20.29	19.51	18.59	18.09	16.35	16.32
23	07.21	06.46	06.00	06.09	05.34	05.25	05.44	06.15	06.47	07.20	06.58	07.24
	17.03	17.42	18.14	19.48	20.20	20.38	20.28	19.49	18.57	18.08	16.34	16.33
24	07.20	06.44	05.58	06.07	05.33	05.25	05.45	06.16	06.48	07.21	06.59	07.25
	17.04	17.43	18.15	19.50	20.21	20.39	20.27	19.48	18.55	18.06	16.33	16.33
25	07.19	06.43	05.56	06.06	05.32	05.26	05.46	06.17	06.49	07.22	07.00	07.25
	17.05	17.44	18.17	19.51	20.22	20.39	20.26	19.46	18.54	17.05	16.33	16.34
26	07.19	06.41	05.55	06.05	05.31	05.26	05.47	06.18	06.50	07.23	07.01	07.26
	17.06	17.45	18.18	19.52	20.23	20.39	20.25	19.45	18.52	17.04	16.32	16.34
27	07.18	06.39	05.53	06.03	05.31	05.26	05.48	06.19	06.51	07.24	07.02	07.26
	17.08	17.47	18.19	19.53	20.23	20.39	20.24	19.43	18.50	17.02	16.32	16.35
28	07.17	06.38	05.51	06.02	05.30	05.27	05.49	06.20	06.52	07.25	07.03	07.26
	17.09	17.48	18.20	19.54	20.24	20.39	20.23	19.41	18.48	17.01	16.31	16.36
29	07.16	06.37	05.50	06.01	05.29	05.27	05.50	06.21	06.54	07.26	07.05	07.27
	17.10	17.49	18.21	19.55	20.25	20.39	20.22	19.40	18.47	16.59	16.31	16.36
30	07.15	06.36	05.49	06.00	05.28	05.28	05.51	06.22	06.55	07.27	07.06	07.27
	17.11	17.50	18.22	19.56	20.26	20.39	20.21	19.38	18.45	16.58	16.31	16.37
31	07.14	06.35	05.48	06.00	05.27	05.28	05.52	06.23	06.56	07.28	07.07	07.27
	17.13	17.51	18.23	19.57	20.27	20.40	20.20	19.37	18.44	16.57	16.30	16.38
Potential sun hours	295	296	369	400	450	455	461	429	375	344	296	285
Total, worst case												
Sun reduction												
Oper. time red.												
Wind dir. red.												
Total reduction												
Total, real												

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

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



**RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE
DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO**

Codice
Data creazione
Data ultima modif.
Revisione
Pagina

1416-PD_A_OM-SIA01_REL_r00
12/10/2020
20/10/2020
00
40 di 44

SHADOW - Calendar

Calculation: GE.SER01-Sh.FI.Shadow receptor: D - SR4

Assumptions for shadow calculations

Maximum distance for influence 2.000 m
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
921 382 127 69 203 746 1.160 828 561 547 1.422 1.390 8.356

Idle start wind speed: Cut in wind speed from power curve

	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	07.27	07.13	06.36	06.44	05.58	05.28	05.28	05.53	06.25	06.56	06.31	07.07
	16.39	17.14	17.49	19.24	19.57	20.28	20.39	20.19	19.35	18.43	16.55	16.30
2	07.27	07.12	06.35	06.43	05.56	05.27	05.29	05.54	06.26	06.57	06.32	07.08
	16.40	17.15	17.50	19.25	19.58	20.28	20.39	20.18	19.33	18.42	16.54	16.30
3	07.28	07.11	06.33	06.41	05.55	05.27	05.29	05.55	06.27	06.58	06.33	07.09
	16.41	17.17	17.51	19.27	19.59	20.29	20.38	20.17	19.32	18.40	16.53	16.30
4	07.28	07.10	06.32	06.39	05.54	05.27	05.30	05.56	06.28	06.59	06.35	07.10
	16.42	17.18	17.53	19.28	20.01	20.30	20.38	20.16	19.30	18.38	16.52	16.29
5	07.28	07.09	06.30	06.38	05.52	05.26	05.30	05.57	06.29	07.00	06.36	07.11
	16.43	17.19	17.54	19.29	20.02	20.31	20.38	20.14	19.28	18.36	16.51	16.29
6	07.28	07.08	06.28	06.36	05.51	05.26	05.31	05.58	06.30	07.01	06.37	07.12
	16.44	17.20	17.55	19.30	20.03	20.31	20.38	20.13	19.27	18.35	16.49	16.29
7	07.27	07.07	06.27	06.34	05.50	05.25	05.32	05.59	06.31	07.02	06.38	07.13
	16.45	17.22	17.56	19.31	20.04	20.32	20.37	20.12	19.25	18.33	16.48	16.29
8	07.27	07.06	06.25	06.33	05.49	05.25	05.32	06.00	06.32	07.03	06.40	07.14
	16.46	17.23	17.57	19.32	20.05	20.33	20.37	20.11	19.23	18.31	16.47	16.29
9	07.27	07.05	06.23	06.31	05.47	05.25	05.33	06.01	06.33	07.04	06.41	07.15
	16.47	17.24	17.59	19.33	20.06	20.33	20.37	20.09	19.21	18.30	16.46	16.29
10	07.27	07.03	06.22	06.29	05.46	05.25	05.34	06.02	06.34	07.05	06.42	07.16
	16.48	17.26	18.00	19.34	20.07	20.34	20.36	20.08	19.20	18.28	16.45	16.29
11	07.27	07.02	06.20	06.28	05.45	05.25	05.34	06.03	06.35	07.07	06.43	07.16
	16.49	17.27	18.01	19.35	20.08	20.34	20.36	20.07	19.18	18.26	16.44	16.29
12	07.26	07.01	06.19	06.26	05.44	05.24	05.35	06.04	06.36	07.08	06.44	07.17
	16.50	17.28	18.02	19.36	20.09	20.35	20.35	20.05	19.16	18.25	16.43	16.29
13	07.26	07.00	06.17	06.25	05.43	05.24	05.36	06.05	06.37	07.09	06.46	07.18
	16.51	17.29	18.03	19.38	20.10	20.35	20.35	20.04	19.15	18.23	16.42	16.29
14	07.26	06.58	06.15	06.23	05.42	05.24	05.36	06.06	06.38	07.10	06.47	07.19
	16.52	17.31	18.04	19.39	20.11	20.36	20.34	20.03	19.13	18.22	16.41	16.29
15	07.25	06.57	06.13	06.21	05.41	05.24	05.37	06.07	06.39	07.11	06.48	07.20
	16.53	17.32	18.05	19.40	20.12	20.36	20.34	20.01	19.11	18.20	16.40	16.30
16	07.25	06.56	06.12	06.20	05.40	05.24	05.38	06.08	06.40	07.12	06.49	07.20
	16.54	17.33	18.07	19.41	20.13	20.37	20.33	20.00	19.09	18.18	16.39	16.30
17	07.25	06.54	06.10	06.18	05.39	05.24	05.39	06.09	06.41	07.13	06.51	07.21
	16.55	17.34	18.08	19.42	20.14	20.37	20.32	19.58	19.08	18.17	16.38	16.30
18	07.24	06.53	06.08	06.17	05.38	05.24	05.40	06.10	06.42	07.14	06.52	07.22
	16.57	17.36	18.09	19.43	20.15	20.37	20.32	19.57	19.06	18.15	16.38	16.30
19	07.23	06.51	06.07	06.15	05.37	05.24	05.41	06.11	06.43	07.16	06.53	07.22
	16.58	17.37	18.10	19.44	20.16	20.38	20.31	19.55	19.04	18.14	16.37	16.31
20	07.23	06.50	06.05	06.13	05.36	05.25	05.41	06.12	06.44	07.17	06.54	07.23
	16.59	17.38	18.11	19.45	20.17	20.38	20.30	19.54	19.02	18.12	16.36	16.31
21	07.22	06.49	06.03	06.12	05.35	05.25	05.42	06.13	06.45	07.18	06.55	07.23
	17.00	17.39	18.12	19.46	20.18	20.38	20.30	19.52	19.01	18.11	16.35	16.32
22	07.22	06.47	06.02	06.10	05.34	05.25	05.43	06.14	06.46	07.19	06.57	07.24
	17.01	17.41	18.13	19.47	20.19	20.38	20.29	19.51	18.59	18.09	16.35	16.32
23	07.21	06.46	06.00	06.09	05.34	05.25	05.44	06.15	06.47	07.20	06.58	07.24
	17.03	17.42	18.14	19.48	20.20	20.38	20.28	19.49	18.57	18.08	16.34	16.33
24	07.20	06.44	05.58	06.07	05.33	05.25	05.45	06.16	06.48	07.21	06.59	07.25
	17.04	17.43	18.15	19.50	20.21	20.39	20.27	19.48	18.55	18.06	16.33	16.33
25	07.19	06.43	05.56	06.06	05.32	05.26	05.46	06.17	06.49	07.22	07.00	07.25
	17.05	17.44	18.17	19.51	20.22	20.39	20.26	19.46	18.54	17.05	16.33	16.34
26	07.19	06.41	05.55	06.05	05.31	05.26	05.47	06.18	06.50	07.23	07.01	07.26
	17.06	17.45	18.18	19.52	20.23	20.39	20.25	19.45	18.52	17.04	16.32	16.34
27	07.18	06.40	05.53	06.03	05.31	05.26	05.48	06.19	06.51	07.24	07.02	07.26
	17.08	17.47	18.19	19.53	20.23	20.39	20.24	19.43	18.50	17.02	16.32	16.35
28	07.17	06.38	05.51	06.02	05.30	05.27	05.49	06.20	06.52	07.25	07.03	07.26
	17.09	17.48	18.20	19.54	20.24	20.39	20.23	19.41	18.48	17.01	16.31	16.36
29	07.16		06.50	06.00	05.29	05.27	05.50	06.21	06.54	07.26	07.05	07.27
	17.10		19.21	19.55	20.25	20.39	20.22	19.40	18.47	16.59	16.31	16.36
30	07.15		06.48	05.59	05.29	05.28	05.51	06.22	06.55	07.27	07.06	07.27
	17.11		19.22	19.56	20.26	20.39	20.21	19.38	18.45	16.58	16.31	16.37
31	07.14		06.46		05.28		05.52	06.24		06.30		07.27
	17.13		19.23		20.27		20.20	19.37		16.57		16.38
Potential sun hours	295	296	369	400	450	455	461	429	375	344	296	285
Total, worst case												
Sun reduction												
Oper. time red.												
Wind dir. red.												
Total reduction												
Total, real												

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

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



**RELAZIONE SULL'EVOLUZIONE
DELL'OMBRA INDOTTA DALL'IMPIANTO**

Codice
Data creazione
Data ultima modif.
Revisione
Pagina

1416-PD_A_OM-SIA01_REL_r00
12/10/2020
20/10/2020
00
41 di 44

SHADOW - Calendar

Calculation: GE.SER01-Sh.Fl.Shadow receptor: E - SR5

Assumptions for shadow calculations

Maximum distance for influence 2.000 m
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
921 382 127 69 203 746 1.160 828 561 547 1.422 1.390 8.356

Idle start wind speed: Cut in wind speed from power curve

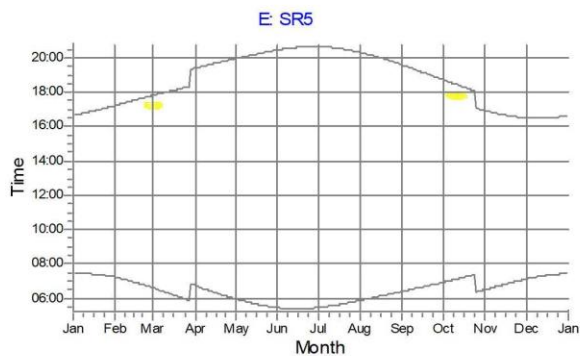
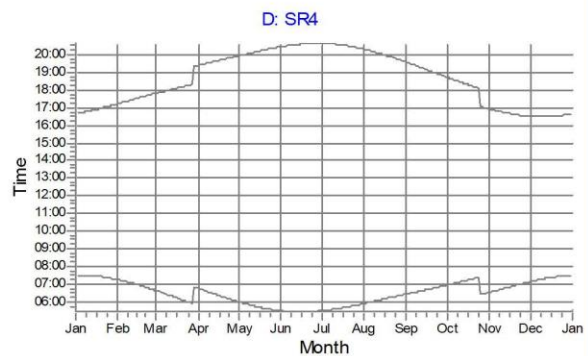
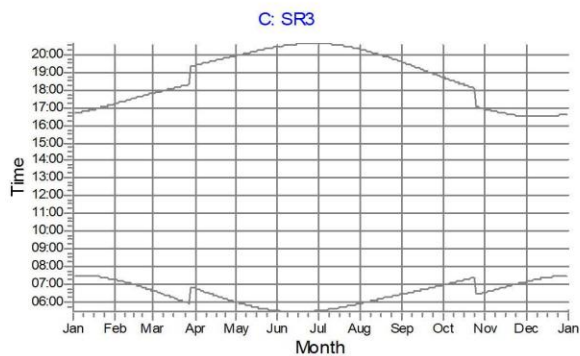
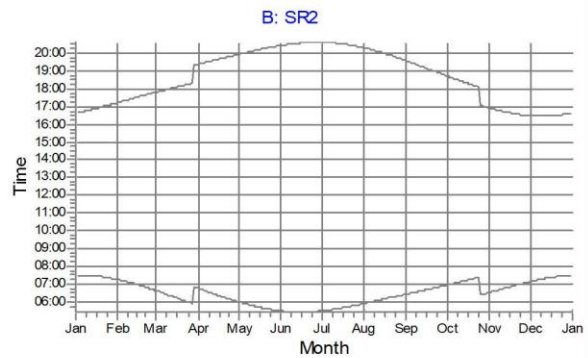
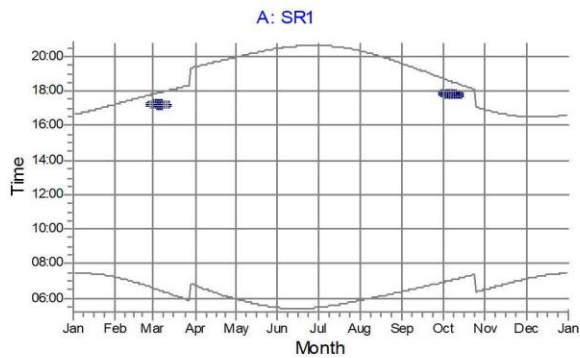
	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
1	07:27	07:13	06:36	16:59 (53)	06:44	05:57	05:28	05:52	06:24	06:55	06:31	07:07
	16:39	17:14	17:49	23	17:22 (53)	19:24	19:57	20:27	20:39	20:19	19:35	18:43
2	07:27	07:12	06:35	16:59 (53)	06:43	05:56	05:27	05:28	05:53	06:25	06:56	06:32
	16:40	17:15	17:50	24	17:23 (53)	19:25	19:58	20:28	20:38	20:18	19:33	18:41
3	07:27	07:11	06:33	16:59 (53)	06:41	05:55	05:27	05:29	05:54	06:26	06:58	06:33
	16:40	17:16	17:51	23	17:22 (53)	19:26	19:59	20:29	20:38	20:17	19:31	18:40
4	07:27	07:10	06:31	17:00 (53)	06:39	05:53	05:26	05:29	05:55	06:27	06:59	06:34
	16:41	17:18	17:52	22	17:22 (53)	19:27	20:00	20:30	20:38	20:15	19:30	18:38
5	07:27	07:09	06:30	17:00 (53)	06:37	05:52	05:26	05:30	05:56	06:28	07:00	06:35
	16:42	17:19	17:54	21	17:21 (53)	19:28	20:01	20:30	20:38	20:14	19:28	18:36
6	07:27	07:08	06:28	17:00 (53)	06:36	05:51	05:25	05:31	05:57	06:29	07:01	06:36
	16:43	17:20	17:55	19	17:19 (53)	19:30	20:02	20:31	20:38	20:13	19:26	18:35
7	07:27	07:07	06:27	17:02 (53)	06:34	05:50	05:25	05:31	05:58	06:30	07:02	06:37
	16:44	17:21	17:56	17	17:19 (53)	19:31	20:04	20:32	20:37	20:12	19:25	18:33
8	07:27	07:06	06:25	17:03 (53)	06:32	05:48	05:25	05:32	05:59	06:31	07:03	06:38
	16:45	17:23	17:57	13	17:16 (53)	19:32	20:05	20:32	20:37	20:11	19:23	18:31
9	07:27	07:04	06:23	17:05 (53)	06:31	05:47	05:25	05:33	06:01	06:33	07:04	06:39
	16:46	17:24	17:58	8	17:13 (53)	19:33	20:06	20:33	20:37	20:09	19:21	18:30
10	07:27	07:03	06:22	06:29	05:46	05:24	05:33	06:02	06:34	07:05	06:40	06:42
	16:47	17:25	17:59	19	17:13 (53)	19:34	20:07	20:34	20:38	20:08	19:19	18:28
11	07:27	07:02	06:20	06:28	05:45	05:24	05:34	06:03	06:35	07:06	06:41	06:43
	16:48	17:27	18:01	18	17:12 (53)	19:35	20:08	20:34	20:38	20:07	19:18	18:26
12	07:26	07:01	06:18	06:26	05:44	05:24	05:35	06:04	06:36	07:07	06:42	06:44
	16:49	17:28	18:02	19	17:11 (53)	19:36	20:09	20:35	20:39	20:05	19:16	18:25
13	07:26	06:59	06:17	06:24	05:43	05:24	05:35	06:05	06:37	07:09	06:43	06:46
	16:51	17:29	18:03	19	17:10 (53)	19:37	20:10	20:35	20:39	20:04	19:14	18:23
14	07:26	06:58	06:15	06:23	05:42	05:24	05:36	06:06	06:38	07:10	06:44	06:47
	16:52	17:30	18:04	19	17:09 (53)	19:38	20:11	20:36	20:39	20:02	19:13	18:21
15	07:25	06:57	06:13	06:21	05:41	05:24	05:37	06:07	06:39	07:11	06:45	06:48
	16:53	17:32	18:05	19	17:08 (53)	19:39	20:12	20:36	20:39	20:01	19:11	18:20
16	07:25	06:55	06:12	06:19	05:40	05:24	05:38	06:08	06:40	07:12	06:46	06:49
	16:54	17:33	18:06	19	17:07 (53)	19:41	20:13	20:36	20:39	20:00	19:09	18:18
17	07:24	06:54	06:10	06:18	05:39	05:24	05:39	06:09	06:41	07:13	06:47	06:50
	16:55	17:34	18:07	19	17:06 (53)	19:42	20:14	20:37	20:39	19:58	19:07	18:17
18	07:24	06:53	06:08	06:16	05:38	05:24	05:39	06:10	06:42	07:14	06:48	06:51
	16:56	17:35	18:08	19	17:05 (53)	19:43	20:15	20:37	20:39	19:57	19:06	18:15
19	07:23	06:51	06:06	06:15	05:37	05:24	05:40	06:11	06:43	07:15	06:49	06:52
	16:57	17:37	18:10	19	17:04 (53)	19:44	20:16	20:37	20:39	19:55	19:04	18:14
20	07:23	06:50	06:05	06:13	05:36	05:24	05:41	06:12	06:44	07:17	06:50	06:53
	16:59	17:38	18:11	19	17:03 (53)	19:45	20:17	20:38	20:39	19:54	19:02	18:12
21	07:22	06:48	06:03	06:12	05:35	05:24	05:42	06:13	06:45	07:18	06:51	06:54
	17:00	17:39	18:12	19	17:02 (53)	19:46	20:18	20:38	20:29	19:52	19:00	18:11
22	07:21	06:47	06:01	06:10	05:34	05:25	05:43	06:14	06:46	07:19	06:52	06:55
	17:01	17:40	18:13	19	17:01 (53)	19:47	20:19	20:38	20:29	19:51	18:59	18:09
23	07:21	06:45	06:00	06:09	05:33	05:25	05:44	06:15	06:47	07:20	06:53	06:56
	17:02	17:42	18:14	19	17:00 (53)	19:48	20:20	20:38	20:28	19:49	18:57	18:08
24	07:20	06:44	06:00	06:07	05:33	05:25	05:45	06:16	06:48	07:21	06:54	06:57
	17:04	17:43	18:15	19	16:59 (53)	19:49	20:21	20:38	20:27	19:48	18:55	18:06
25	07:19	06:42	06:00	06:06	05:32	05:25	05:46	06:17	06:49	07:22	06:55	06:58
	17:05	17:44	18:16	19	16:58 (53)	19:50	20:22	20:39	20:26	19:46	18:53	17:55
26	07:18	06:41	06:00	06:04	05:31	05:26	05:47	06:18	06:50	07:24	06:56	06:59
	17:06	17:45	18:17	19	16:57 (53)	19:51	20:23	20:39	20:25	19:44	18:52	17:53
27	07:18	06:39	06:00	06:03	05:30	05:26	05:48	06:19	06:51	07:25	06:57	07:00
	17:07	17:46	18:19	19	16:56 (53)	19:52	20:23	20:39	20:24	19:43	18:50	17:52
28	07:17	06:38	06:00	06:01	05:30	05:26	05:48	06:20	06:52	07:26	06:58	07:01
	17:09	17:48	18:20	19	16:55 (53)	19:53	20:24	20:39	20:23	19:41	18:48	17:50
29	07:16	06:37	06:00	06:00	05:29	05:27	05:49	06:21	06:53	07:27	06:59	07:02
	17:10	17:49	18:21	19	16:54 (53)	19:54	20:25	20:39	20:22	19:40	18:46	17:51
30	07:15	06:36	06:00	05:59	05:29	05:27	05:50	06:22	06:54	07:28	06:59	07:02
	17:11	17:50	18:22	19	16:53 (53)	19:55	20:26	20:39	20:21	19:38	18:45	17:52
31	07:14	06:35	06:00	05:58	05:28	05:27	05:51	06:23	06:55	07:29	06:59	07:02
	17:12	17:51	18:23	19	16:52 (53)	19:56	20:27	20:39	20:20	19:36	18:42	17:53
Potential sun hours	295	296	389	400	450	455	462	429	375	344	296	285
Total, worst case		106	170								293	
Sun reduction		0,44	0,44								0,52	
Oper. time red.		0,95	0,95								0,95	
Wind dir. red.		0,51	0,51								0,51	
Total reduction		0,22	0,22								0,26	
Total, real		23	37								73	

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


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

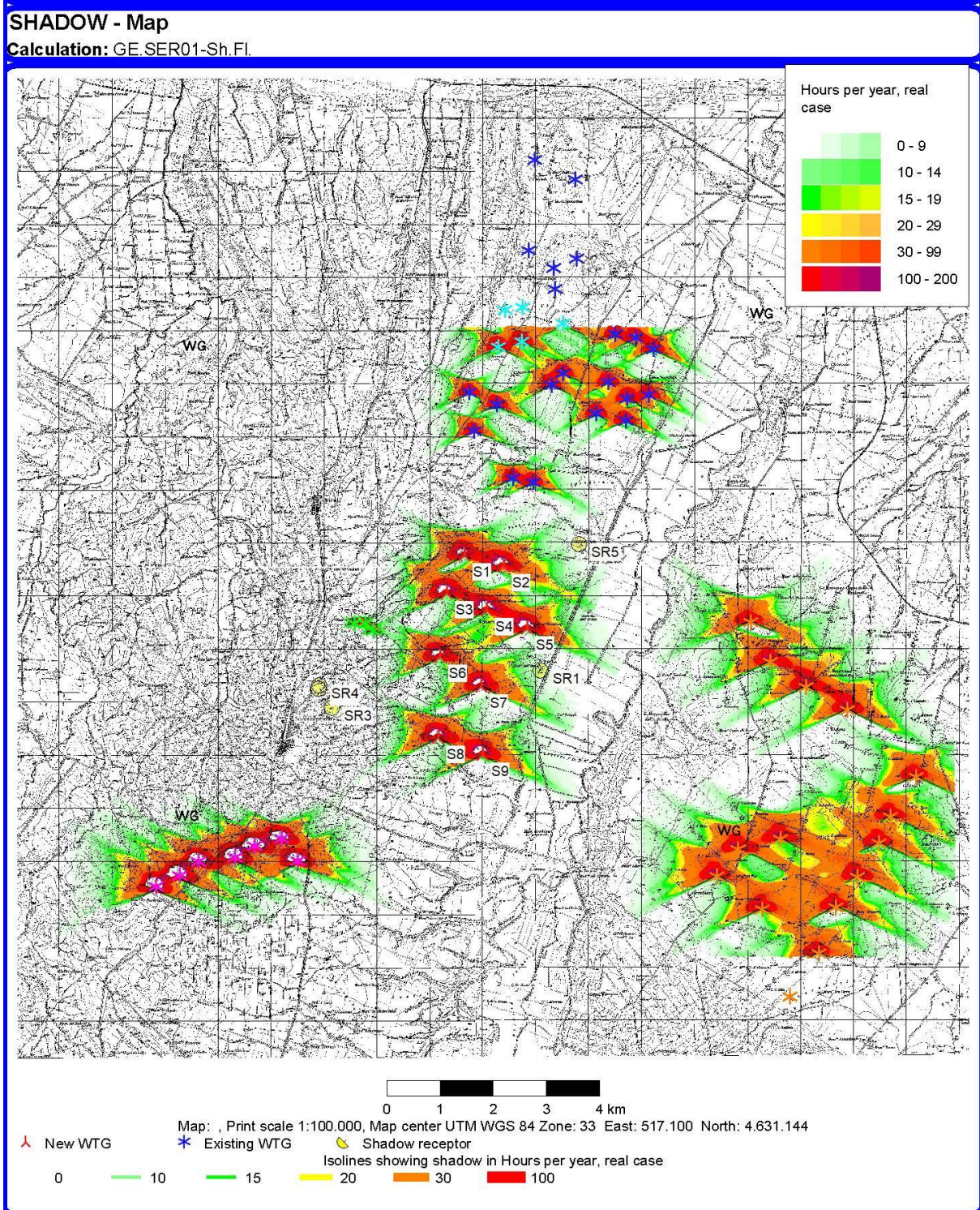
**ALLEGATO 3: "CALENDAR GRAPHIC": SINTESI GRAFICA DEL "FLICKERING"
SUI RECETTORI ANALIZZATI**
SHADOW - Calendar, graphical

Calculation: GE.SER01-Sh.Fl.



WTCs

 53: S2  58: S7

ALLEGATO 4: "SHADOW MAP" MAPPA CHE RAPPRESENTA LE ORE DI OMBREGGIAMENTO ("REAL CASE") PER LE AREE LIMITROFE ALLE TURBINE CONSIDERATE NEL CASO CUMULATIVO


ALLEGATO 5: "SHADOW MAP" MAPPA DI DETTAGLIO CON LA RAPPRESENTAZIONE GRAFICA DELLE ORE DI OMBREGGIAMENTO ("REAL CASE") PER LE AREE LIMITROFE ALLE TURBINE DI PROGETTO.
