

CIRIAF

Centro Interuniversitario
di Ricerca sull'Inquinamento
da Agenti Fisici - "Mauro Felli"

Rif. Doc. **S3**



**PARCO EOLICO "PARRANO-SAN VENANZO-LOCALITA' POGGIO DELLA
CAVALLACCIA"
(POTENZA COMPLESSIVA 18,4 MW)**

Relazione Anemometrica

Prof. Francesco Castellani

Perugia, Agosto 2011



CIRIAF Direzione e Amministrazione
c/o Facoltà di Ingegneria
Via G. Duranti, 67
06125 Perugia

Tel: +39 075 585 3717-3844
Fax: +39 075 585 3697
E.mail: ciriaf@unipg.it

Web Site: www.ciriaf.it

INDICE

1	PREMESSA	1
2	ANALISI PRELIMINARE DEL SITO	2
3	ANALISI E CORRELAZIONE DEI DATI ANEMOMETRICI.....	4
3.1	Analisi dei dati acquisiti	4
3.2	Correlazione con dati storici.....	7
4	STUDIO DELLA VENTOSITÀ' CON MODELLO NUMERICO.....	9
5	CALCOLO DELLA PRODUCIBILITÀ'	10
6	CONCLUSIONI	12
7	RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI.....	13

1 PREMESSA

Il presente documento ha come obiettivo lo studio approfondito dal punto di vista anemologico della località Poggio della Cavallaccia, nel territorio dei comuni di Parrano e San Venanzo (TR); in tale località la società Innova Wind s.r.l., in collaborazione con il CIRIAF già da molti mesi sta conducendo indagini sulle caratteristiche eoliche del sito ed ha acquisito i dati necessari per valutare il potenziale eolico locale.

Tale studio è stato effettuato attraverso le seguenti fasi:

- 1 analisi dei dati anemometrici disponibili
- 2 correlazione con dati storici per poter adeguare la base dati ad una annualità media
- 3 studio della ventosità con modello numerico
- 4 analisi della producibilità del sito

Nel presente studio sarà valutata la potenzialità energetica di un parco eolico di 8 turbine con rotore da 82 metri, altezza al mozzo di 108 m e potenza nominale massima da 2,3 MW che si prevede di installare nelle posizioni indicate nella seguente tabella:

turbina	Potenza nominale (kW)	Diametro Rotore (m)	COORDINATE (UTM33N wgs84)
t1	2300	82	268164 , 4747503
t2	2300	82	268573 , 4748183
t3	2300	82	269342 , 4747184
t4	2300	82	269322 , 4746381
t5	2300	82	270972 , 4747339
t6	2300	82	270594 , 4747738
t7	2300	82	270899 , 4748688
t8	2300	82	271608 , 4747767

2 ANALISI PRELIMINARE DEL SITO

Il sito eolico in studio è localizzato nella zona centrale dell'Umbria in un'area montuosa tra i comuni di Parrano e S.Venanzo in Provincia di Terni.



Figura 1 - Localizzazione del sito.

Climatologicamente ci troviamo in una zona con oscillazioni del terreno molto pronunciate, ove l'andamento dei venti è quindi influenzato in maniera preponderante dall'orografia ed in secondo luogo dalla rugosità superficiale. Il regime di ventosità è caratterizzato da intensità medio/alte; la rosa dei venti generalmente si dispone lungo le direzioni nordest e sud (fig.4), discostandosi localmente da tali direzioni prevalenti per effetto dei rilievi.

Come dimostrato dall'inquadramento dell'area sull'atlante eolico di Cesi Ricerca (<http://atlanteeolico.cesiricerca.it/>), l'area gode di una buona ventosità e si presta ad ospitare un impianto per lo sfruttamento dell'energia del vento.

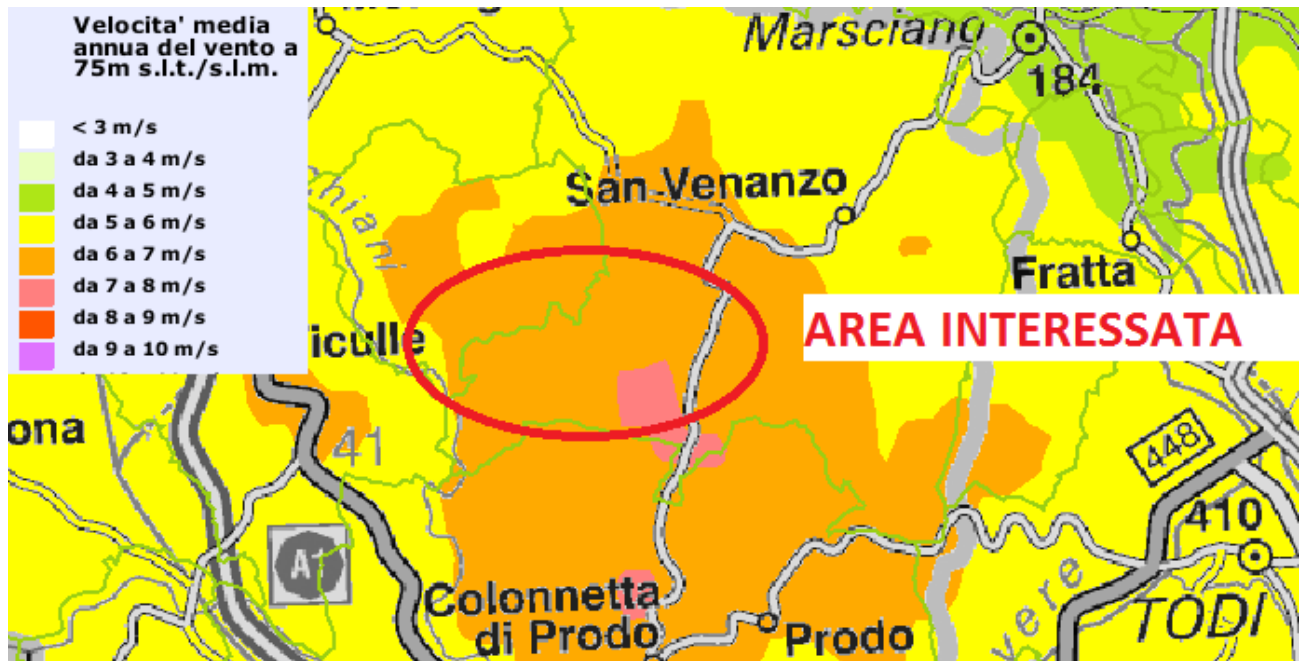


Figura 2 - Inquadramento sull'atlante eolico di CESI RICERCA.

E' opportuno notare, come si vedrà in seguito, che l'atlante tende a sottostimare il livello di ventosità dove, come in questo caso, esistono forti focalizzazioni indotte dall'orografia.

3 ANALISI E CORRELAZIONE DEI DATI ANEMOMETRICI

3.1 Analisi dei dati acquisiti

Per lo studio del livello locale di ventosità sono stati acquisiti i dati storici di velocità e direzione del vento della stazione meteorologica del CESI sita sul Monte Piatto, inserita nel Progetto ENERIN della Ricerca di Sistema per l'acquisizione dei dati eolici. La stazione anemometrica ha fornito dati inerenti velocità e direzione del vento mediati su periodi di 10'. Nella seguente figura viene mostrata la torre anemometrica di Monte Piatto.



Figura 3 – Stazione anemometrica di Monte Piatto.

Il periodo di acquisizione dei dati decorre dal 27/09/2000 ore 11:50 al 31/12/2002 ore 23:50. Di seguito si allega il grafico che rappresenta la rosa delle frequenze rilevate nella posizione di installazione, da cui è possibile notare come il vento si disponga lungo le direzioni prevalenti nordest e sud.

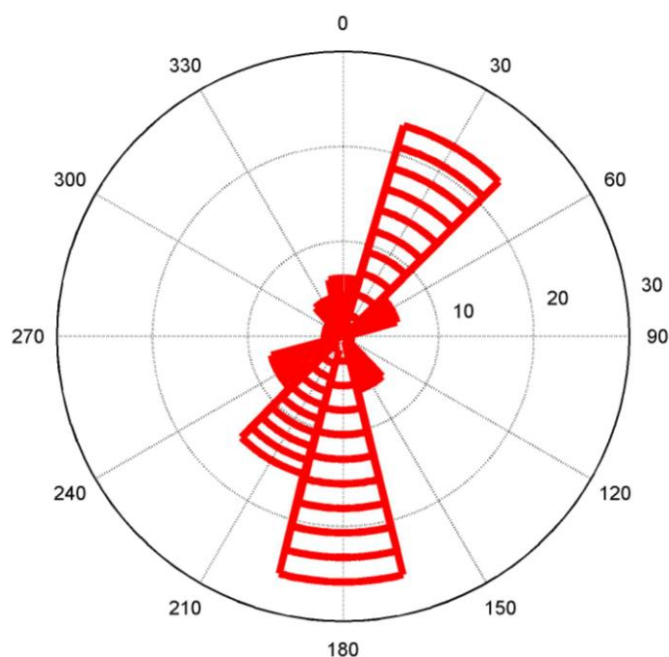


Figura 4 - Rosa del Vento dei dati provenienti dalla stazione anemometrica del CESI sita sul Monte Piatto.

Di seguito si riporta il grafico della distribuzione di velocità del vento. La distribuzione reale viene interpretata mediante metodi statistici con cui si sovrappone la distribuzione vera della densità di probabilità della velocità. A tal fine la distribuzione è stata approssimata con la curva di Distribuzione di Weibull i cui parametri (di scala e di forma) sono stati calcolati mediante vari metodi che massimizzano l'aderenza del fit ottenuto. In questo lavoro sono utilizzati 3 metodi per minimizzare gli scarti tra la distribuzione teorica di Weibull e la distribuzione vera della densità di probabilità: metodo della massima verosimiglianza, metodo dei minimi quadrati e metodo dei momenti, le cui relative curve sono presentate nel grafico.

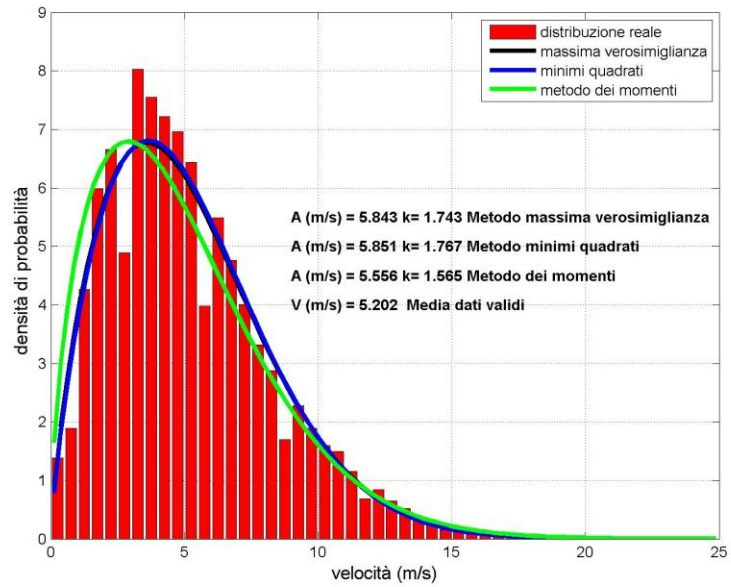


Figura 5-Distribuzione reale e di Weibull della densità di probabilità della velocità per la stazione anemometrica di Monte Piatto.

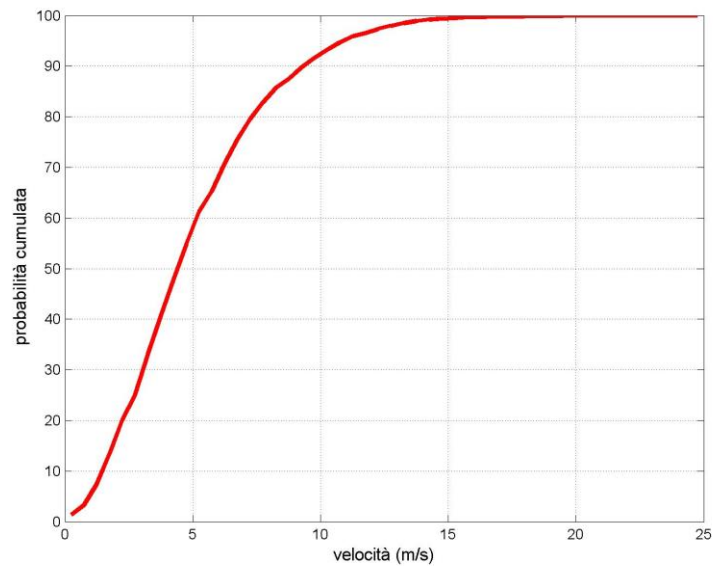


Figura 6 – Distribuzione cumulata di probabilità della velocità per la stazione anemometrica di Monte Piatto.

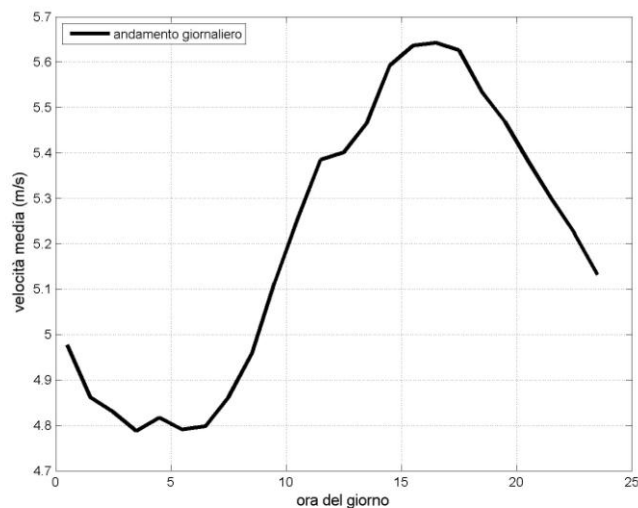


Figura 7 – Profilo giornaliero del vento per la stazione anemometrica di Monte Piatto.

3.2 Correlazione con dati storici

Facendo riferimento alla base dati disponibile è necessario fare delle correlazioni di lungo termine per poter correggere la serie storica in modo che possa rappresentare la climatologia media annuale del sito, mediante un procedimento denominato storicizzazione. La storicizzazione è un procedimento che permette di confrontare le serie storiche di una centralina anemometrica con quelle di un'altra centralina posta in un sito dalle caratteristiche climatologiche confrontabili con quello in esame, ma avente a disposizione un calendario di acquisizioni di maggior durata temporale, al fine di correggere con dati di lungo periodo i dati a disposizione ed ottenere in tal modo stime maggiormente affidabili in termini di medie della velocità del vento alla quota del mozzo e, indirettamente, di producibilità. A tal fine si è tentato di stabilire le correlazioni esistenti tra la stazione di Monte Piatto e quelle di Marsciano e Caprarola rilevate a 10 m dal suolo dalle stazioni della rete UCEA (<http://www.ucea.it>); la stazione di Marsciano dista circa 15 km dal sito in esame, mentre la stazione di Caprarola circa 55 km. La stazione di Caprarola ha mostrato una buona correlabilità con la stazione di Monte Piatto prendendo in esame le medie giornaliere e mensili della velocità del vento, come si evince dalla seguente tabella, nella quale è riportato il valore del coefficiente di correlazione R^2 nei casi analizzati.

Nome stazione	Valore di R ²	
	giornaliere	mensili
MARSCIANO	0.7113	0.3741
CAPRAROLA	0.7215	0.4349

Tabella 1: Coefficiente di correlazione lineare per medie giornaliere e mensili nelle varie stazioni di confronto

Per la stazione di Caprarola si riporta la retta di correlazione che sussiste con la stazione di Monte Piatto.

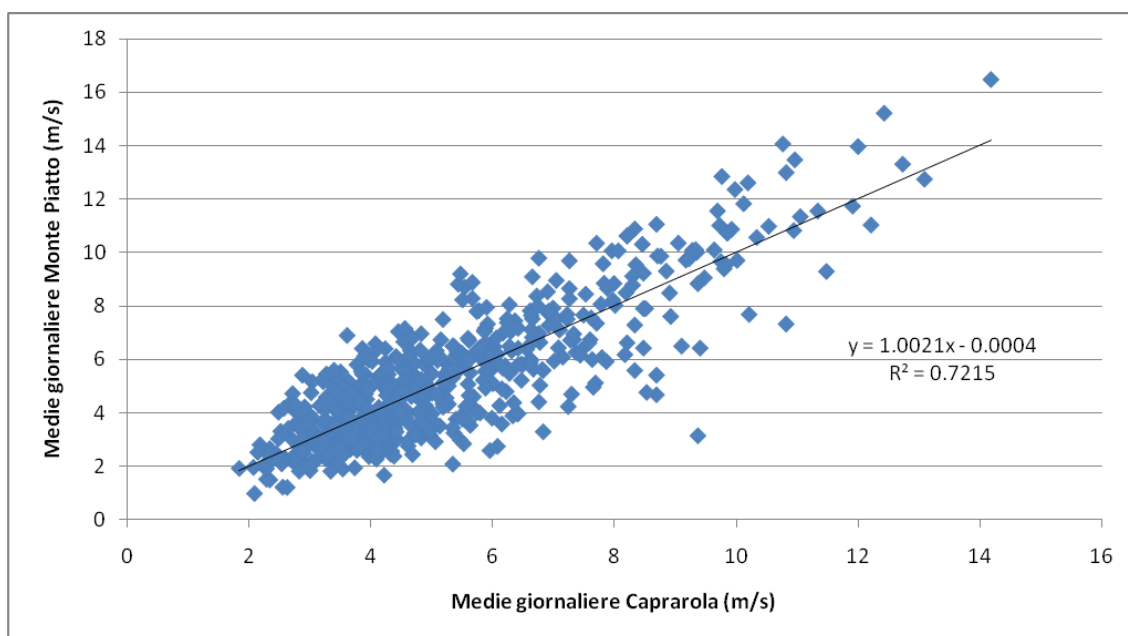


Figura 8 - Retta di correlazione fra i dati della stazione di Caprarola e quella di Monte Piatto.

Applicando la stessa retta di correlazione a tutto il periodo storico si è ottenuta una serie storica in grado di rappresentare in maniera affidabile la climatologia media del sito su lungo termine.

4 STUDIO DELLA VENTOSITÀ' CON MODELLO NUMERICO

Lo studio delle caratteristiche eoliche del sito è stato affrontato sia con un modello CFD che con modelli linearizzati basati sull'equilibrio dello strato limite (tipo quello dell'Atlante Eolico Europeo). In ogni caso il dominio di calcolo è stato impostato utilizzando i dati di orografia relativi ad un DTM (Digital Terrain Model) con passo di 40 m elaborato e corretto in congruenza con le cartografie disponibili, mentre per la valutazione delle condizioni di rugosità superficiale è stata utilizzata la carta uso suolo e l'osservazione delle aerofotogrammetrie. In questo modo è possibile ottenere informazioni sul comportamento del vento nei vari settori di provenienza ed i profili verticali della velocità orizzontale nei punti più significativi quali anemometri e/o aerogeneratori. Di seguito è illustrata la mesh di calcolo attraverso la quale è stata effettuata la modellazione locale del vento .

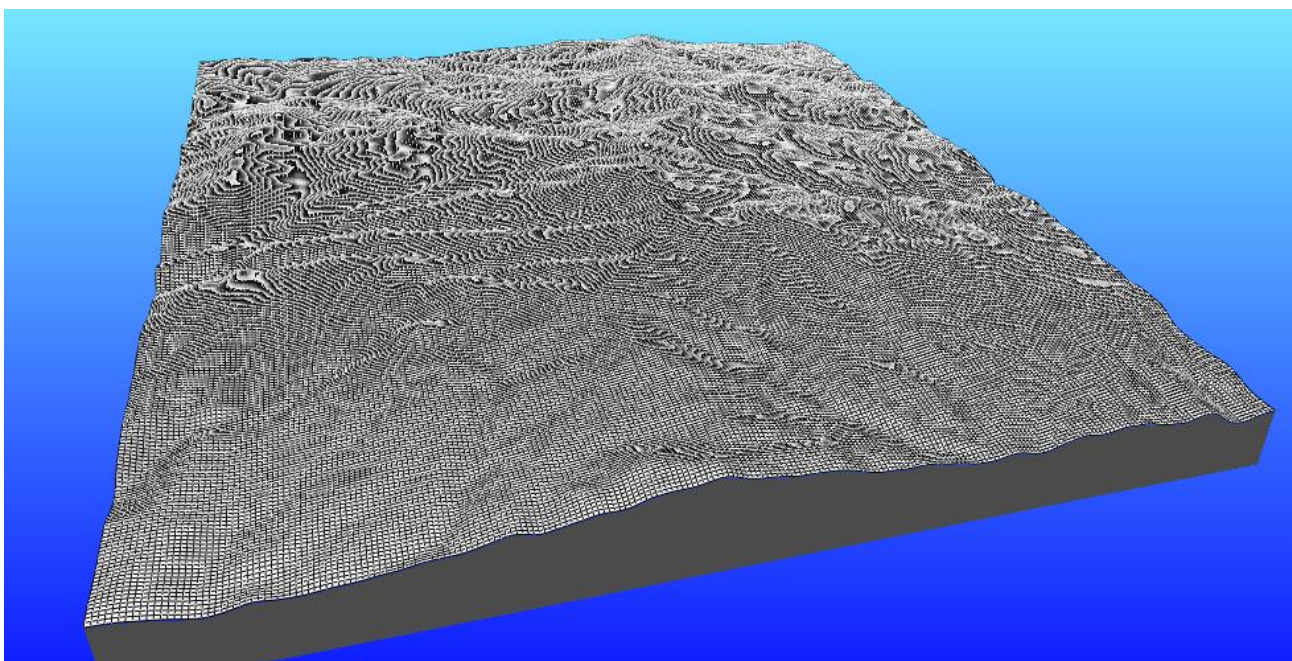


Figura 9 - Mesh di calcolo utilizzata per la modellazione numerica del vento.

Il calcolo CFD è stato effettuato sui 12 settori di direzione impostando una velocità di 10 m/s come vento geostrofico al di sopra dello strato limite; i dati di ventosità sono stati poi utilizzati per scalare il campo di moto del vento e conseguentemente calcolare la mappa della ventosità media e la produzione attesa dalle singole turbine eoliche.

5 CALCOLO DELLA PRODUCIBILITÀ'

Attraverso la modellazione numerica, utilizzando i dati anemometrici e la curva di potenza della turbina eolica che si prevede di installare (con rotore da 82 metri, altezza al mozzo di 108 m e potenza nominale massima da 2,3 MW), è stato possibile stimare la ventosità media per ciascuna turbina e la produzione lorda quantificata in ore/anno di funzionamento a potenza nominale.

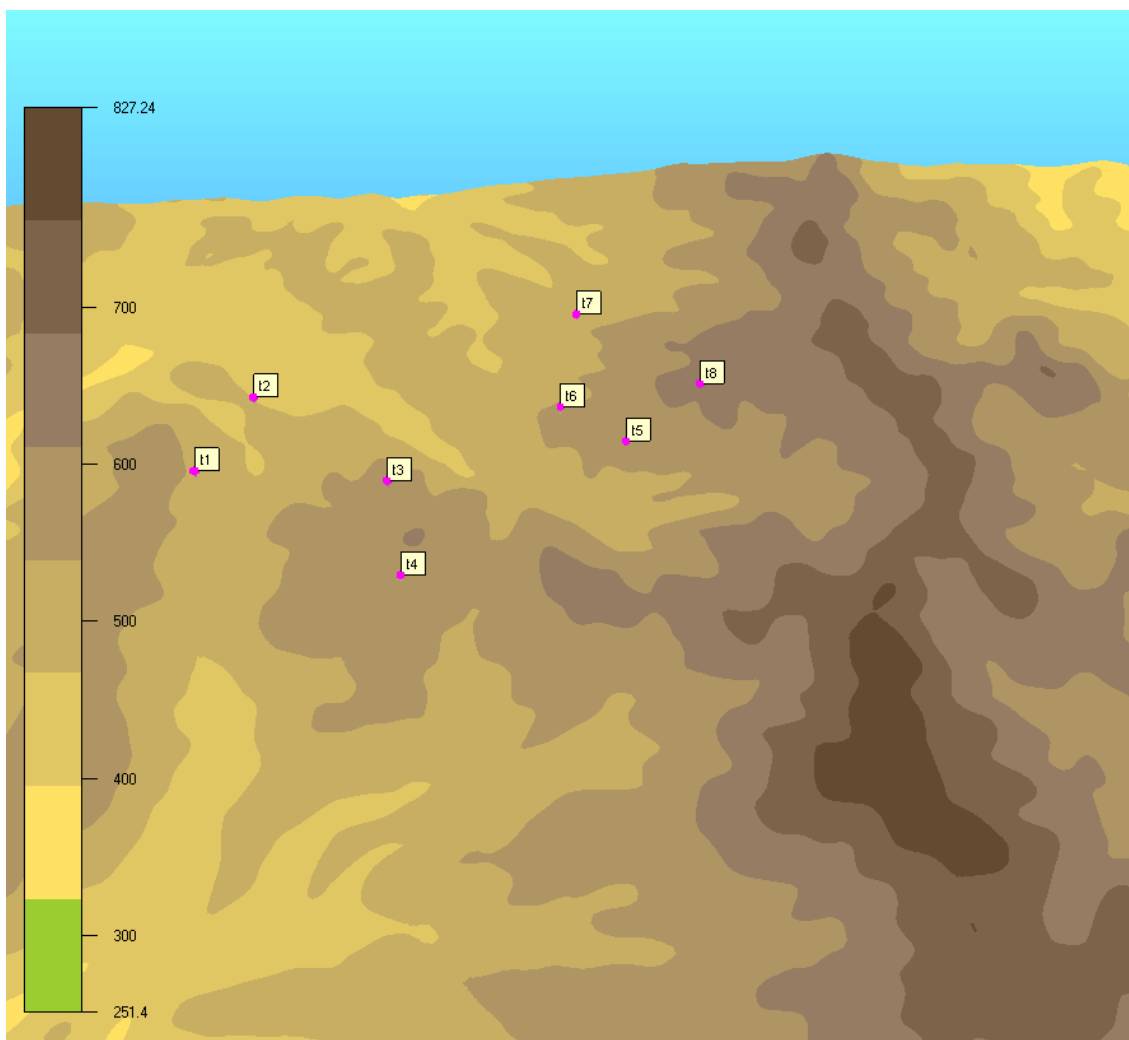


Figura 10 - Disposizione delle turbine eoliche rispetto al modello del terreno.

Per tenere in considerazione anche le scie fra aerogeneratori è stato effettuato il calcolo di produzione attesa dalle turbine utilizzando, in cascata ai calcoli effettuati dal modello CFD, un modello numerico che risolve le equazioni del moto del vento in forma linearizzata. Su siti eolici a non elevata complessità orografica possono essere ritenuti attendibili anche i risultati che derivano da modelli che si basano sulla linearizzazione delle equazioni di moto del vento che si presentano come equazioni semplificate di

equilibrio dello strato limite. Al contrario dei modelli CFD tale tipo di modello non ha alcun problema di convergenza ed è dunque in grado di fornire risultati anche in poco tempo; il modello utilizzato è inoltre dotato di un motore di calcolo delle perdite per scia fra aerogeneratori. Tale dato, non considerato nei calcoli precedenti, sarà dunque tenuto in considerazione per la stima finale dell'energia producibile. Di seguito è riportata la tabella relativa alle perdite per scia calcolate per ciascun aerogeneratore ed il riepilogo delle produzioni stimate al netto delle perdite per scia:

turbina	V (m/s)	Produzione netta (MWh/anno)	Perdite per scia %	ORE EQUIVALENTI FUNZIONAMENTO
t1	6.53	5627.3	1.11	2446.65
t2	6.12	4978.9	0.80	2164.74
t3	6.8	6018.7	0.93	2616.83
t4	6.71	5884.2	0.29	2558.35
t5	6.03	4774.1	0.30	2075.70
t6	6.27	5165.9	0.12	2246.04
t7	6.08	4844.4	0.00	2106.26
t8	6.6	5657.3	0.32	2459.70
	V media	Prod. Netta totale	Perdita media	Ore medie di funzionamento
	6.39	42950	0.48	2334

Tabella 2: Riepilogo delle produzioni stimate e delle perdite per scia per ogni aerogeneratore.

6 CONCLUSIONI

In conclusione possiamo giudicare il livello di ventosità del sito eolico Parrano-San Venanzo in località Poggio della Cavallaccia più che sufficiente per poter sviluppare un impianto di sfruttamento dell'energia eolica. La velocità media stimata alla quota del mozzo degli aerogeneratori risulta essere di 6,39 m/s. Stimando pari al 7% le perdite di parco ed una disponibilità del 90% tale valore ci consente di calcolare per le macchine eoliche da installare una produzione media pari a 1953 ore/anno equivalenti di funzionamento a potenza nominale al netto delle perdite . Considerando che la potenza totale da installare è di 18.4 MW, si prevede dunque di produrre 35950 MWh/anno di energia elettrica a meno delle incertezze.

Le ottime condizioni anemometriche desunte dalle misure e dai calcoli effettuati andranno confermate dalle successive indagini di approfondimento.

7 RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

1. INTERNATIONAL STANDARD -IEC 61400-1 - "Wind turbines –Part 1: Design requirements".
2. *Riedel V., Durante F. (2008). "Harvest time in Mountains – Round Robin Numerical Flow Simulation in Wind Energy", Part 2. Dewi Magazine No. 32. Pp. 12-27*
3. *Troen, I. and E.L. Petersen (1989). European Wind Atlas. Risø National Laboratory, Roskilde. ISBN 87-550-1482-8. 656 pp.*



x