

COMMITTENTE:

SOCIETÀ PARCO EOLICO PRIMUS S.R.L.

VIA G. GENTILE 1, 88060 SAN SOSTENE (CZ), P.I. 09576051008

REGIONE CALABRIA

Provincia di Vibo Valentia

Comuni di Pizzoni, San Nicola da Crissa,
Simbario, Vallelonga, Vazzano

Provincia di Catanzaro

Comune di Torre di Ruggiero

Impianto Eolico "Primus"

OGGETTO ELABORATO:

RELAZIONE ANEMOLOGICA E DI PRODUCIBILITÀ

Consulenti specialisti

Partner tecnico e Studio del Vento



WPD Italia
Viale Aventino 102
00153 Roma

Caratterizzazione ambientale floro-faunistica

Bertucci Mariano
Dr. Agronomo

Caratterizzazione Geologica

Dr. Gerolamo Tucci
Dr. Geologo

Caratterizzazione Territoriale, Topografia ed Elaborazione Grafica



Giorgio Procopio
Dott. Geom.

Ottavio Procopio
Dott. Geom.



Giovanni Angelo Alcaro

STUDIO DI ARCHITETTURA

ORDINE ARCHITETTI CATANZARO N° 56

Via Spasari, n. 3

88100 - Catanzaro (CZ)

Tel. (+39) 0961741762

mobile: (+39) 3483228087

Fase	Progetto n°	Elaborato n°	Nome File	Scala	Formato	Revisione	Data di elaborazione
P D	01-2019	EOL_PRM_SIA_R003	EOL_PRM_SIA_R003.pdf	A4	20 MAGGIO 2019

Questo disegno è di esclusiva proprietà, e non può essere utilizzato, riprodotto, copiato, trasmesso o comunicato a terzi senza nostra preventiva autorizzazione scritta.

This drawing is our exclusive property, and may not without our consent be utilised, copied, reproduced, transmitted or communicated to a third party.

Sommario

Premessa	2
1. Introduzione	2
2. Descrizione del Sito	3
3. Strumenti di misura del vento	7
4. Analisi dei dati misurati	10
5. Analisi dei dati metereologici comparativi: Atlante eolico e dati a lungo termine	23
6. Risultati dei modelli matematici per le rappresentazioni dei flussi di vento	24
7. Stima della produzione energetica del parco eolico	25
8. Conclusioni	31

Premessa

La società parco Eolico di Primus srl ha predisposto uno studio sulle caratteristiche anemologiche e stima di producibilità per un impianto eolico situato nei comuni di Pizzoni, San Nicola da Crissa, Vazzano, Vallelonga, Simbario di (VV) e Torre di Ruggiero (CZ) ai fini del procedimento autorizzativo.

La finalità di questo report è quella di caratterizzare le condizioni anemologiche e determinare la stima del rendimento energetico dell'impianto su base annuale.

Tale valutazione viene eseguita tenendo in conto che si tratta di un'area piuttosto ampia che necessita di una complessa analisi e sfrutta la presenza di numerosi sistemi di misura limitrofi oltre le due torri anemometriche rappresentative dell'area parco.

Si è quindi partiti dai dati provenienti da diversi anemometri presenti sul sito, a disposizione della società i quali sono stati incrociati con le misure fornite dall'Atlante Eolico e da stime a lungo termine su modelli a mesoscala, per aumentarne la probabilità statistica di accadimento.

1. Introduzione

Lo studio ha lo scopo di analizzare le misure prese in sito, con sistemi di misura in continuo chiamati anemometri. Gli anemometri installati per diversi anni forniscono una visione chiara ma puntale dell'andamento del vento. Lo studio ha l'obiettivo di certificare le misurazioni di ventosità svolte, formalizzarne il margine di errore, la percentuale di acquisizione, e il quadro dei periodi temporali in cui si sono state svolte le misure per correlarle con sistemi di misura a lungo termine, in modo da fornire dati quanto più attendibili. Per aumentare la veridicità dello studio i dati vengono poi sovrapposti alle informazioni disponibili sull'atlante eolico che forniscono un quadro d'insieme sulle aree di interesse.

L'obiettivo finale è di verificare la producibilità del sito con le turbine indicate dalla società. Sono a questo scopo generati, dai dati del vento misurati e processati, file di ingresso nei modelli matematici specifici per l'analisi della produttività di un parco eolico, sono verificate varie configurazioni di layout e tipologie di macchine,

fino al raggiungimento dell'ottimo dal punto di vista di sfruttamento della risorsa eolica.

La struttura della documentazione si divide in quattro sezioni principali. La prima (cap2) descrive la zona oggetto dello studio attraverso le proprie specificità: l'orografia, la rugosità e la disposizione degli aerogeneratori sul territorio. La seconda (cap3) descrive le stazioni di misura per la previsione della ventosità dell'area e le caratteristiche delle apparecchiature utilizzate. Per ogni stazione si riportano i risultati attraverso una stima accurata dei dati grezzi, scartando le misure non attenibili o nulle. Nella terza sezione (cap 4,5,6) si vede come i dati del vento si trasformano in curve di Weibull, dalle quali si ricavano i parametri necessari ai modelli di calcolo. La previsione si effettua con software specifico del quale viene illustrata brevemente le metodologie di calcolo e le caratteristiche peculiari. L'ultima parte (cap 7,8) è dedicata alle conclusioni in cui la stima di ventosità si trasforma in una stima di produzione energetica, arrivando al risultato finale in cui vi è una eliminazione delle perdite e calcolo dell'incertezza.

2. Descrizione del Sito

Il sito oggetto dello studio è situato nei comuni di Pizzoni, San Nicola da Crissa, Vazzano, Vallelonga, Simbario di (VV) e Torre di Ruggiero (CZ), come riportato in Figura 1.

L'area di posizionamento degli aerogeneratori è caratterizzata da una complessità orografica media. Topograficamente ha una altezza compresa tra 600 e 950 metri. Si è considerata una temperatura media di 15 °C, derivante dalle rilevazioni presso le stazioni meteo di sul sito, perciò la densità media dell'aria nel sito all'altezza del mozzo è: $\rho=1,13 \text{ Kg/m}^3$.

Attualmente, l'area è in buona parte boscata, in parte a pascolo ed in minima parte agricola. La copertura vegetazionale è media, e perciò l'area in studio si caratterizza per una rugosità medio-alta.

Gli aerogeneratori sono localizzati in modo non omogeneo, cercando di sfruttare al massimo il vento che ha una direzione prevalente da Ovest ad Est. Il

posizionamento è stato deciso in base a diversi fattori: la mancanza di alberi ad alto fusto che crea eccessiva turbolenza e un forte impatto ambientale, l'esposizione sul lato ovest la direzione principale da cui arriva il vento, la lontananza di rilievi vicini che ne aumentano la turbolenza con una possibile riduzione della produttività, lo sfruttamento delle alture in cui dovrebbe trovarsi la maggiore risorsa di vento, il rispetto di tutti i vincoli presenti.

Nella Figura 1 è mostrato il layout proposto che si sviluppa in un'area complessa. L'area di progetto proprio per l'ottimizzazione della produttività è assai vasta e dislocata in diversi comuni, in modo anche da rispettare tutti i vincoli e le prescrizioni della regione presenti nel QTPR approvato nel 2017. Il parco è considerato diviso in due aree una a nord ed una sud (Figura 2), che hanno caratteristiche diverse e vengono quindi trattati in modo separato, anche attraverso l'installazione di due anemometri, ognuno rappresentativo della propria area.

Non è quindi sufficiente un'indagine meteorologica puntuale, ma è necessario aggiungere l'analisi dei diversi strumenti di simulazione e previsione dell'andamento del vento, per avere una chiara e dettagliata informazione della produttività del parco e della sua configurazione ideale.

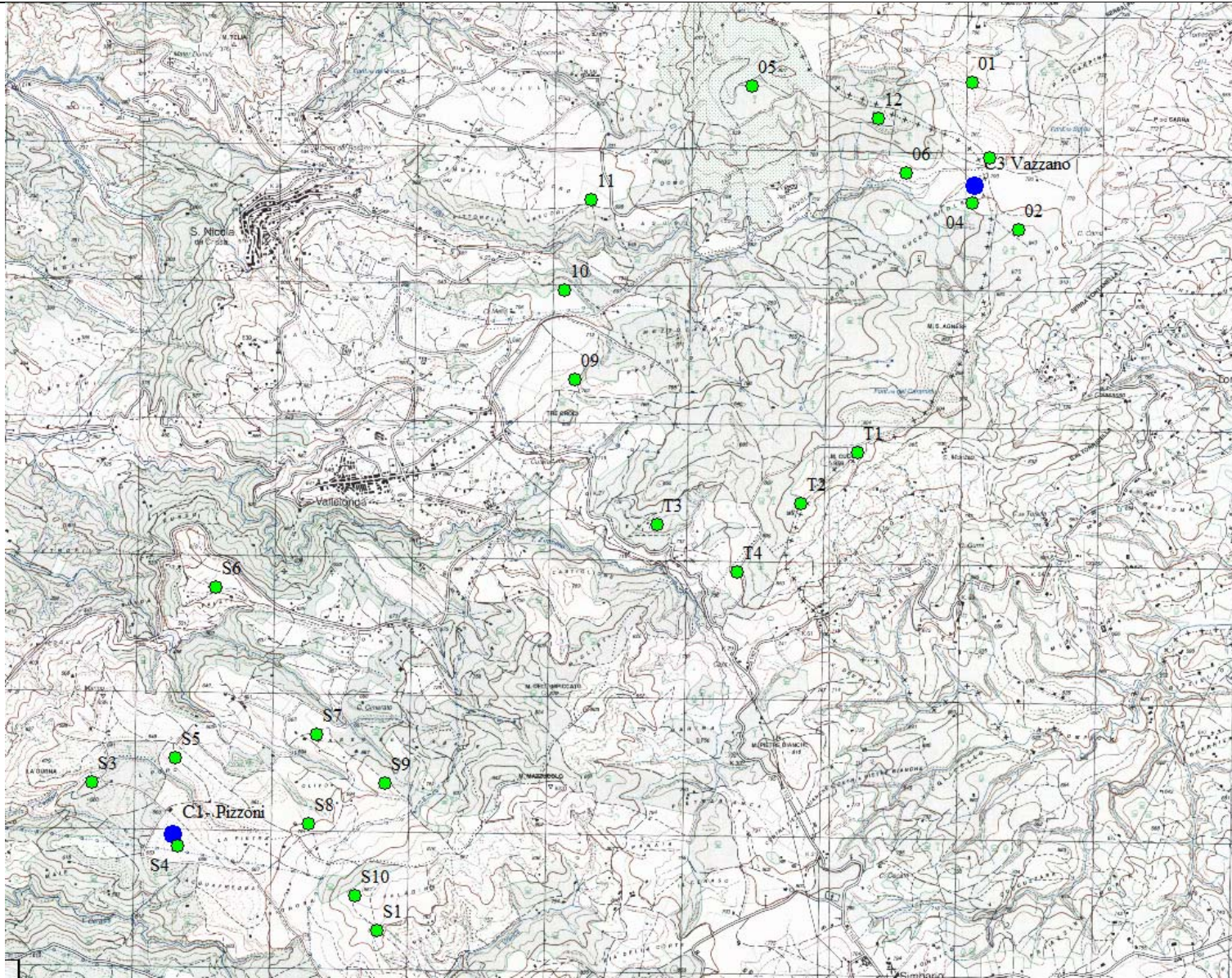


Figura 1: Inquadramento su IGM del progetto e localizzazione delle due torri anemometriche attualmente in funzione: C1 e C3

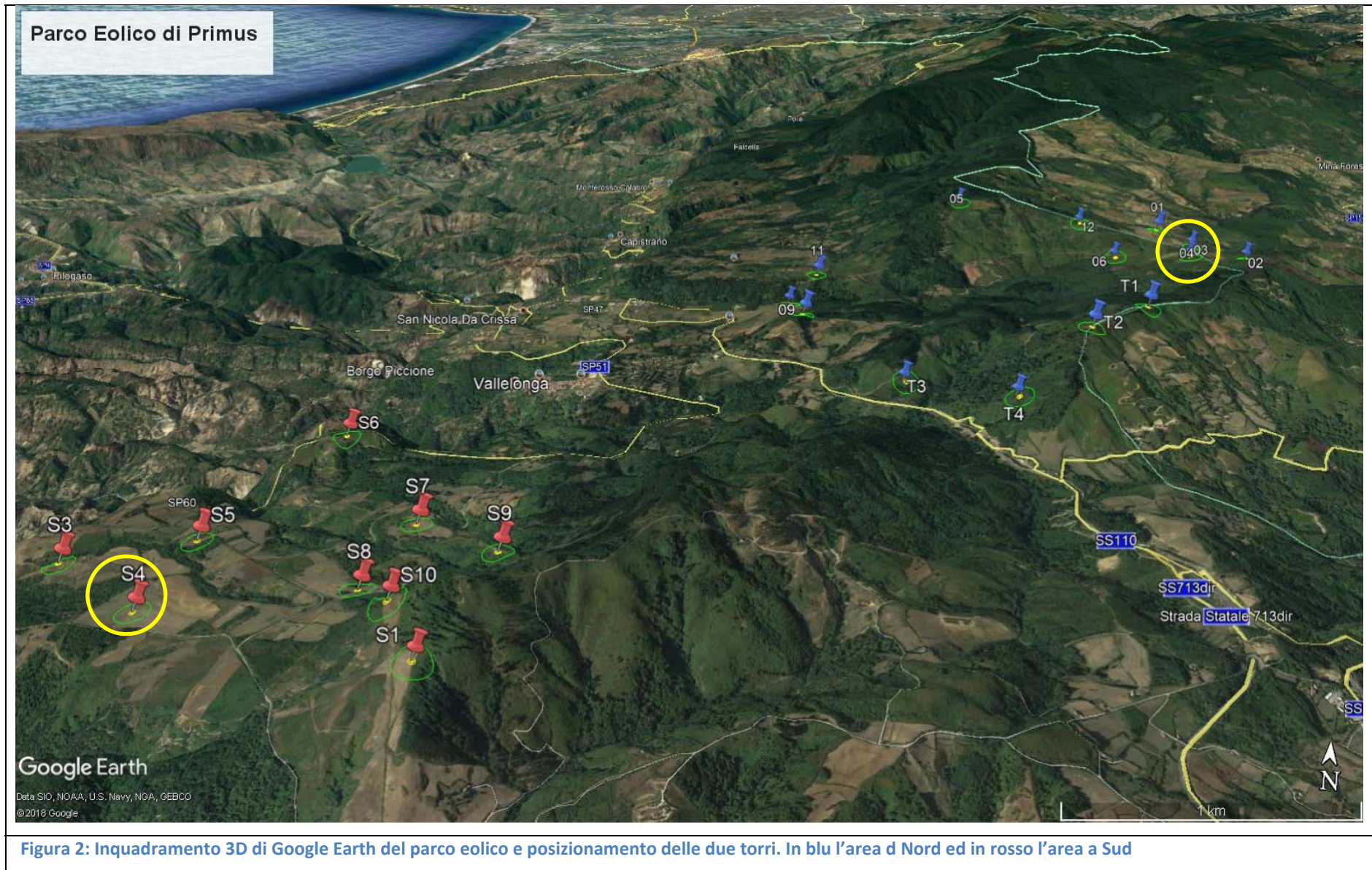


Figura 2: Inquadramento 3D di Google Earth del parco eolico e posizionamento delle due torri. In blu l'area d Nord ed in rosso l'area a Sud

3. Strumenti di misura del vento

La misurazione della ventosità a fini di produzione eolica si esegue con diversi tipi di strumentazione, anemometri a coppette, anemometri a ultrasuoni, anemometri ad effetto doppler. Nell'industria sono diffusi in misura preponderante gli anemometri a coppette sorretti da un palo o un traliccio di altezza paragonabile a una frazione dell'altezza del mozzo della turbina eolica (2/3 dell'altezza al mozzo). Affinché si abbia come risultato una corretta analisi statistica, è necessario che i dati di input siano rappresentativi, affidabili ed omogenei: si definisce rappresentativa una banca dati acquisita, su un arco temporale sufficientemente esteso, da una stazione adeguatamente ubicata; si definisce affidabile una banca dati priva di errori; si definisce omogenea una banca dati composta da valori registrati in condizioni uniformi. Sarà quindi necessaria una prima procedura di verifica dei dati (individuazione dei dati errati o mancanti, controllo mensile sulla qualità globale dei valori medi), per attestarne la validità prima dell'inserimento nel database. La prima elaborazione eseguita sui dati di vento consiste nell'individuazione delle caratteristiche statistiche di maggior rilievo, quali: velocità media del periodo e suo andamento durante il mese e durante una giornata tipica, andamento della distribuzione delle direzioni di provenienza, confronti con i valori derivanti dai dati relativi ai mesi precedenti, risultati statistici legati all'intero periodo di misurazione. Verranno messe in evidenza anche le percentuali di perdita dei dati in relazione al record acquisiti.

Nella zona in oggetto sono stati installati diversi anemometri provenienti da aree limitrofe, uno molto vecchio di altezza 40m e successivamente in zone diverse altri 3 dell'altezza da 60m non più funzionanti. Negli ultimi anni, dal 2016, sono presenti due anemometri nella zona del parco eolico (C1 e C3) a 107m sopra la quota del suolo, tutt'ora in funzione e indispensabili per il calcolo del vento medio. La configurazione delle torri attuali è riportata in Figura 3, inoltre è stato considerata la stazione aeroportuale di Lamezia Terme come stazione di riferimento per i dati a lungo termine.

Le caratteristiche dei diversi anemometri considerati sono le seguenti:

Stazione	Periodo di Misura	Altezza di Misura	Range di misura	Posizione (UTM ED50)		Distanza dal parco (m)
ID				X	Y	
8800	2002-2008	40,30,20	10min	618031 E	4285614 N	4300
8801	2006-2008	60,50,40	10min	616844 E	4287408 N	6300
8802	2006-2007	60,50,40	10min	618632 E	4287954 N	7200
3002	2007-2011	60,50,40	10min	620986 E	4270867 N	9000
C1	2016- Oggi	107.5,105,103,85 ,65,45	10min	611298 E	4275960 N	Interno , rappresentativo dell'area a SUD
C3	2016- Oggi	107.5,105,103,85 ,65,45	10min	617108	4280722	Interno, rappresentativo dell'area a Nord
16362	Dati a lungo termine	15m	orario	608692 E	4307348 N	

La catena di misura si compone di una serie di trasduttori che basano la loro precisione su una taratura eseguita a monte, presso una galleria del vento o struttura simile. La precisione della misura si basa sulla precisione degli elementi della catena, di cui l'elemento preponderante è il blocco anemometro/dinamo. Molto importante è inoltre la conformazione della struttura che sorregge l'anemometro, per le possibili interferenze che questa può avere sulla misura, proprio per questo per Installazione e Misurazione si è tenuto conto della normativa IEC61400-12-1:2017.

Il sistema di misura è costituito da palo tralicciato sorretto da tiranti su cui sono montati oltre agli anemometri per la misura della velocità del vento, alcune velette per la misura della direzione, e un sensore di temperatura.

Gli strumenti utilizzati per la misurazione sul palo da 60 metri sono:

- Anemometri a coppe di ultima generazione Thies FC Advanced calibrati

- Indicatori di direzione Thies TMR e POT calibrati
- Misuratore di temperatura e pressione
- Registratore Data Logger Ammonit Meteo 40
- Torre traliccista

Gli anemometri sono calibrati, ossia sono verificati in galleria del vento, i risultati delle misurazioni generano dei parametri riportati sui certificati di calibrazione. Spesso quando i sensori sono disinstallati vengono inviati nuovamente a controllo e calibrazione, in modo che i valori registrati possano essere corretti.

Il montaggio è avvenuto in modo corretto e la struttura non espone la misura a rilevanti errori aggiuntivi.

La registrazione dei dati avviene su memoria interna del logger. I dati vengono poi trasferiti tramite un collegamento modem che ogni notte scarica i dati dal logger.

Il logger stesso può immagazzinare fino a un 200 giorni di dati. Il formato dei dati è su file di test codificato ASCII.

TORRE M105/450

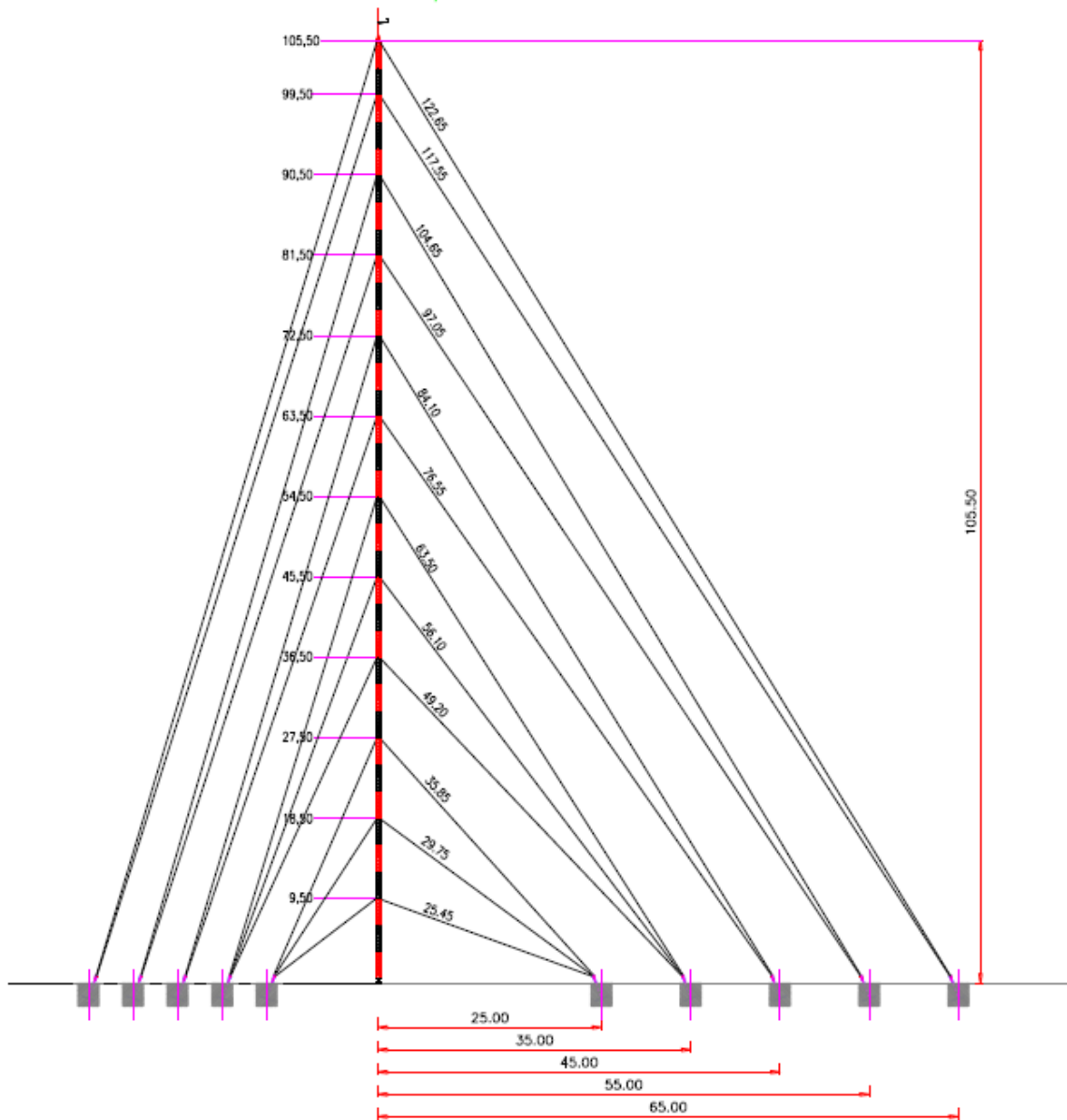


Figura 3: Struttura tipica di un anemometro tralicciato - Questa è la configurazione l'anemometro codice C1, C3 con torre da 105,5 + il supporto, per un totale di 107m.

4. Analisi dei dati misurati

Risultato delle indagini meteorologiche degli anemometri sopra visti sono i diagrammi riportati nelle figure successive. Abbiamo scelto per comodità due anemometri rappresentativi dell'area uno a Nord e di uno a Sud. L'anemometro a sud è stato scelto per paragonare i dati dell'anemometro a nord e vedere se anche

in tempi diversi e a quote differenti, l'andamento del vento fosse simile e quindi rappresentativo dell'area nel corso degli anni.

L'andamento del vento prevalente indicato da entrambi è l'ovest, è quindi ragionevole pensare che sia la direzione principale per tutto il parco eolico. Data la prevalenza della direzione è stato poi semplice impostare un layout di parco in modo da evitare l'effetto scia delle turbine tra di loro o degli ostacoli presenti nell'area, come le aree boscate.

I dati riportati in Figura 4 e Figura 6 sono così rappresentati: a 107.5m della torre C3 e 60m della Torre i dati più significativi quali direzione principale, intensità del vento e frequenza. Inoltre sono riportati alle varie altezze dei sensori le medie del vento sul periodo di misurazione questo è indispensabile per poter apprezzare così lo shear dell'area e stimare l'andamento del vento sull'altezza del mozzo del rotore.

TORRE C3

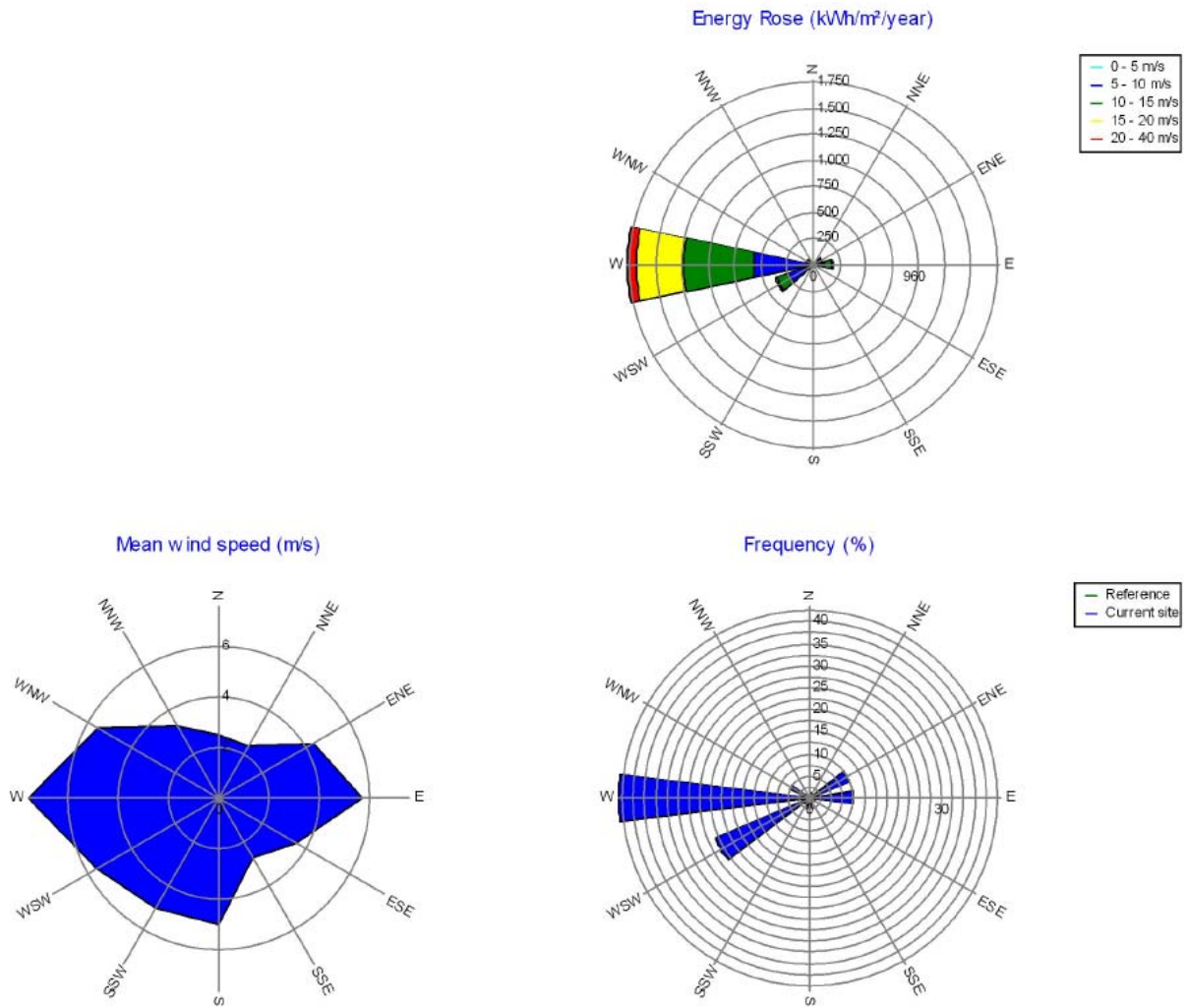


Fig 4- A: Andamento del vento sul sensore a 107.5 m espresso come direzione, frequenza e intensità

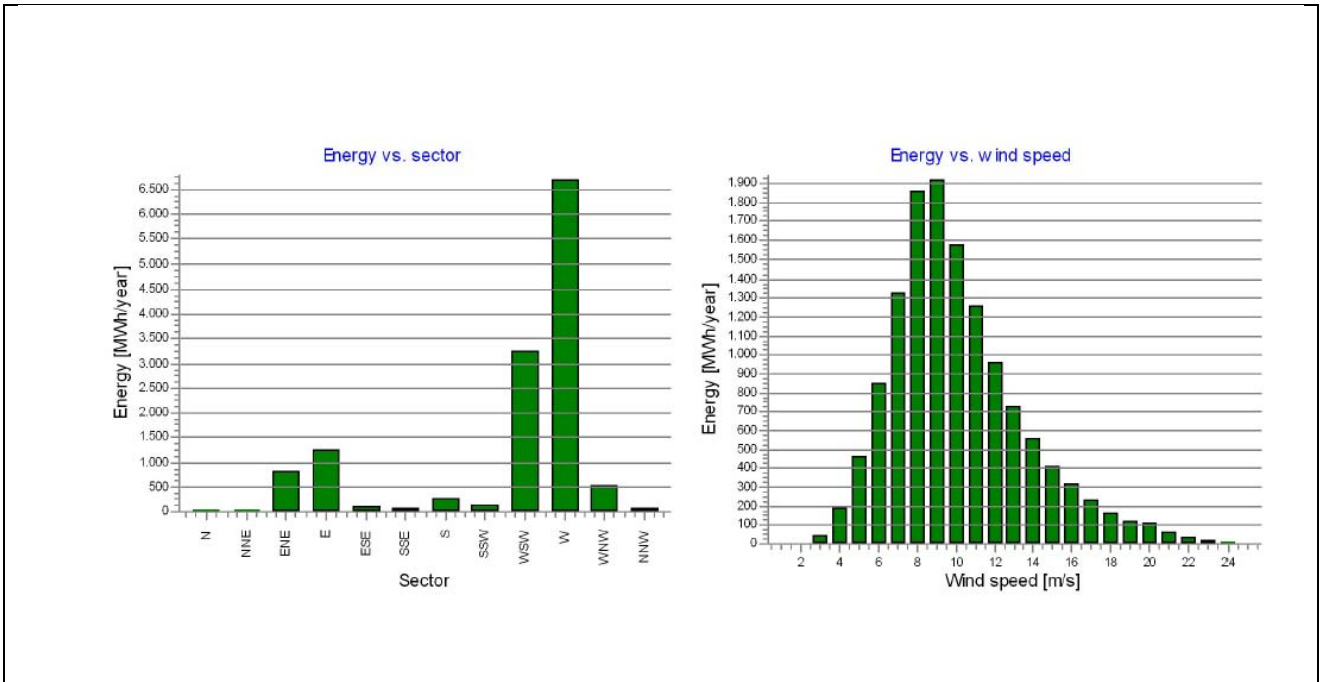


Fig 4-B: Andamento energetico in riferimento alla intensità, frequenza e direzione e del vento

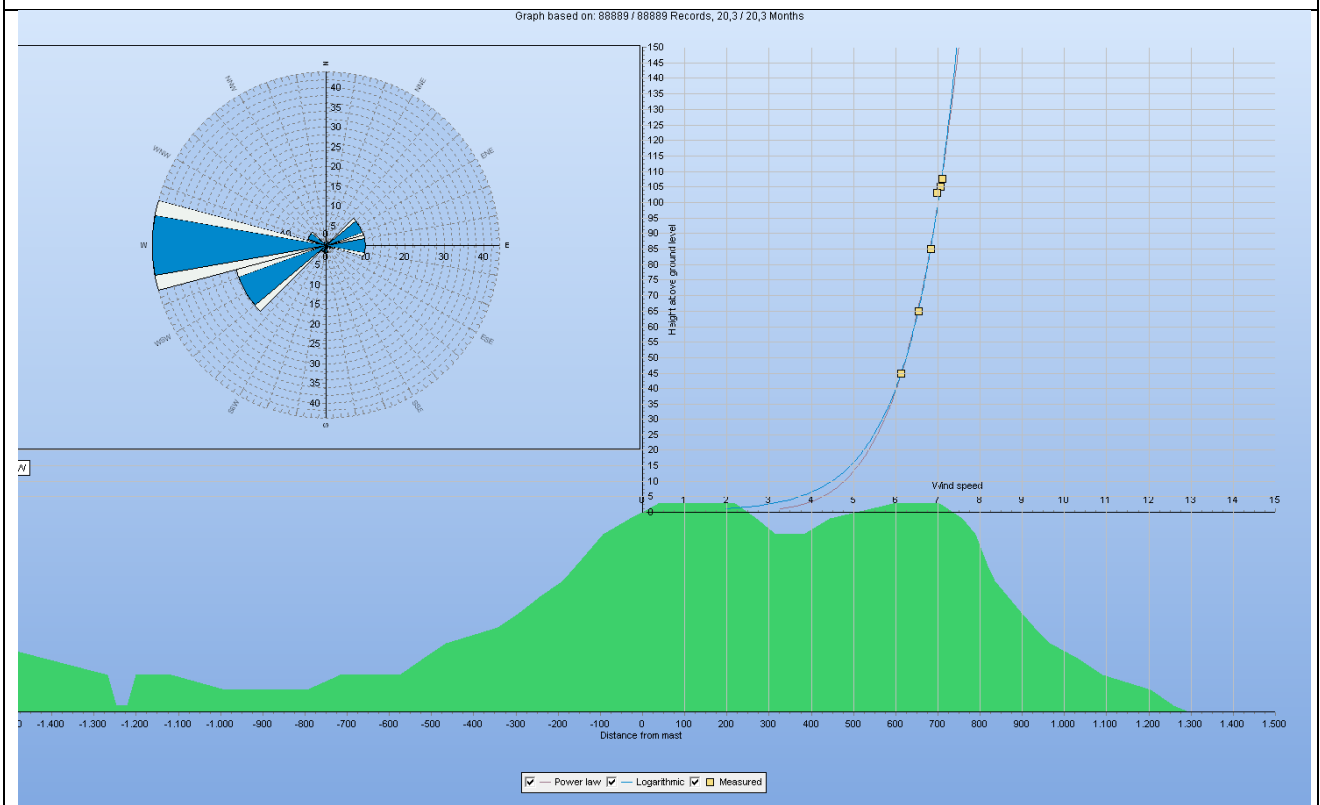


Fig 4- C: Profilo verticale sui sensori della torre

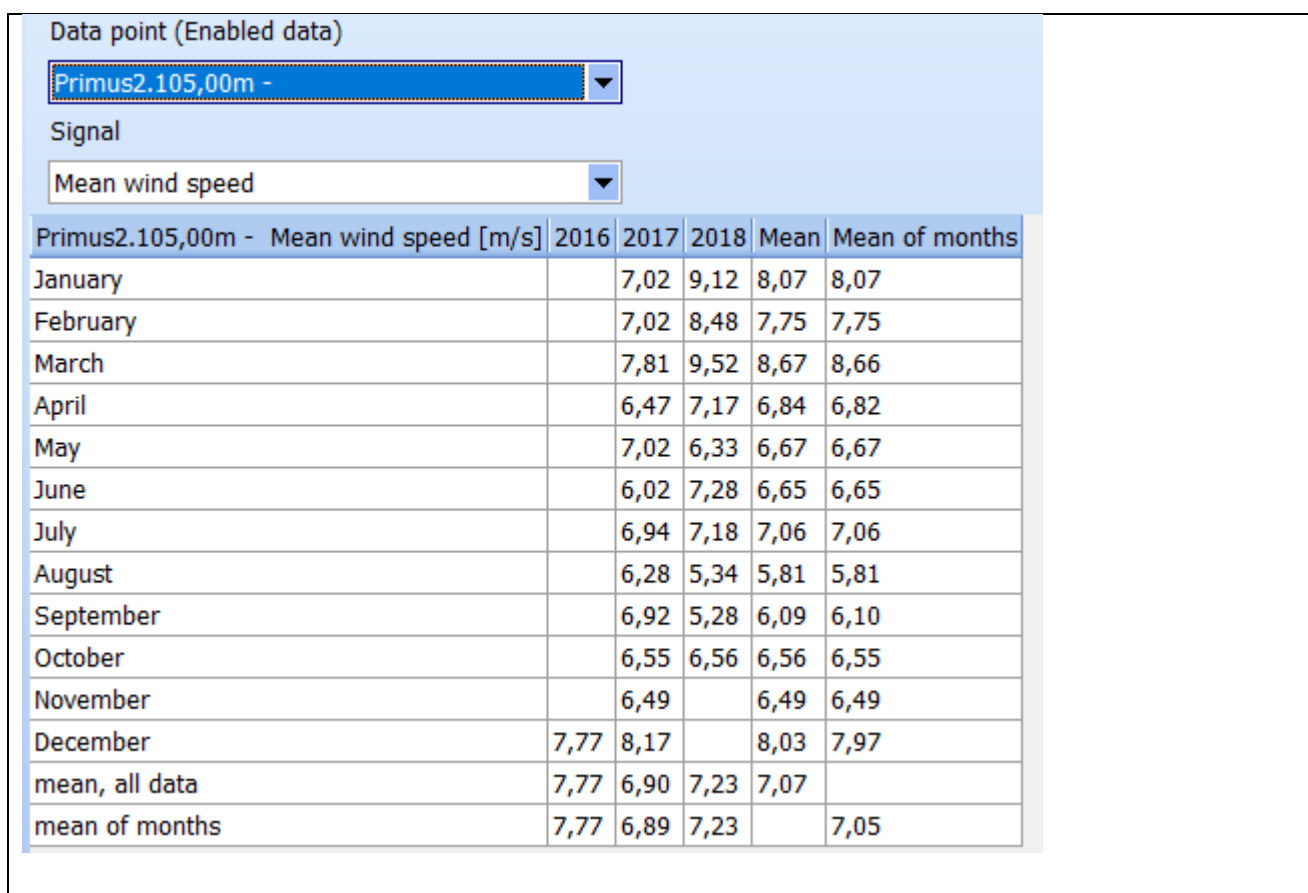


Fig 4-D : Medie mensili

Quote di misura e velocità del vento

I dati disabilitati non sono inclusi nella tabella

ID	Altezza [m]	Dati abilitati [%]	Dati	U_max [m/s]	U_media *) [m/s]
107,50m -	107,50	95,1	93703	26,5	7,2
105,00m -	105,00	99,2	97781	26,5	7,1
103,00m -	103,00	97,7	96244	26,3	7,1
85,00m -	85,00	99,4	97980	25,4	6,8
65,00m -	65,00	99,4	97952	24,9	6,5
45,00m -	45,00	99,4	97955	24,1	6,1

Fig 4- E: Medie del vento alle varie quote

Figura 4: Andamento del vento nella stazione C3 nel parco eolico di Primus

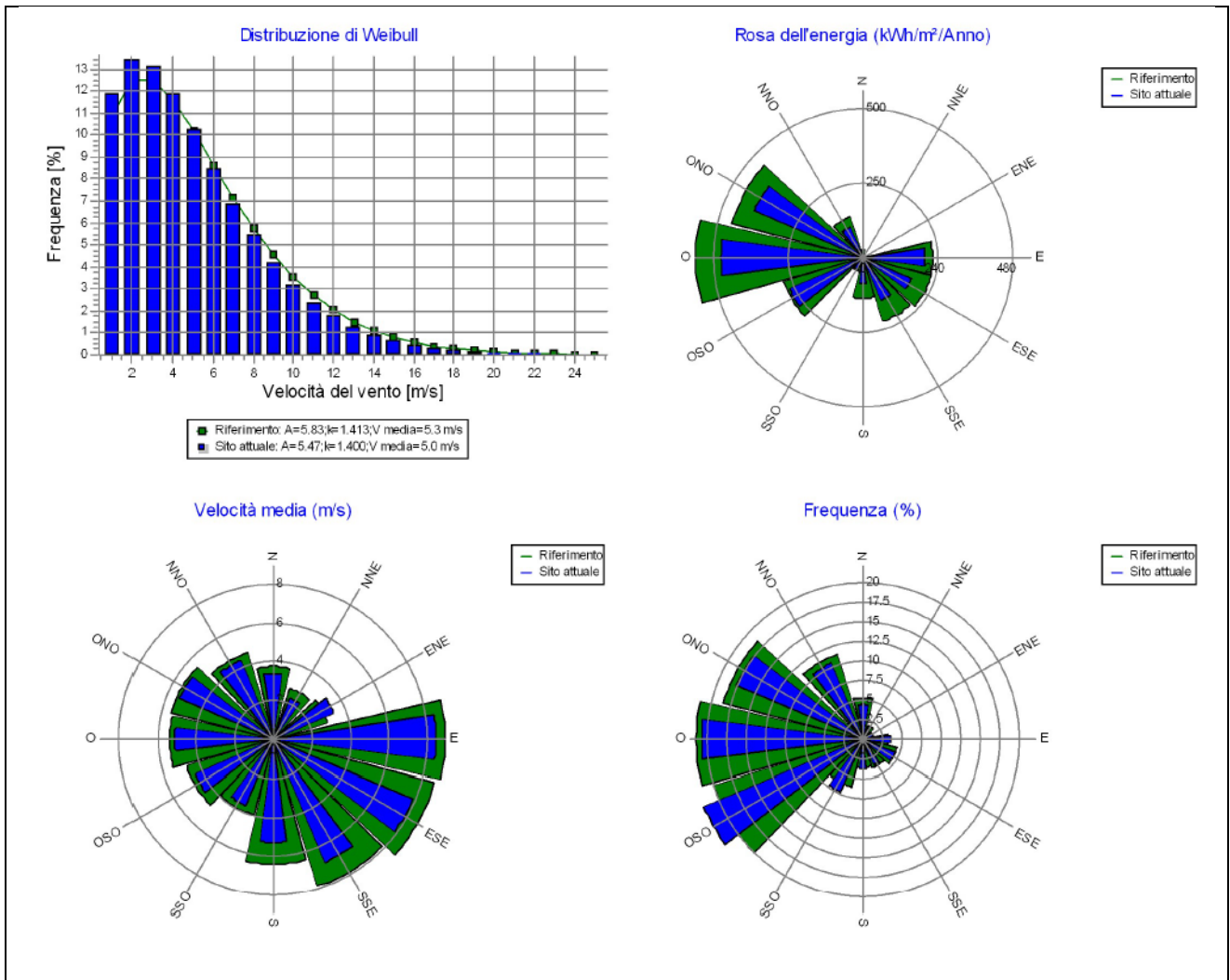


Figura 5: Andamento del vento nella stazione C1 nel parco eolico di Primus

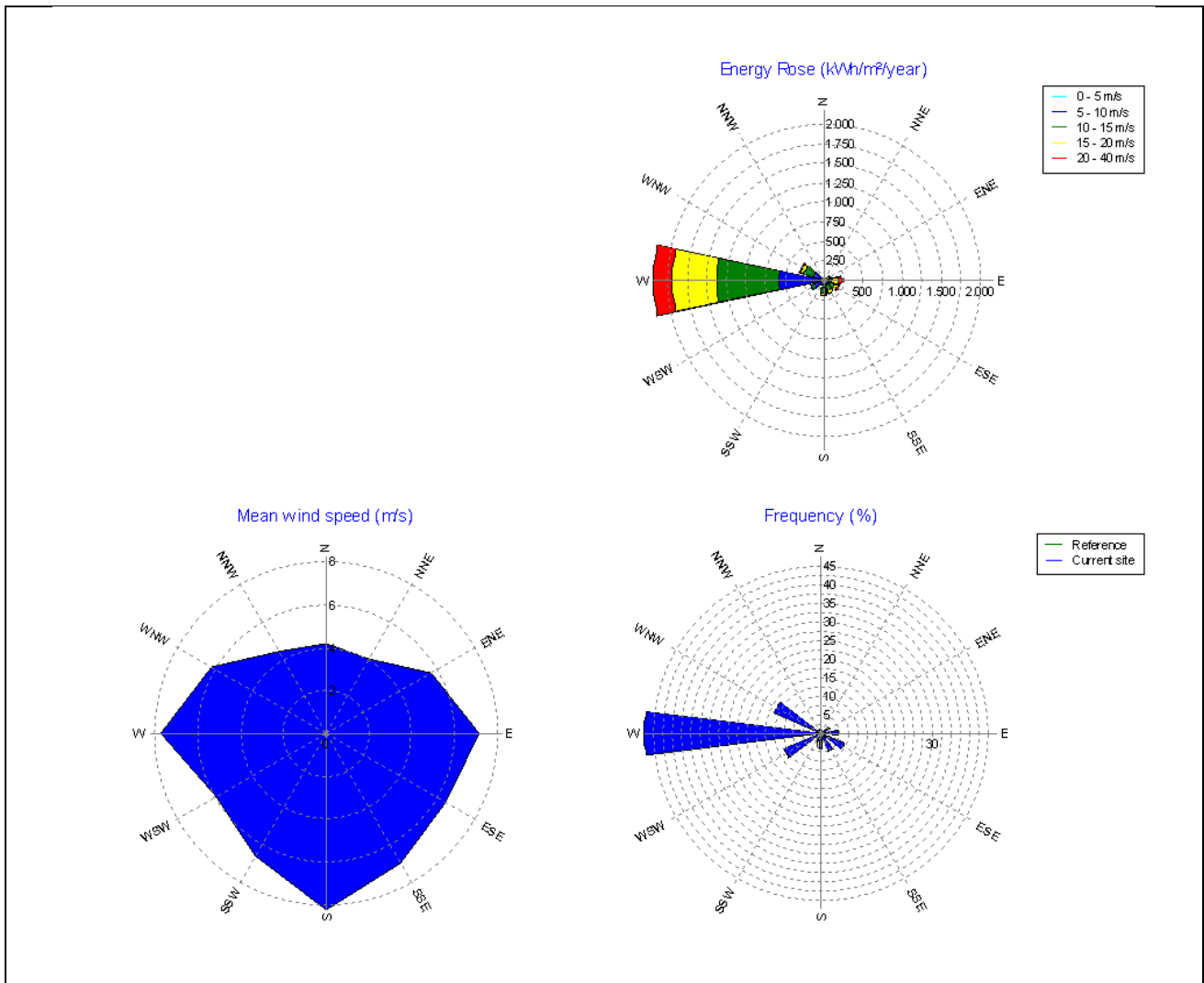


Fig 6-A: Andamento del vento sul sensore espresso come direzione, frequenza e intensità sul sensore a 60m

ID	Height [m]	Data recovery [%]	Records	U_max [m/s]	U_mean *) [m/s]
60,0m - 1	60,0	89,1	164429	26,4	5,7
60,0m - 2	60,0	90,0	166021	25,8	5,7
50,0m - 3	50,0	96,6	178317	25,0	5,4
40,0m - 4	40,0	88,9	164115	23,2	5,1

Fig 6-B: Medie del vento sui diversi sensori

Figura 6: Andamento del vento nella stazione 3002

In Figura 7, Figura 8 e in Figura 9 sono riportate le distribuzioni di Weibull per i diversi settori della rosa dei venti. La distribuzione di Weibull è la componente statistica della nostra analisi e grazie ad essa abbiamo una stima realistica della produttiva del parco.

Relazione dati meteo - Compendio dati Weibull

Palo di misura: Primus2; C3; **WIND REPORT Periodo:** Periodo completo: 13/12/2016 - 28/10/2018 (22,5 mesi)

Altezza: 105,00m -

Dati Weibull

Settore	A [m/s]	k	f	Velocità media [m/s]
0-N	3,15	1,130	0,65	3,02
1-NNE	2,89	1,464	1,18	2,61
2-ENE	5,52	1,552	9,78	4,96
3-E	7,56	1,963	9,92	6,70
4-ESE	4,57	1,211	1,30	4,28
5-SSE	4,26	1,787	0,86	3,79
6-S	7,69	2,192	1,93	6,81
7-SSO	5,97	1,613	1,75	5,35
8-OSO	7,82	2,094	23,29	6,93
9-O	9,16	1,972	43,44	8,12
10-ONO	6,85	2,641	4,89	6,09
11-NNO	4,83	1,837	1,01	4,29
Media	7,87	1,821	100,00	6,99

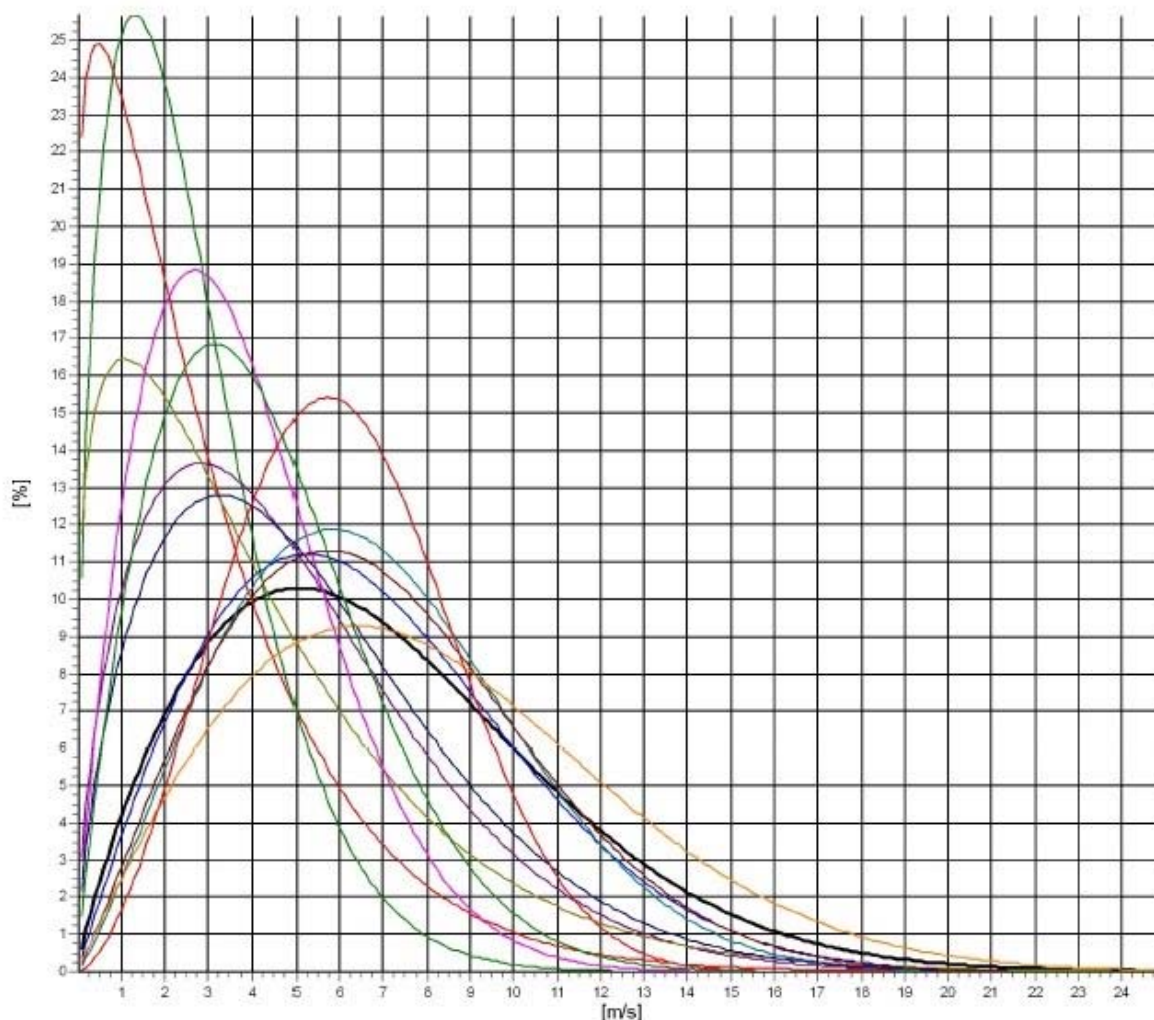


Figura 7: Distribuzione di Weibull per i diversi settori della rosa dei venti anemometro a 105m C3

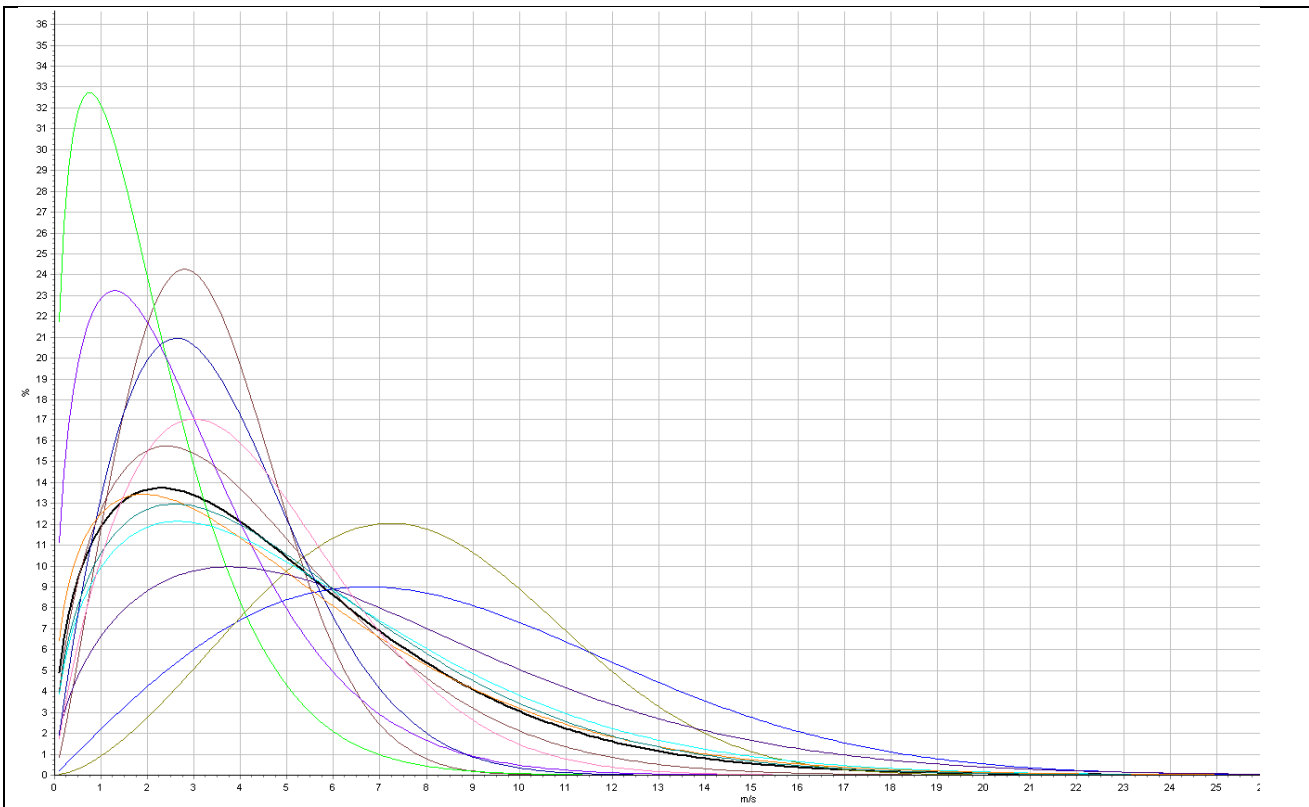


Figura 8: Distribuzione di Weibull per i diversi settori della rosa dei venti anemometro a 105m C1

Height: 60,0m - 1

Weibull data

Sector	A [m/s]	k	f	Mean wind speed [m/s]
0-N	2,48	1,440	0,55	2,26
1-NNE	2,69	1,426	0,79	2,44
2-ENE	4,61	1,335	2,70	4,23
3-E	5,60	1,428	4,46	5,09
4-ESE	5,28	1,621	6,82	4,73
5-SSE	5,74	1,912	5,21	5,09
6-S	6,11	2,519	4,22	5,42
7-SSW	5,11	2,229	2,37	4,53
8-WSW	5,50	2,710	10,70	4,89
9-W	7,11	1,809	47,32	6,32
10-WNW	5,72	1,811	13,68	5,09
11-NNW	3,07	1,526	1,19	2,77
Mean	6,22	1,742	100,00	5,54

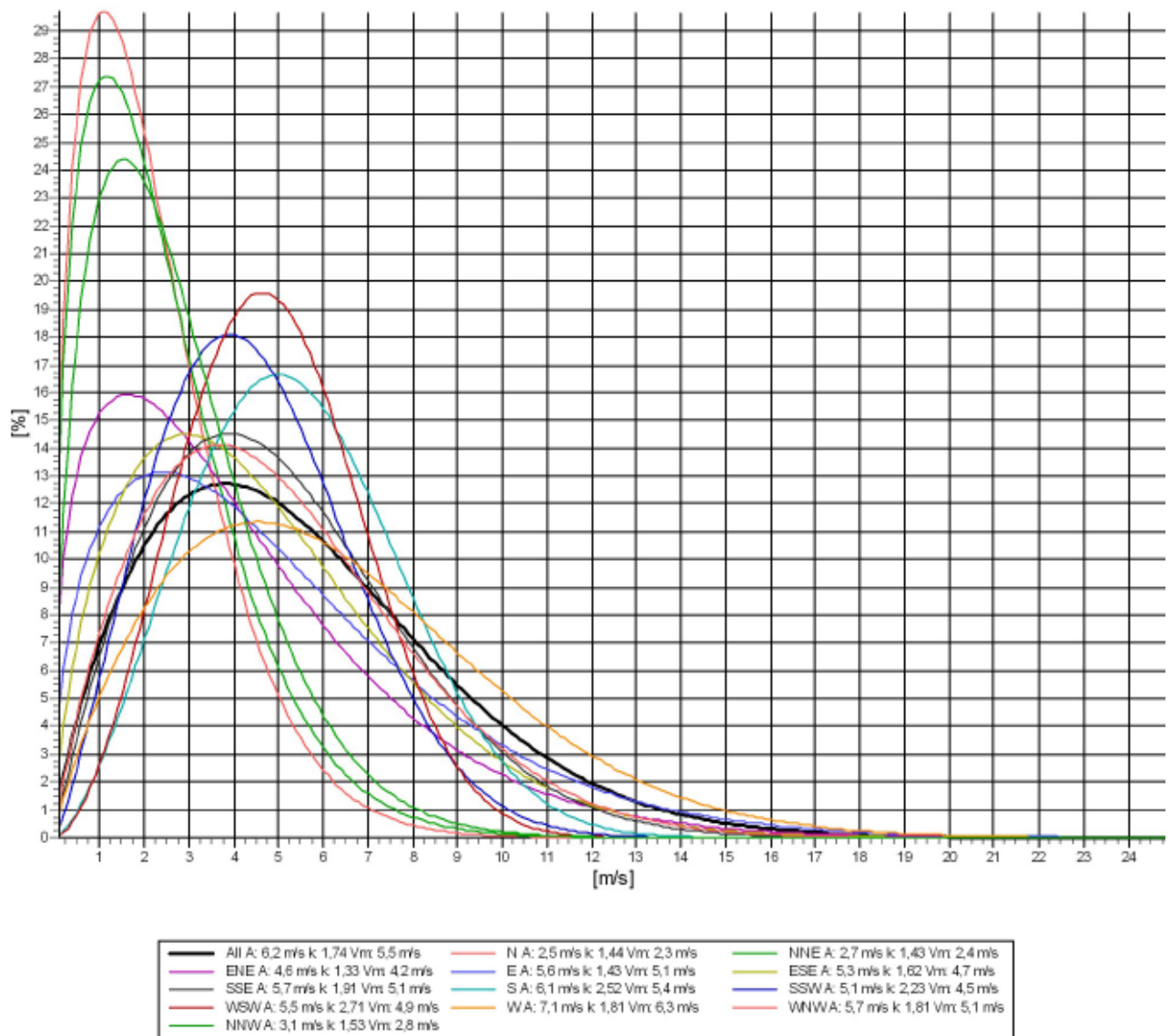
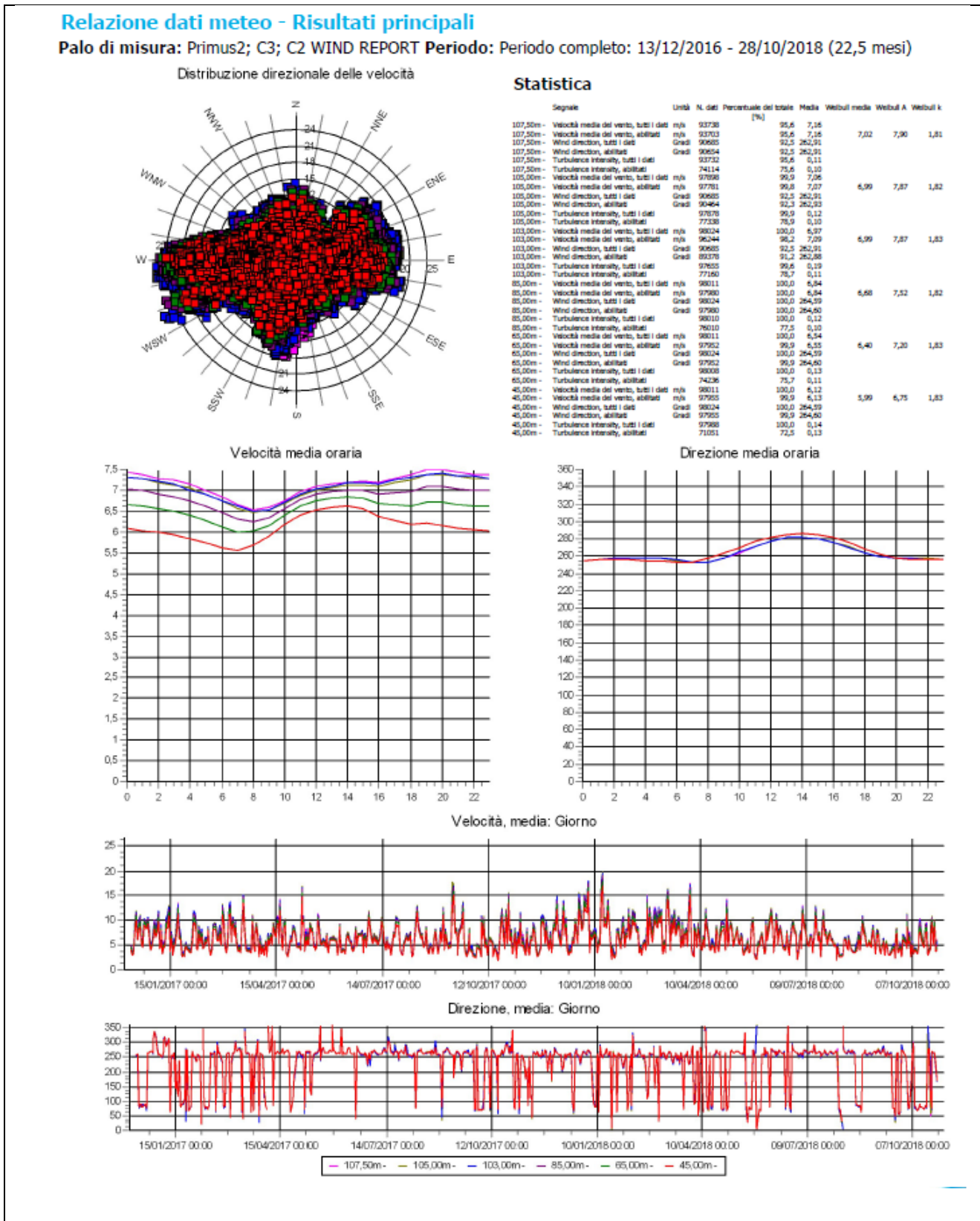


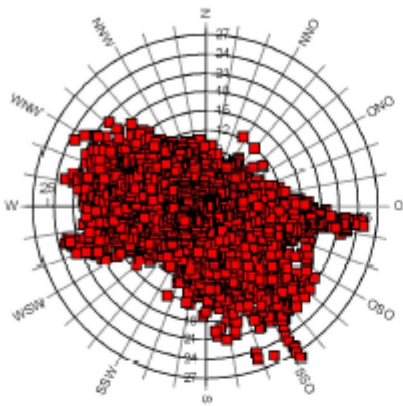
Figura 9: Distribuzione di Weibull per i diversi settori della rosa die venti anemometro a 60m n. 3002

In ultimo è riportato l'andamento giornaliero del dato meteorologico come direzione e intensità del vento (Figura 10 e Figura 11).



Palo di misura: Primus-1 LTC 05/18 4.995m/s; Meteo data report_Primus-1 LTC 05-18 4.995m-s_P-1_Italian Periodo: Periodo completo: 01.02.2017 - 31.01.2018 (12.0 mesi)

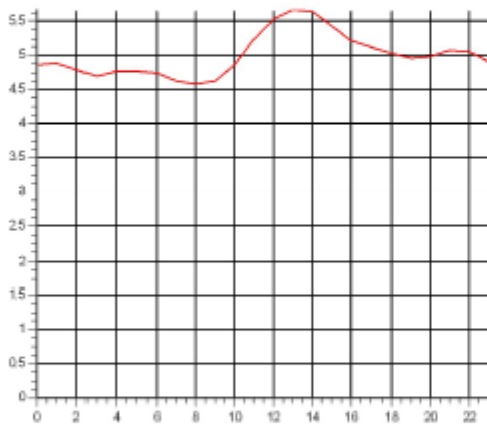
Distribuzione direzionale delle velocità



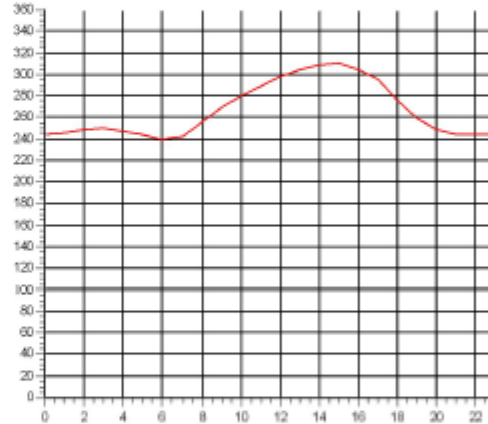
Statistica

Segnale	Unità	N. dati	Percentuale del totale [%]	Media	Weibull media	Weibull A	Weibull k
112.00m - Velocità media del vento, tutti i dati	m/s	52560	100.0	5.00	4.88	5.37	1.42
112.00m - Wind direction, tutti i dati	Gradi	52560	100.0	266.97			
112.00m - Turbulence intensity, tutti i dati		52558	100.0	0.14			
112.00m - Turbulence intensity, abilitati		27420	52.2	0.11			

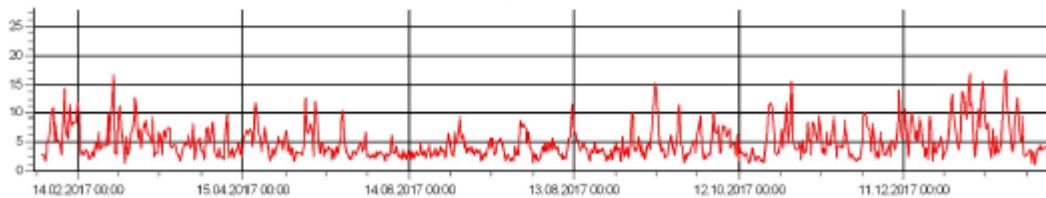
Velocità media oraria



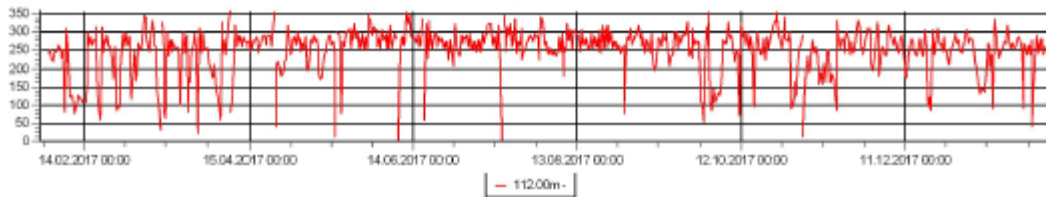
Direzione media oraria



Velocità, media: 12 ore



Direzione, media: 12 ore



— 112.00m —

Figura 10: Andamento giornaliero del vento in termini di direzione e intensità e statistica dell'intero periodo misurato anemometro C3 e C1

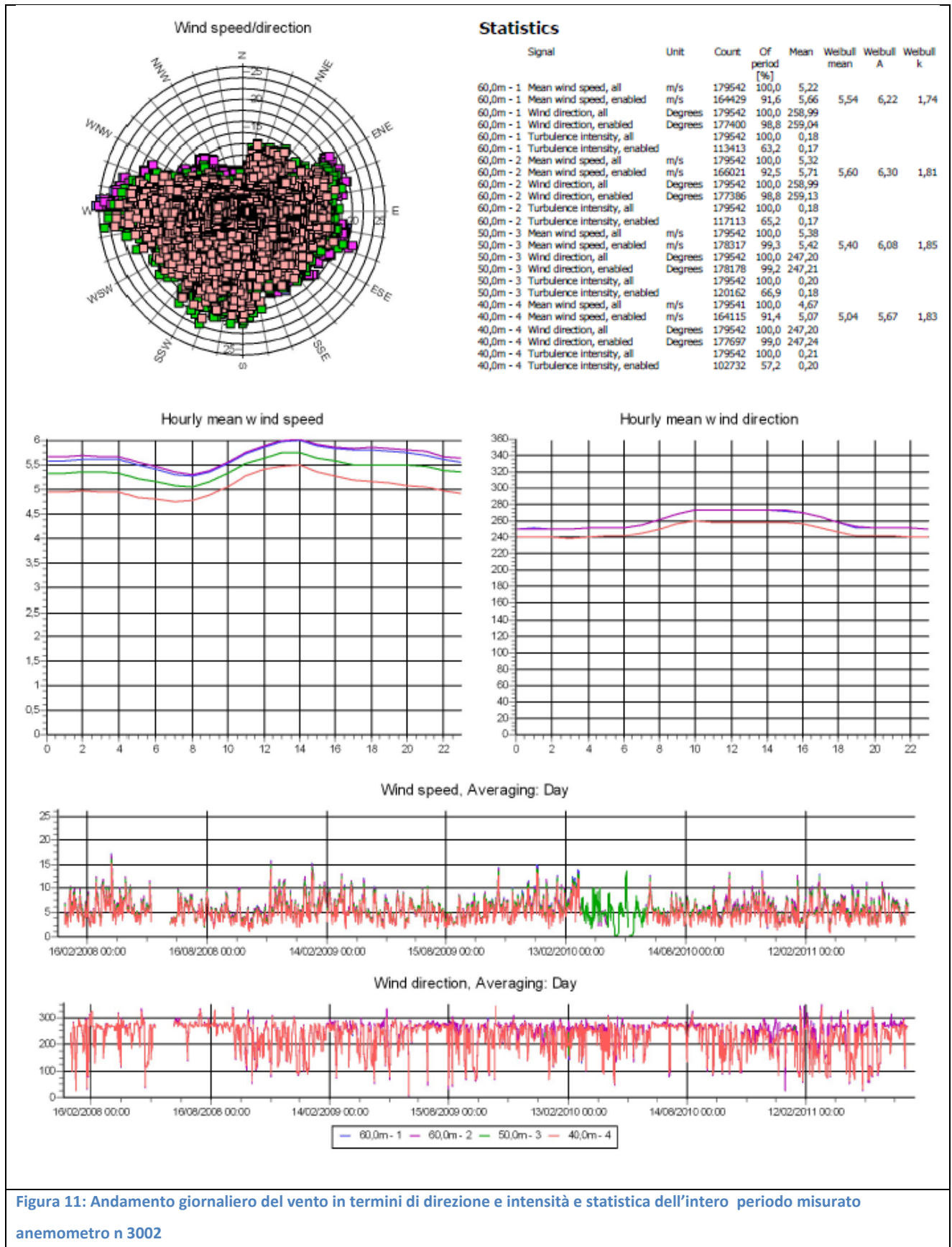
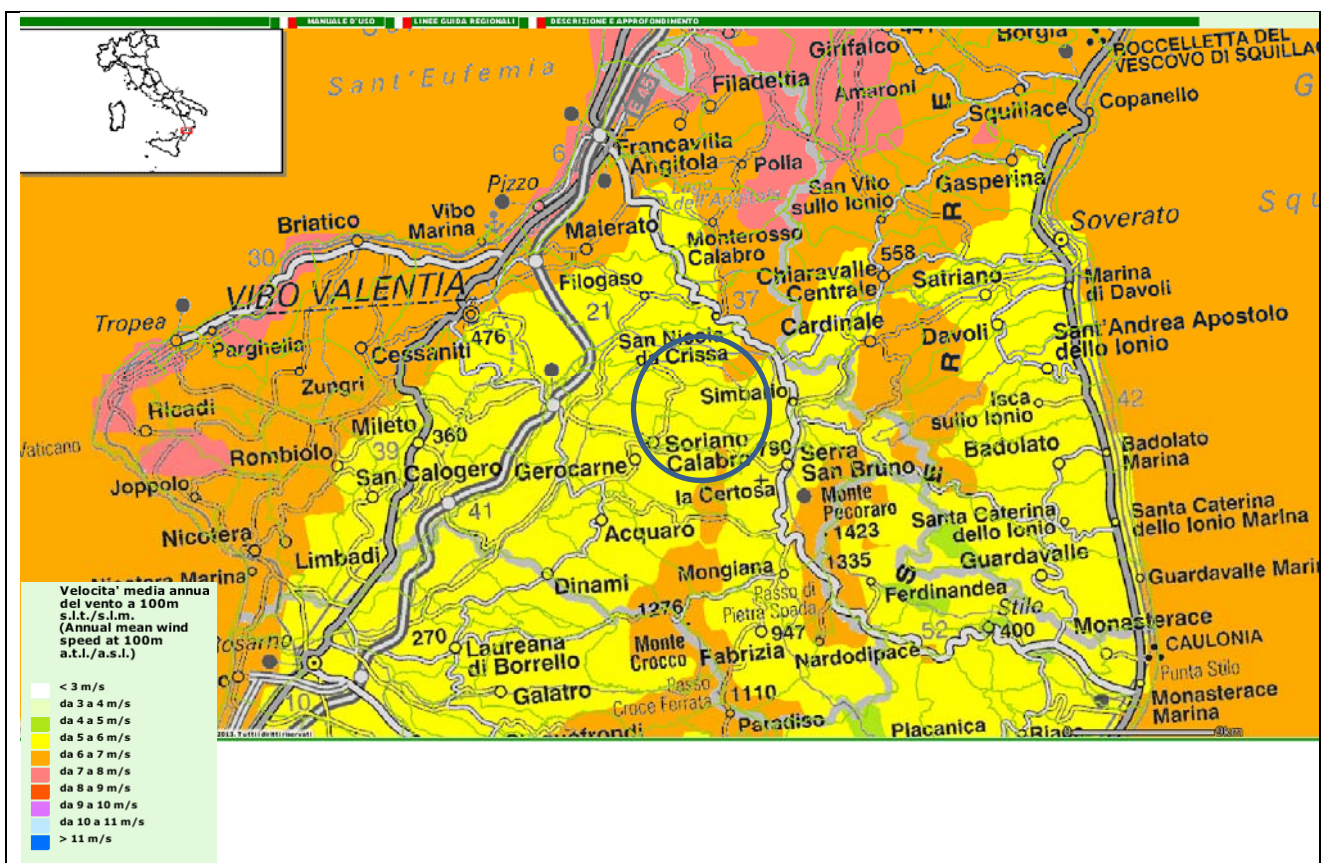


Figura 11: Andamento giornaliero del vento in termini di direzione e intensità e statistica dell'intero periodo misurato anemometro n 3002

5. Analisi dei dati meteorologici comparativi: Atlante eolico e dati a lungo termine

In una accurata analisi meteorologica è necessario correlare i dati puntuali misurati in campo con dati spaziali simulati dai modelli matematici, tra i più conosciuti ed utilizzati è l'atlante eolico disponibile sul sito (<http://atlanteolico.rse-web.it/>) ed è curato dal GSE. E' stato scelto come rappresentazione delle velocità media quella a livello 100m, ovvero il livello più rappresentativo del vento all'altezza del mozzo del rotore della turbina eolica usata. La turbina scelta in termini della miglior efficienza di macchina è un Vestas V150 da 155m, per cui **155m** sul livello del suolo è l'altezza di riferimento dei nostri studi. In Figura 12 la massima altezza di studio è impostata a un massimo di 100m, si può osservare una certa omogeneità della carta che riporta una ventosità pari tra 5 e 7m/s, in linea con la ventosità degli anemometri utilizzati in questo studio.



La seconda correlazione viene fatta con i dati a lungo termine della stazione meteorologica più vicina, la stazione rappresentativa con oltre 30anni di dati è la stazione meteorologica dell'aeroporto di Lamezia Terme. I dati sono sotto riportati (Figura 13) sono un esempio dei dati misurati in un anno il 2010 ed utilizzati per la correlazione con i nostri anemometri.

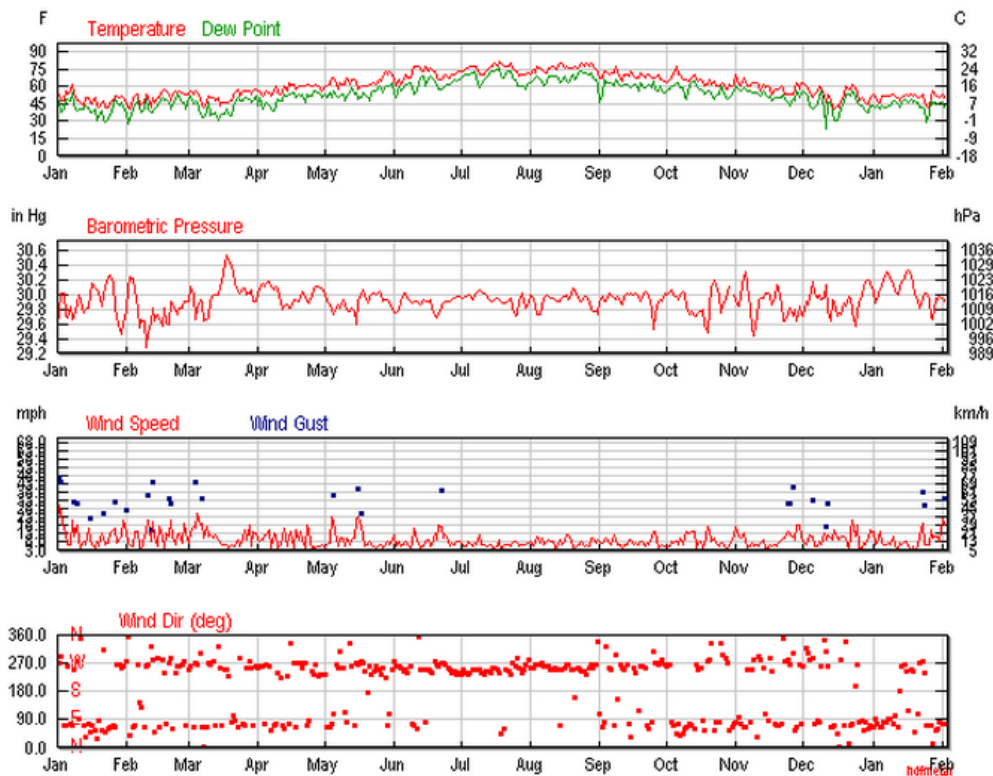


Figura 13: Stazione di Lamezia Terme aeroporto. Andamento dei dati meteorologici per l'anno 2010.

6. Risultati dei modelli matematici per le rappresentazioni dei flussi di vento

Per calcolare la variazione della risorsa eolica lungo tutta la ampiezza del sito è necessario usare modelli che permettano di estrapolare dai dati di vento misurato, i valori lungo tutto il sito e a differenti altezze.

A causa del fatto che nel sito si dispone di una misura puntuale del vento, la stima della risorsa eolica disponibile nella zona di studio richiede una modellizzazione spaziale del campo di vento. Questa modellizzazione permette la estrapolazione orizzontale lungo l'area considerata e verticale fino all'altezza della navicella del

rotore delle misure di vento disponibili, per il posizionamento più corretto degli aerogeneratori.

Oltre allo studio dei dati di vento e della orografia, risulta molto importante analizzare altri aspetti come la rugosità, che impatta la valorizzazione energetica del sito influenzando sul gradiente verticale di velocità. La stima della rugosità, viene effettuata da un utente esperto sulla base dei sopralluoghi in cui si definisce il tipo di copertura superficiale del luogo. Nel nostro sito si è stimato un livello di rugosità media-alta stabilendo una rugosità $z_0=0,05$ m (classe 4) per tutto il sito, e poi andando a dettagliare con classi diverse, particolari aree (aree agricole, boschi, area industriale etc) che risultavano avere roughness più o meno elevata rispetto a quella di riferimento.

Così dunque, con l'obiettivo di valutare l'effetto che tutti questi fattori hanno sul comportamento del vento, si è prodotta una modellizzazione del vento utilizzando i software Wind Pro e WASP.

Il software Wind Pro, interfacciandosi con il motore di calcolo del WASP, riesce a prevedere un campo di ventosità nell'area del parco, partendo dai seguenti dati di input:

- misura effettuata localmente tramite l'anemometro installato
- mappa di curve di livello (5 metri di risoluzione)
- mappa di roughness del sito, creata utilizzando foto satellitari e foto fatte sul sito

I dati meteo misurata in sito, sono stati poi correlati con i dati NCAR, che sono dati di lungo periodo calcolati tramite la re-analisi di dati meteo, e la serie di dati correlata a lungo termine è stata poi utilizzata per il calcolo di produzione.

7. Stima della produzione energetica del parco eolico

Dalla applicazione del campo di ventosità calcolato per ogni settore e dalla modellizzazione dell'orografia e della rugosità si può stabilire l'intensità del vento in ogni punto della zona. Per calcolare poi la produzione lorda (cioè ai morsetti del generatore, non considerando i fermi macchina e altre perdite) si deve applicare la

curva di potenza della macchina per la specifica densità dell'aria e si deve calcolare la turbolenza che la presenza delle altre turbine potrebbe creare nella zona.

Per quanto riguarda la valutazione della turbolenza, detta anche effetto scia, il software Windpro determina secondo alcuni modelli matematici (GH, Eddy, Park) la percentuale di perdita di energia a causa della scia. Il calcolo suddetto non tiene conto delle riduzioni di produzione dovute a fermi macchina, perdite nei cavi di collegamento alla sottostazione, efficienza della sottostazione.

Per quantificare la produzione annuale netta stimata si sono adottati perciò i seguenti coefficienti di incertezza dovuti per i seguenti motivi:

Fattore di incertezza: Riduzione %

Uncertainties Primus-1 (South):

	Uncertainty in wind	Uncertainty in production
Wind measurement accuracy	2.3%	
Long term scaling	3.0%	
Vertical extrapolation	0.7%	
Horizontal extrapolation	5.0%	
Total uncertainty wind related	6.3%	17.7%
Wake losses		0.3%
Electrical losses		0.9%
Turbine performance		3.3%
other		0.1%
Total uncertainty energy related		3.4%
Future wind frequency distribution		2.0%
Wind speed variability	4.5%	12.6%
availability		3.0%
Overall uncertainty 10 years		18.5%

Uncertainties Primus-2 (North):

	Uncertainty in wind	Uncertainty in production
Wind measurement accuracy	2.3%	
Long term scaling	2.7%	
Vertical extrapolation	0.7%	
Horizontal extrapolation	7.0%	
Total uncertainty wind related	7.9%	15.0%
Wake losses		0.3%
Electrical losses		0.9%
Turbine performance		3.3%
other		0.1%

Total uncertainty energy related		3.4%
Future wind frequency distribution		2.0%
Wind speed variability	4.5%	8.6%
availability		3.0%
Overall uncertainty 10 years		15.6%

PERDITE

Availability and maintenance losses	3.3%
Grid and interconnection station losses	2.5%
Rotor blade degeneration	0.5%
Icing	0.1%
Total losses (without wake)	6.3%

Incertezza totale: 23,6 %

Questi valori sono quelli che si indicano come "coefficienti di perdita" della produzione attesa e che contribuiscono a ridurre il valore di produzione stimato dai modelli matematici.

Di seguito è quindi riportata una tabella con i valori di produzione dei singoli aerogeneratori per il sito eolico considerato.

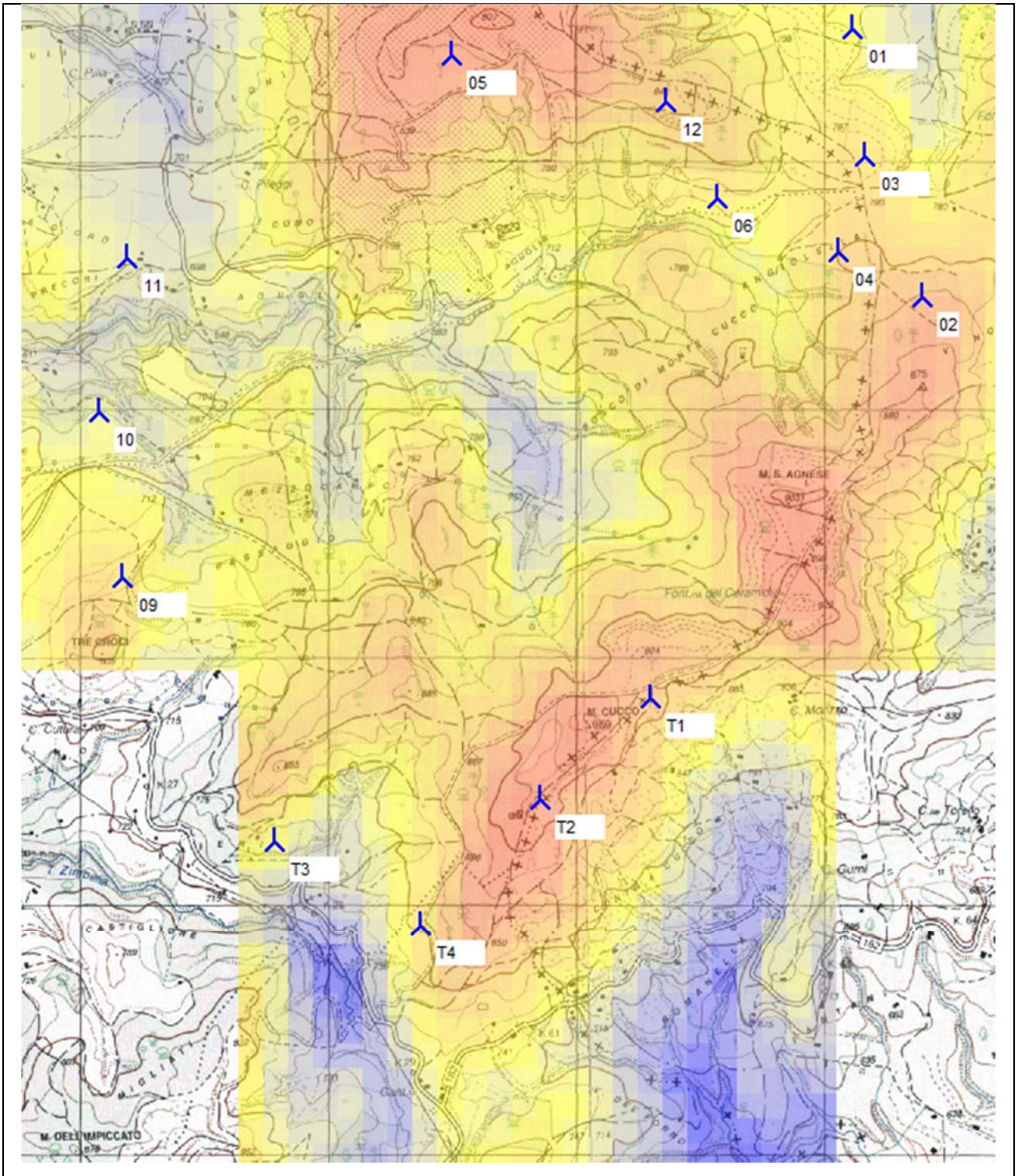
WTG type								Power curve		Annual Energy			Free mean wind speed [m/s]
Links	Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Displacement height	Creator	Name	Result	Wake loss		
				[kW]	[m]	[m]	[m]			[MWh/y]	[%]		
01 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	10'755.1	8.3	7.02	
02 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	11'695.4	7.5	7.61	
03 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	10'705.7	11.6	7.25	
04 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	11'371.1	7.4	7.36	
05 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	12'820.4	3.3	8.03	
06 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	11'155.0	6.9	7.19	
09 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	11'594.3	1.4	7.04	
10 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	10'838.5	2.0	6.67	
11 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	10'904.6	2.9	6.77	
12 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	11'637.4	7.1	7.50	
T1 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	11'962.3	6.0	7.72	
T2 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	12'284.5	6.0	7.94	
T3 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	10'980.0	2.5	6.82	
T4 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	11'161.9	3.3	6.99	
WTG type								Power curve		Annual Energy			Free mean wind speed [m/s]
Links	Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Displacement height	Creator	Name	Result	Wake loss		
				[kW]	[m]	[m]	[m]			[MWh/y]	[%]		
S1 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	7'827.1	9.0	5.82	
S10 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	8'148.2	8.8	6.00	
S3 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	8'101.9	2.4	5.59	
S4 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	7'366.5	5.5	5.33	
S5 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	7'388.2	7.9	5.45	
S6 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	8'311.9	1.5	5.66	
S7 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	6'564.9	9.8	5.09	
S8 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	6'670.4	9.2	5.11	
S9 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	5'928.8	15.4	4.97	

Figura 14 : stima della produzione per il parco eolico di Primus

Riassumendo i risultati del modello in Figura 15 sono riportati valori calcolati per l'intero parco tenendo conto delle due diverse aree sud e nord.

Key results for height 100.0 m above ground level							
Terrain UTM (north)-WGS84 Zone: 33							
Ost	Nord	Name of wind distribution	Type	Wind energy	Mean wind speed	Equivalent roughness	
				[kWh/m ²]	[m/s]		
A	611'225	4'275'773	TDO park P-1	WAsP (WAsP 12 Version 12.00.0128)	1'603	4.7	2.0
Calculated Annual Energy for Wind Farm							
WTG combination	Result PARK	GROSS (no loss) Free WTGs	Wake loss	Specific results*)			
				Capacity factor	Mean WTG result	Full load hours	Mean wind speed @hub height
	[MWh/y]	[MWh/y]	[%]	[%]	[MWh/y]	[Hours/year]	[m/s]
Wind farm	66'307.9	71'737.5	7.6	32.0	7'367.5	2'807	5.4
*) Based on wake reduced results, but no other losses included							
Key results for height 100.0 m above ground level							
Terrain UTM (north)-WGS84 Zone: 33							
Ost	Nord	Name of wind distribution	Type	Wind energy	Mean wind speed	Equivalent roughness	
				[kWh/m ²]	[m/s]		
A	617'035	4'280'535	TDO park P-2	WAsP (WAsP 12 Version 12.00.0128)	3'230	6.7	0.9
Calculated Annual Energy for Wind Farm							
WTG combination	Result PARK	GROSS (no loss) Free WTGs	Wake loss	Specific results*)			
				Capacity factor	Mean WTG result	Full load hours	Mean wind speed @hub height
	[MWh/y]	[MWh/y]	[%]	[%]	[MWh/y]	[Hours/year]	[m/s]
Wind farm	159'866.3	169'205.8	5.5	49.6	11'419.0	4'350	7.3
*) Based on wake reduced results, but no other losses included							
Produzione annuale stimata del parco eolico TOTALE							
Risultato Park [MWh/anno]	Lordo (senza perdite) [MWh/anno]	Wake loss (%)	Fattore di Capacità (%)	Media per WTG [MWh/anno]	Ore equivalenti [Ore/anno]	Velocità media al mozzo [m/s]	
226174,2	240943,9	6,3	42,7	9833,4	3746	6,6	
Figura 15: risultati della simulazione di WINDpro Produzione del parco Eolico di Primus							

Infine in Figura 16 una mappa che stima la risorsa eolica in termini di produzione annua, calcolata tenendo conto della orografia e rugosità del terreno; da questa mappa si può vedere quindi la differente produzione annua sull'area, e quindi stimare in funzione delle posizioni delle turbine la loro relativa produzione.



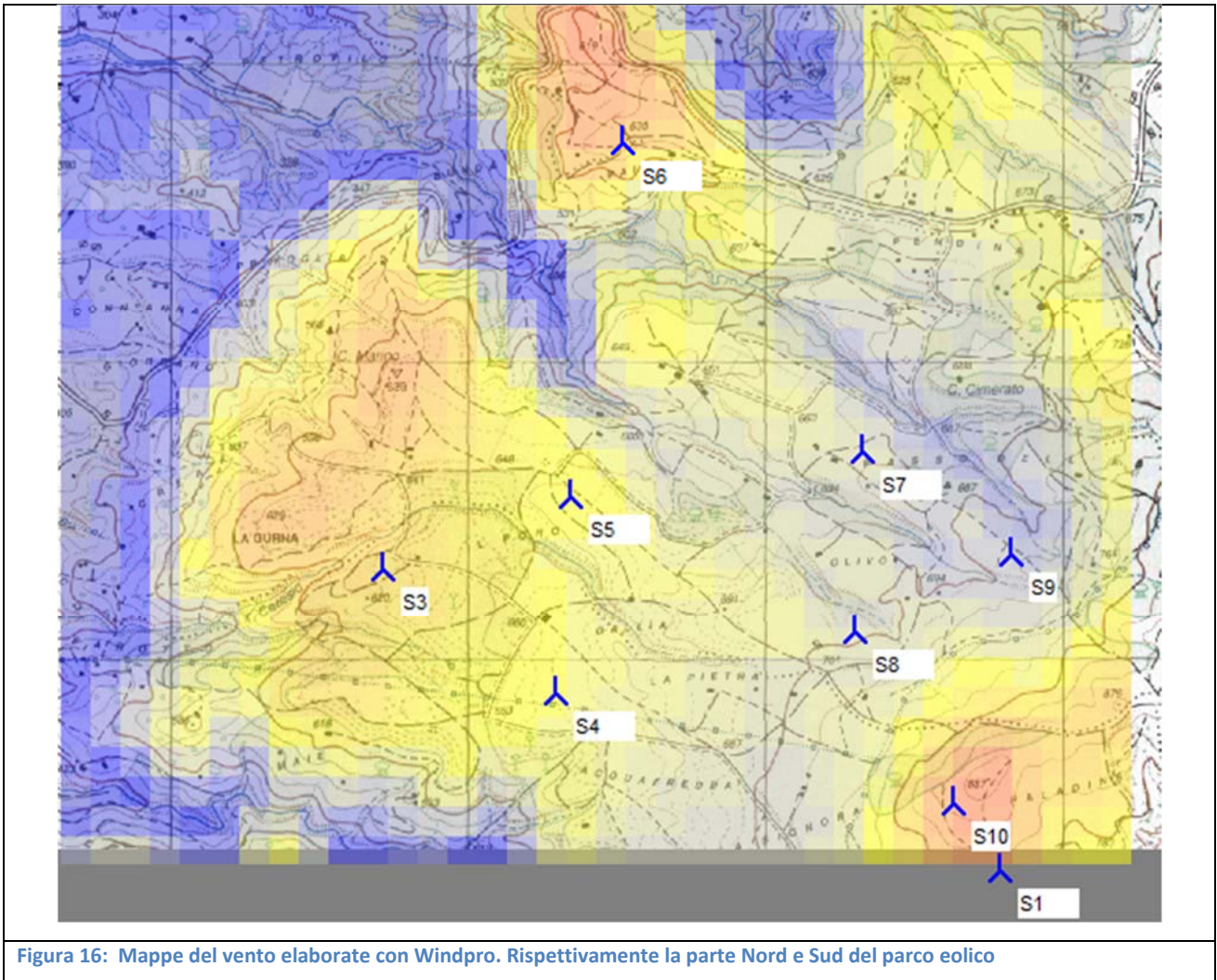


Figura 16: Mappe del vento elaborate con Windpro. Rispettivamente la parte Nord e Sud del parco eolico

8. Conclusioni

Il parco eolico indagato presenta un livello di risorsa eolica e caratteristiche del terreno adeguate per lo sfruttamento eolico. Il parco eolico si trova localizzato tra i comuni di Pizzoni, San Nicola da Crissa, Vazzano, Vallelonga, Simbario di (VV) e Torre di Ruggiero (CZ).

Il parco eolico proposto è costituito da 23 aerogeneratori Vestas V150 con una potenza nominale di 2,625 MW, ad una altezza di 155m, la progettazione del parco sul territorio è avvenuta tenendo conto dei vincoli, degli aspetti morfologici del territorio e rispettando le distanze che permettano di sfruttare al massimo il vento disponibile.

Sono stati disposti sul territorio diversi anemometri per misurare la ventosità su tutta l'area e sono stati utilizzati altri dati per creare un dato meteorologico

affidabile, per l'uso dei modelli matematici, come l'atlante eolico e la stazione meteorologica di Lamezia Terme.

In finale, mediante il programma Wind Pro e WASP si è calcolata la produzione di energia per aerogeneratore. In ugual modo si è effettuata una modellizzazione dell'effetto scia degli aerogeneratori.

In questo calcolo si è già tenuto conto degli effetti topografici e delle perdite per effetto scia dovute agli aerogeneratori.

Concludendo i valori stimati della produzione di energia si sono ridotti per tener conto altre fonti potenziali di perdita di energia; disponibilità degli aerogeneratori, perdite elettriche, manutenzione, ed incertezze su misura, modelli, etc. Così dunque, prendendo il risultato principale ottenuto dai diversi modelli, possiamo concludere, che per il complesso del sito di Primus si ipotizza una buona produzione intorno ai 226.040 MWh/anno, che equivale a circa 3.744 ore equivalenti per l'impianto di aerogeneratori considerato, così come riportato nella tabella riassuntiva in Figura 15.

L'area in oggetto è quindi perfettamente votata all'eolico che si configura come un impianto redditizio ed efficiente.

PARK - Main Result

Calculation: P-North V150 2.625MW 155m
Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Berechnung ausgeführt in UTM (north)-WGS84 Zone: 33
Unterschied Gitternord / geographisch Nord (Standortzentrum) ist: 0.8°

Power curve correction method
New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>
Air density calculation method
Height dependent, temperature from climate station
Station: VIBOVALENTIA AERO V3 2014
Base temperature: 14.2 °C at 562.0 m
Base pressure: 1013.3 hPa at 0.0 m
Air density for Site center in key hub height: 838.5 m + 100.0 m = 1.108 kg/m³ -> 90.5 % of Std
Relative humidity: 0.0 %

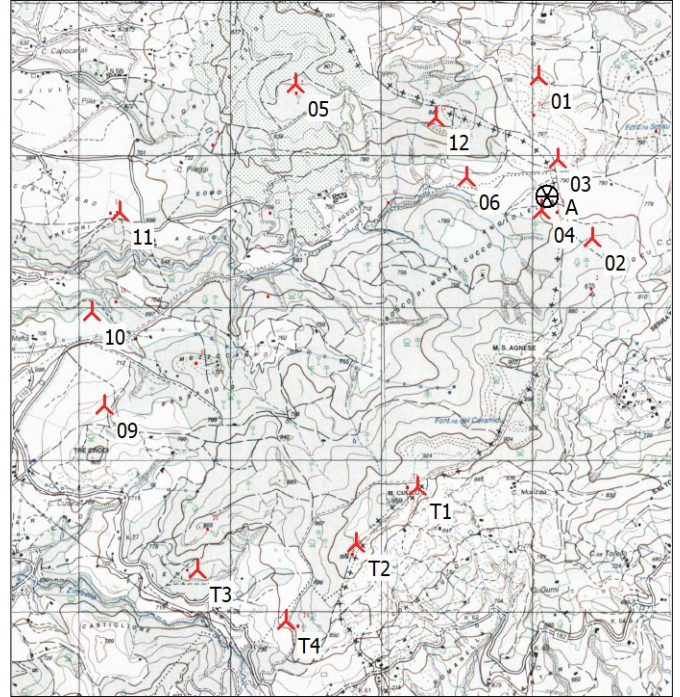
From angle [°]	To angle [°]	Terrain type	Wake decay constant
345.0	15.0	User defined	0.058
15.0	45.0	User defined	0.053
45.0	75.0	User defined	0.041
75.0	105.0	User defined	0.037
105.0	135.0	User defined	0.082
135.0	165.0	User defined	0.104
165.0	195.0	User defined	0.071
195.0	225.0	User defined	0.059
225.0	255.0	User defined	0.033
255.0	285.0	User defined	0.038
285.0	315.0	User defined	0.062
315.0	345.0	User defined	0.043

Displacement heights from Default 15m forest based on roughness data

Angle [°]	Wind speed [m/s]
start end step	start end step
0.5 360.0 1.0	0.5 30.5 1.0

Wind statistics IT Primus-2 LTC 05-19 7.03 m-s - 112.00 m.wws

WASP version WASP 12 Version 12.00.0128



Scale 1:50'000
New WTG Site Data

Key results for height 100.0 m above ground level

Terrain UTM (north)-WGS84 Zone: 33

Ost	Nord	Name of wind distribution	Type	Wind energy [kWh/m ²]	Mean wind speed [m/s]	Equivalent roughness	
A	617'035	4'280'535	TDO park P-2	WASP (WASP 12 Version 12.00.0128)	3'230	6.7	0.9

Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Wake loss [%]	Specific results ^{a)}			
				Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]
Wind farm	159'866.3	169'205.8	5.5	49.6	11'419.0	4'350	7.3

^{a)} Based on wake reduced results, but no other losses included

Calculated Annual Energy for each of 14 new WTGs with total 36.8 MW rated power

Links	WTG type		Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Displacement height [m]	Power curve		Annual Energy				
	Valid	Manufact.					Type-generator	Creator	Name	Result [MWh/y]	Wake loss [%]	Free mean wind speed [m/s]	
01	A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	10'755.1	8.3	7.02
02	A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	11'695.4	7.5	7.61
03	A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	10'705.7	11.6	7.25
04	A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	11'371.1	7.4	7.36
05	A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	12'820.4	3.3	8.03
06	A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	11'155.0	6.9	7.19
09	A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	11'594.3	1.4	7.04
10	A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	10'838.5	2.0	6.67
11	A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	10'904.6	2.9	6.77
12	A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	11'637.4	7.1	7.50
T1	A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	11'962.3	6.0	7.72
T2	A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	12'284.5	6.0	7.94

To be continued on next page...

PARK - Main Result

Calculation: P-North V150 2.625MW 155m

...continued from previous page

Links	WTG type		Type-generator	Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Displacement height	Power curve		Annual Energy		Free mean wind speed [m/s]
	Valid	Manufact.						Creator	Name	Result	Wake loss	
				[kW]	[m]	[m]	[m]			[MWh/y]	[%]	
T3 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	10'980.0	2.5	6.82
T4 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	11'161.9	3.3	6.99

Annual Energy results do not include any losses apart from wake losses. Additional losses and uncertainty must be considered for an investment decision.

WTG siting

UTM (north)-WGS84 Zone: 33

	Ost	Nord	Z	Row data/Description
			[m]	
01 New	616'977	4'281'325	778.9	VESTAS V150-2.625 2625 150.0 !-! NH: 155.0 m (Ges:230.0 m) (141)
02 New	617'332	4'280'264	835.5	VESTAS V150-2.625 2625 150.0 !-! NH: 155.0 m (Ges:230.0 m) (142)
03 New	617'107	4'280'781	790.0	VESTAS V150-2.625 2625 150.0 !-! NH: 155.0 m (Ges:230.0 m) (143)
04 New	616'994	4'280'449	801.8	VESTAS V150-2.625 2625 150.0 !-! NH: 155.0 m (Ges:230.0 m) (144)
05 New	615'372	4'281'277	888.9	VESTAS V150-2.625 2625 150.0 !-! NH: 155.0 m (Ges:230.0 m) (145)
06 New	616'504	4'280'663	763.6	VESTAS V150-2.625 2625 150.0 !-! NH: 155.0 m (Ges:230.0 m) (146)
09 New	614'111	4'279'161	767.9	VESTAS V150-2.625 2625 150.0 !-! NH: 155.0 m (Ges:230.0 m) (147)
10 New	614'027	4'279'774	694.7	VESTAS V150-2.625 2625 150.0 !-! NH: 155.0 m (Ges:230.0 m) (148)
11 New	614'213	4'280'433	690.6	VESTAS V150-2.625 2625 150.0 !-! NH: 155.0 m (Ges:230.0 m) (149)
12 New	616'297	4'281'056	845.6	VESTAS V150-2.625 2625 150.0 !-! NH: 155.0 m (Ges:230.0 m) (150)
T1 New	616'181	4'278'622	925.9	VESTAS V150-2.625 2625 150.0 !-! NH: 155.0 m (Ges:230.0 m) (160)
T2 New	615'773	4'278'245	922.5	VESTAS V150-2.625 2625 150.0 !-! NH: 155.0 m (Ges:230.0 m) (161)
T3 New	614'723	4'278'074	761.6	VESTAS V150-2.625 2625 150.0 !-! NH: 155.0 m (Ges:230.0 m) (162)
T4 New	615'311	4'277'737	809.2	VESTAS V150-2.625 2625 150.0 !-! NH: 155.0 m (Ges:230.0 m) (163)

PARK - Main Result

Calculation: P-South V150 2.625 MW 155m
Wake Model N.O. Jensen (RISØ/EMD)

Berechnung ausgeführt in UTM (north)-WGS84 Zone: 33
Unterschied Gitternord / geographisch Nord (Standortzentrum) ist: 0.8°

Power curve correction method
New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>
Air density calculation method
Height dependent, temperature from climate station
Station: VIBOVALENTIA AERO V3 2014
Base temperature: 14.2 °C at 562.0 m
Base pressure: 1013.3 hPa at 0.0 m
Air density for Site center in key hub height: 838.5 m + 100.0 m = 1.108 kg/m³ -> 90.5 % of Std
Relative humidity: 0.0 %

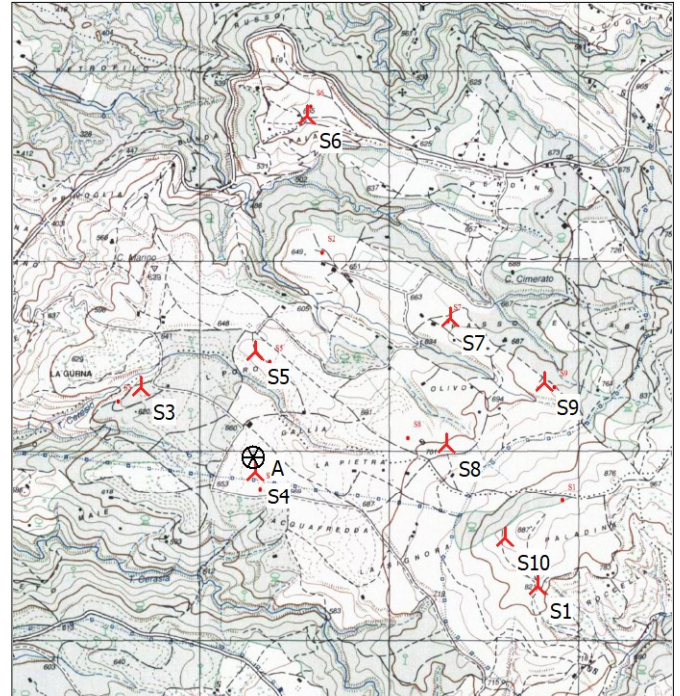
From angle [°]	To angle [°]	Terrain type	Wake decay constant
345.0	15.0	User defined	0.062
15.0	45.0	User defined	0.050
45.0	75.0	User defined	0.055
75.0	105.0	User defined	0.040
105.0	135.0	User defined	0.037
135.0	165.0	User defined	0.051
165.0	195.0	User defined	0.054
195.0	225.0	User defined	0.038
225.0	255.0	User defined	0.037
255.0	285.0	User defined	0.040
285.0	315.0	User defined	0.049
315.0	345.0	User defined	0.056

Displacement heights from Default 15m forest based on roughness data

Angle [°]	Wind speed [m/s]
start	end
0.5	360.0
1.0	0.5
30.5	1.0

Wind statistics IT Primus-1 LTC 05-18 4.995m-s - 112.00 m.wvs

WASP version WASP 12 Version 12.00.0128



Scale 1:40'000
New WTG Site Data

Key results for height 100.0 m above ground level

Terrain UTM (north)-WGS84 Zone: 33

Ost	Nord	Name of wind distribution	Type	Wind energy [kWh/m ²]	Mean wind speed [m/s]	Equivalent roughness	
A	611'225	4'275'773	TDO park P-1	WASP (WASP 12 Version 12.00.0128)	1'603	4.7	2.0

Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Wake loss [%]	Specific results ^{a)}			
				Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]
Wind farm	66'307.9	71'737.5	7.6	32.0	7'367.5	2'807	5.4

^{a)} Based on wake reduced results, but no other losses included

Calculated Annual Energy for each of 9 new WTGs with total 23.6 MW rated power

Links	WTG type Valid	Manufact.	Type-generator	Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Displacement height [m]	Power curve Creator	Name	Annual Energy		
										Result [MWh/y]	Wake loss [%]	Free mean wind speed [m/s]
S1 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	7'827.1	9.0	5.82
S10 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	8'148.2	8.8	6.00
S3 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	8'101.9	2.4	5.59
S4 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	7'366.5	5.5	5.33
S5 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	7'388.2	7.9	5.45
S6 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	8'311.9	1.5	5.66
S7 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	6'564.9	9.8	5.09
S8 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	6'670.4	9.2	5.11
S9 A	No	VESTAS	V150-2.625-2'625	2'625	150.0	155.0	Sector wise	USER	V150-2.625	5'928.8	15.4	4.97

Annual Energy results do not include any losses apart from wake losses. Additional losses and uncertainty must be considered for an investment decision.

Project:
Primus

Licensed user:
wpd AG
Stephanitorsbollwerk 3 (Haus LUV)
DE-28211 Bremen
+49 7142 77810
Vragel / m.vragel@wpd.de
Calculated:
06.06.2019 11:54/3.2.737

PARK - Main Result

Calculation: P-South V150 2.625 MW 155m

WTG siting

UTM (north)-WGS84 Zone: 33

	Ost	Nord	Z	Row data/Description
	[m]			
S1 New	612'725	4'275'092	820.0	VESTAS V150-2.625 2625 150.0 !-! NH: 155.0 m (Ges:230.0 m) (151)
S10 New	612'557	4'275'344	857.5	VESTAS V150-2.625 2625 150.0 !-! NH: 155.0 m (Ges:230.0 m) (152)
S3 New	610'633	4'276'141	632.6	VESTAS V150-2.625 2625 150.0 !-! NH: 155.0 m (Ges:230.0 m) (153)
S4 New	611'235	4'275'695	669.1	VESTAS V150-2.625 2625 150.0 !-! NH: 155.0 m (Ges:230.0 m) (154)
S5 New	611'234	4'276'329	654.5	VESTAS V150-2.625 2625 150.0 !-! NH: 155.0 m (Ges:230.0 m) (155)
S6 New	611'512	4'277'573	635.5	VESTAS V150-2.625 2625 150.0 !-! NH: 155.0 m (Ges:230.0 m) (156)
S7 New	612'267	4'276'509	676.2	VESTAS V150-2.625 2625 150.0 !-! NH: 155.0 m (Ges:230.0 m) (157)
S8 New	612'246	4'275'842	708.9	VESTAS V150-2.625 2625 150.0 !-! NH: 155.0 m (Ges:230.0 m) (158)
S9 New	612'765	4'276'168	717.8	VESTAS V150-2.625 2625 150.0 !-! NH: 155.0 m (Ges:230.0 m) (159)