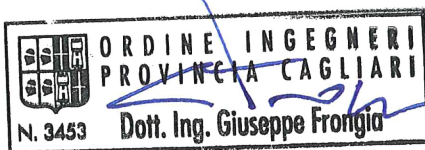


COMMITTENTE WPD Piano d'Ertilia S.r.l. Via Aventino, 102 - Roma (RM)			COD. ELABORATO WPD-B-AII.1
ELABORAZIONI I.A.T. Consulenza e progetti S.r.l. con socio unico - Via Santa Margherita 4, 09124 Cagliari Tel./Fax +39.070.658297 Web www.iatprogetti.it	PAGINA 1 di 2		

REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO EOLICO
DA 50.4 MW IN LOCALITÀ "MAMONE"
- COMUNI DI BITTI (NU) E BUDDUSÒ (SS) -



OGGETTO PROGETTO DEFINITIVO OPERE CIVILI	TITOLO RELAZIONE SULLE POTENZIALITA' ANEMOLOGICHE ED ENERGETICHE DEL SITO
PROGETTAZIONE I.A.T. CONSULENZA E PROGETTI S.R.L. ING. GIUSEPPE FRONGIA	GRUPPO DI LAVORO Ing. Giuseppe Frongia (coordinatore e responsabile) Ing. Marianna Barbarino Ing. Enrica Batzella Ing. Antonio Dedoni Ing. Gianluca Melis Ing. Emanuela Spiga Dott. Mauro Casti Dott. Maurizio Medda Dott. Matteo Tatti Dott. Geol. Mauro Pompei Dott. Geol. Maria Francesca Lobina Ing. Andrea Cappai

Cod. pratica 2019/0183

Nome File: WPD-B-AII. 1

0	30/06/2020	Emissione per procedura di VIA	IAT	GF	GF
DATA	DESCRIZIONE		ESEG.	CONTR.	APPR.

Disegni, calcoli, specifiche e tutte le altre informazioni contenute nel presente documento sono di proprietà della I.A.T. Consulenza e progetti s.r.l. Al ricevimento di questo documento la stessa diffida pertanto di riprodurlo, in tutto o in parte, e di rivelarne il contenuto in assenza di esplicita autorizzazione.

Sommario

Premessa	2
1. Introduzione	2
2. Descrizione del Sito	3
3. Strumenti di misura del vento	7
4. Analisi dei dati misurati	7
5. Analisi dei dati metereologici comparativi: Atlante eolico e dati a lungo termine	10
6. Risultati dei modelli matematici per le rappresentazioni dei flussi di vento	15
7. Stima della produzione energetica del parco eolico	16
8. Conclusioni	20

Premessa

La società Wpd Piano D'Ertilia srl ha predisposto uno studio sulle caratteristiche anemologiche e stima di producibilità per un impianto eolico di 15 macchine, situato nel comune di Bitti (SS) ai fini del procedimento autorizzativo.

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

Si è partiti dai proventi da una misura di vento presente sul sito, a disposizione della società, con 4 anni di dati a partire dal 2015, i quali sono stati incrociati con le misure fornite dall'Atlante Eolico e da stime a lungo termine di modelli a mesoscala, per aumentarne la probabilità statistica di accadimento e la veridicità del dato.

1. Introduzione

Lo studio ha lo scopo di analizzare la misura presa in sito, con sistemi di misura in continuo chiamati anemometri. L'anemometro è installato su una turbina eolica della Northern Power presente in località Mamone e da diversi anni fornisce una misura puntuale dell'andamento del vento. Lo studio ha l'obiettivo di validare 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, in questo caso delle GE da 158m di rotore e altezza della torre 149m. 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 i dati provenienti dal sistema di misura in situ per la previsione della ventosità dell'area. Si riportano i risultati attraverso una stima accurata dei dati grezzi, scartando le misure non attenibili o nulle (cap 4). Nella terza sezione (cap 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 Bitti (NU) come riportato in Figura 1.

L'area di posizionamento degli aerogeneratori è caratterizzata da una complessità orografica media. Topograficamente ha una altezza compresa tra 700 e 950 metri. Si è considerata una temperatura media di 17 °C, derivante dalle rilevazioni presso le stazioni meteo di Bitti, perciò la densità media dell'aria nel sito all'altezza del mozzo è: $\rho=1,22 \text{ Kg/m}^3$.

Attualmente, l'area è agricola in buona parte utilizzata a pascolo ed in minima parte coltivata. La copertura vegetazionale si caratterizza per una rugosità media.

Gli aerogeneratori sono localizzati in modo omogeneo, cercando di sfruttare al massimo il vento che ha una direzione prevalente da Nord - Ovest. Il posizionamento è stato deciso in base a diversi fattori: la mancanza di copertura vegetazionale, l'esposizione sul lato Nord-Ovest la direzione principale da cui arriva il vento, lo sfruttamento delle alture in cui dovrebbe trovarsi la maggiore risorsa di vento, il rispetto dei vincoli presenti.

In Figura 1 e Figura 2 è mostrato il layout proposto sul crinale di rilievi montuosi oltre al posizionamento del sensore per il rilevamento della velocità e direzione del

vento. L'area di progetto sfrutta la parte alta di una area montuosa, rispettando la geomorfologia del terreno e i vincoli presenti.

Oltre ad un'indagine metereologica è stata affiancata 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.

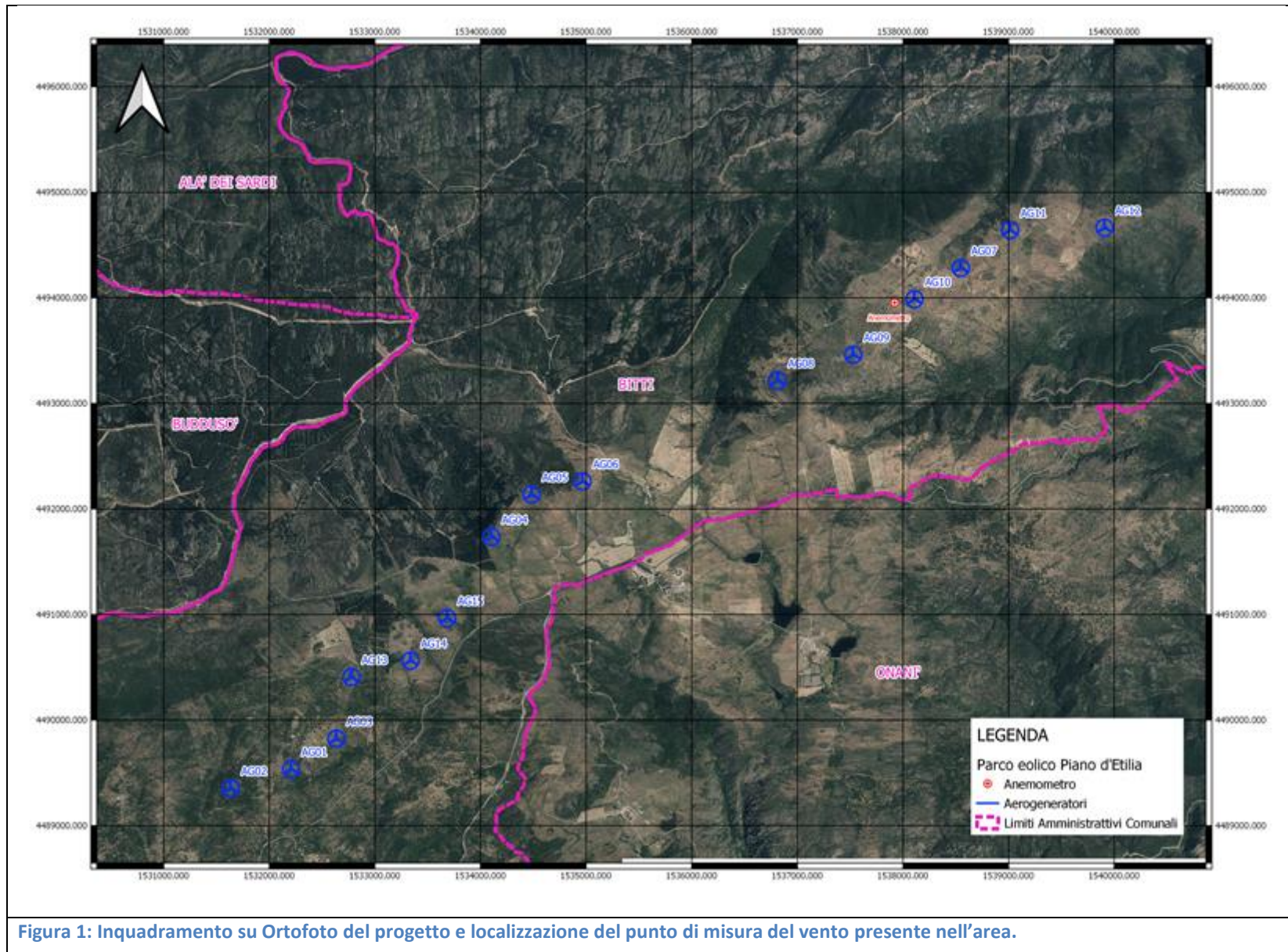


Figura 1: Inquadramento su Ortofoto del progetto e localizzazione del punto di misura del vento presente nell'area.

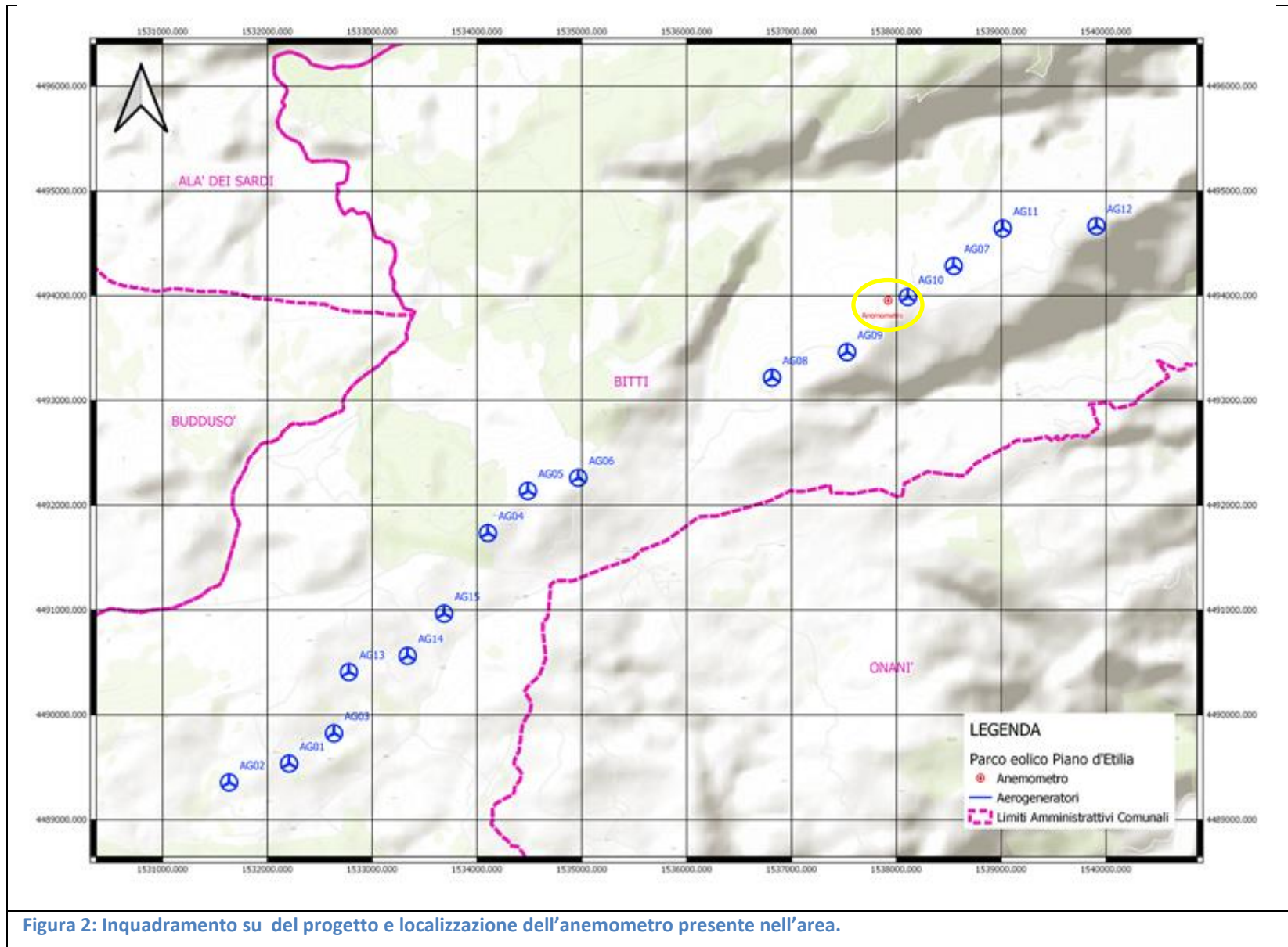


Figura 2: Inquadramento su del progetto e localizzazione dell'anemometro presente nell'area.

3. Strumenti di misura del vento vicino al sito del parco

Per lo studio del layout di Bitti e della sua producibilità è stato utilizzato un anemometro presente nella zona e collocato su una turbina eolica gestita dalla Northern Power da cui abbiamo acquisito i dati.

L'anemometro è operativo dal 2015, molto utile per il calcolo della velocità e direzione del vento per la stima di producibilità sul nostro sito.

L'anemometro usato è ovviamente calibrato, ossia è verificato in galleria del vento, i risultati delle misurazioni generano dei parametri riportati sui certificati di calibrazione.

4. Analisi dei dati misurati

Risultato delle indagini metereologiche.

L'andamento del vento prevalente misurato dall'anemometro è Nord-Ovest, è quindi ragionevole pensare che sia la direzione principale per tutto il parco eolico. Data la prevalenza della direzione del vento è stato semplice impostare un layout di parco in modo sfruttare al massimo la risorsa eolica e soprattutto evitare l'effetto scia delle turbine tra di loro o degli ostacoli presenti nell'area, anche se nella zona proposta non esistono ostacoli al vento rilevanti.

I dati riportati in Figura 3 e Figura 4 rappresentano dati significativi dell'anemometro quali, direzione principale, intensità del vento e la frequenza. Inoltre sono riportate le medie del vento sul periodo di misurazione.

SENSORE IN CAMPO

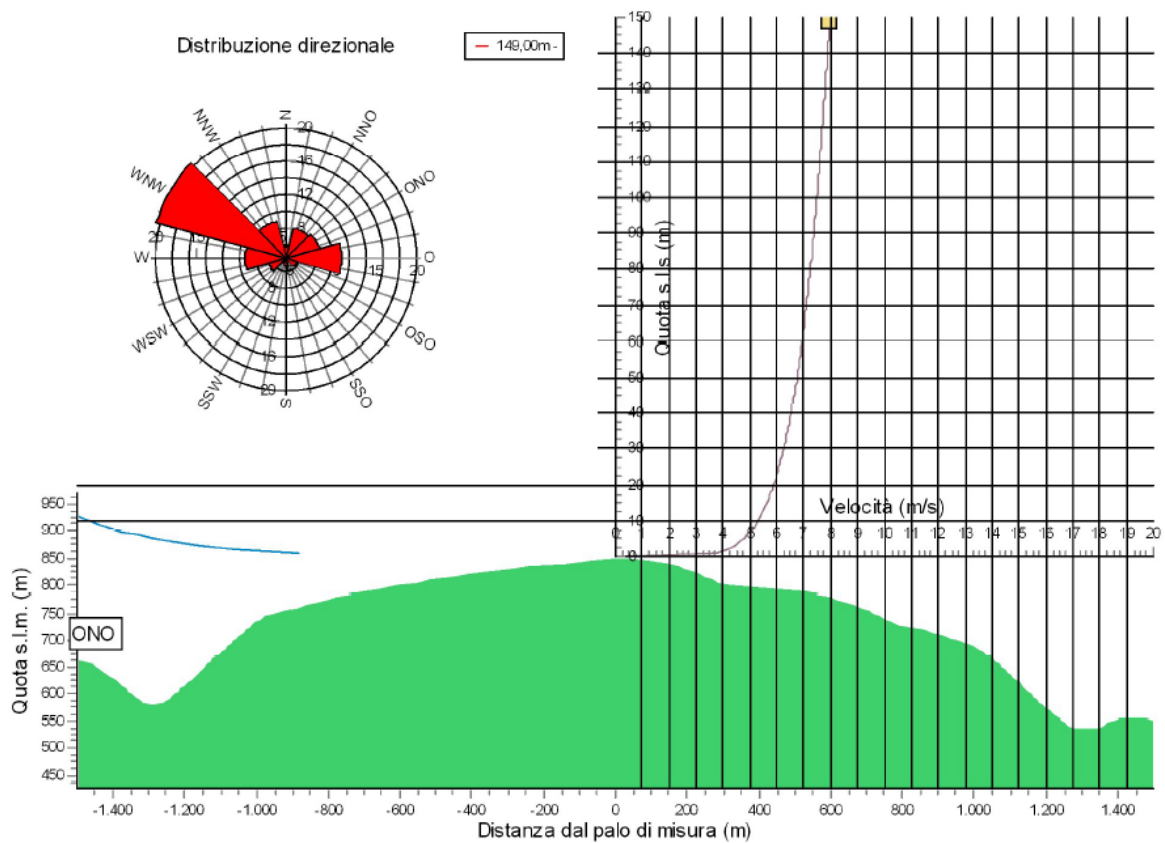


Figura 3 : Distribuzione della direzione

Velocità medie mensili

149,00m -

Mese	2015	2016	2017	2018	2019	Media	Media mensile
Gennaio		11,64	8,53	12,51	10,27	10,85	10,74
Febbraio		12,88	8,91	8,66	8,81	9,85	9,81
Marzo		9,57	8,30	12,36	10,74	10,25	10,24
Aprile		8,77	7,58	7,56	8,77	8,17	8,17
Maggio		10,35	7,75	6,37	9,19	8,41	8,42
Giugno	5,44	6,85	5,61	5,82		5,93	5,93
Luglio	5,52	5,51	7,26	5,89		6,05	6,04
Agosto	5,49	5,42	4,81	4,88		5,15	5,15
Settembre	7,13	6,50	8,56	5,74		6,99	6,98
Ottobre	7,80	8,02	7,04	7,70		7,64	7,64
Novembre	8,70	9,93	9,69	7,16		8,87	8,87
Dicembre	4,36	7,64	11,65	11,29		8,74	8,73
Media, tutti i dati	6,34	8,55	7,96	8,00	9,58	8,07	
media dei mesi	6,35	8,59	7,97	7,99	9,56		8,06

Figura 4: Medie mensili della velocità

In ultimo è riportato l'andamento giornaliero del dato meteorologico come direzione e velocità del vento per un giorno tipo (Figura 5).

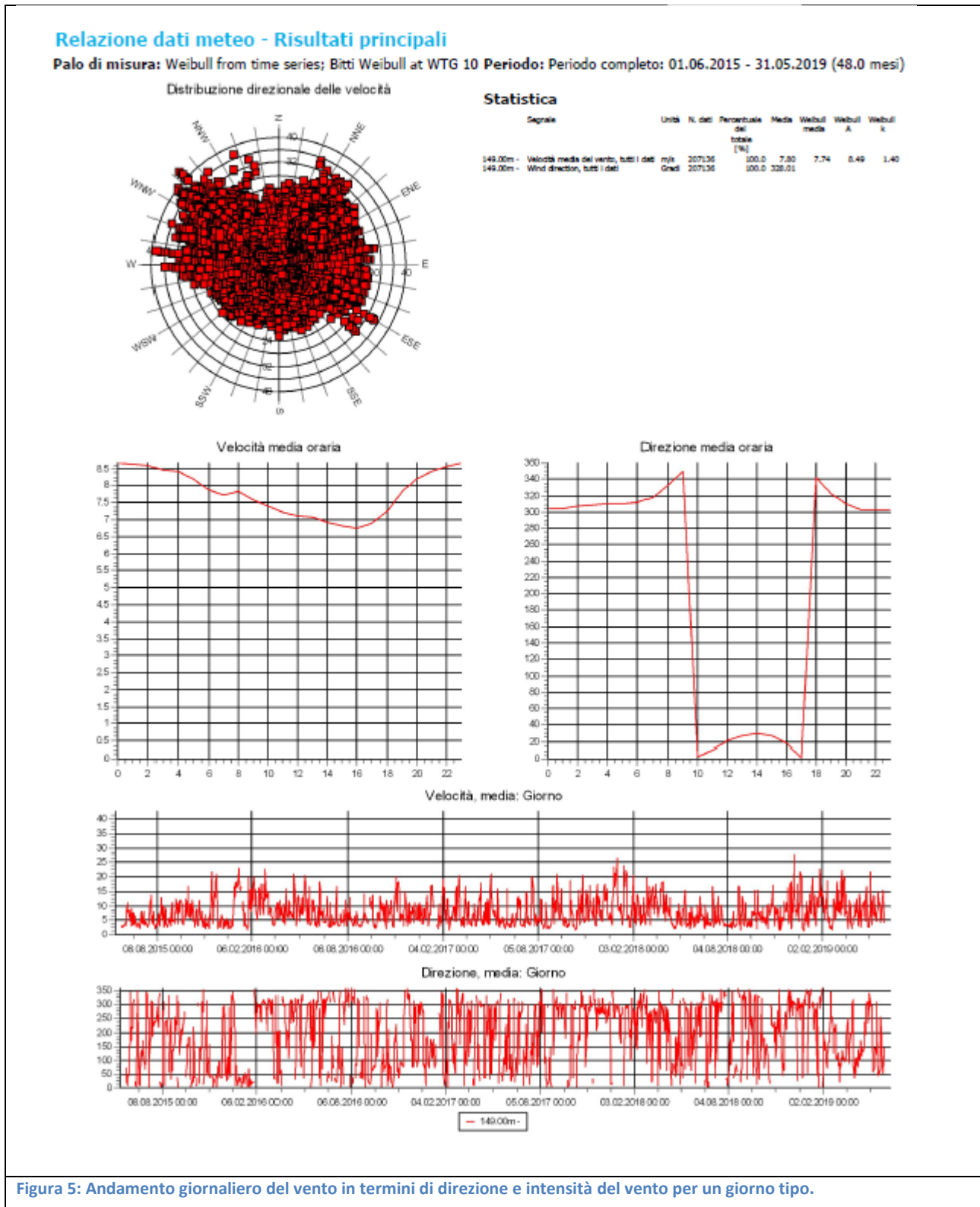
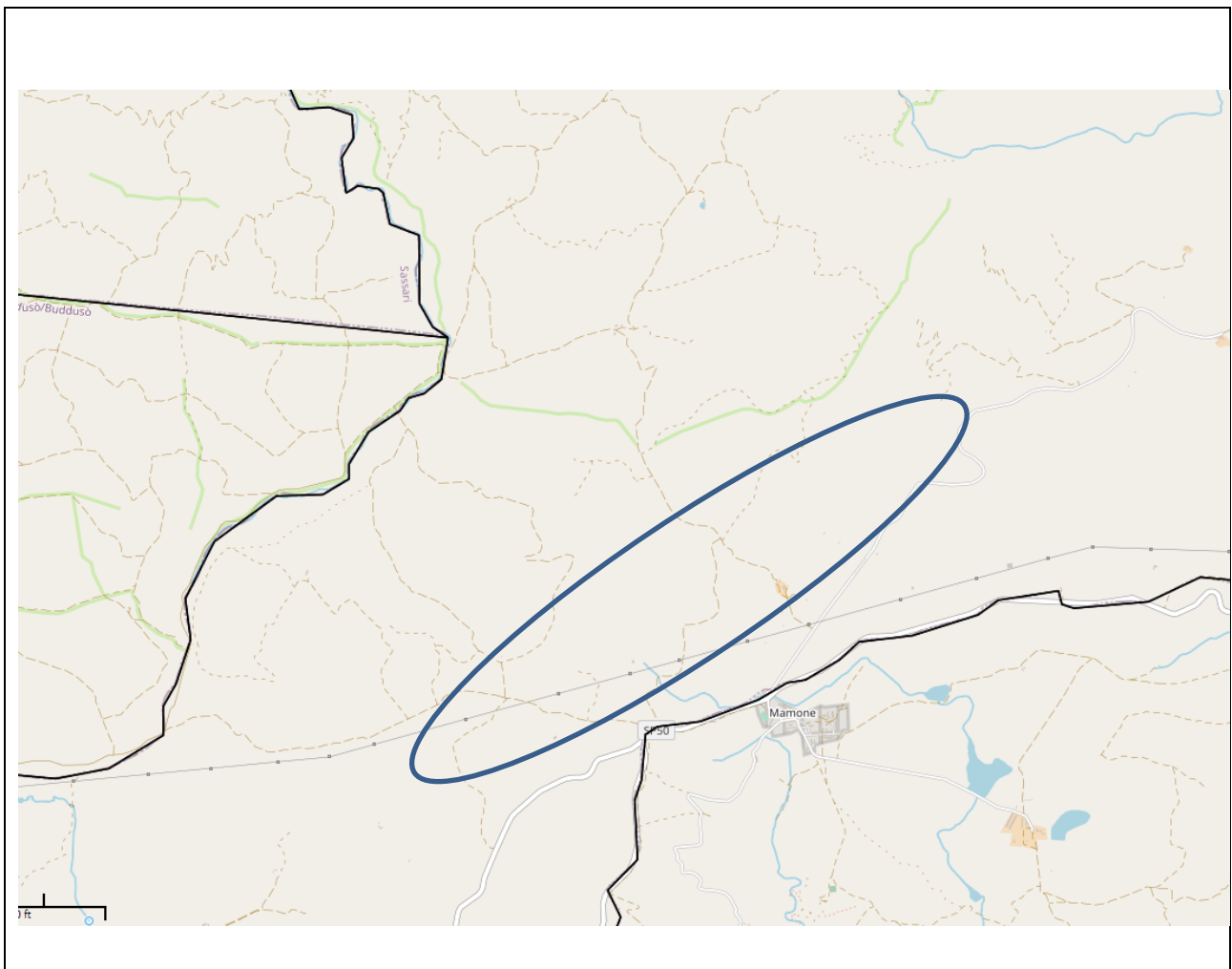


Figura 5: Andamento giornaliero del vento in termini di direzione e intensità del vento per un giorno tipo.

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

Atlante eolico

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://atlanteeolico.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 una General Eletrics 158m di rotore con torre da 149m, per cui **149m** sul livello del suolo è l'altezza di riferimento dei nostri studi. In Figura 6 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 7 e 9m/s.



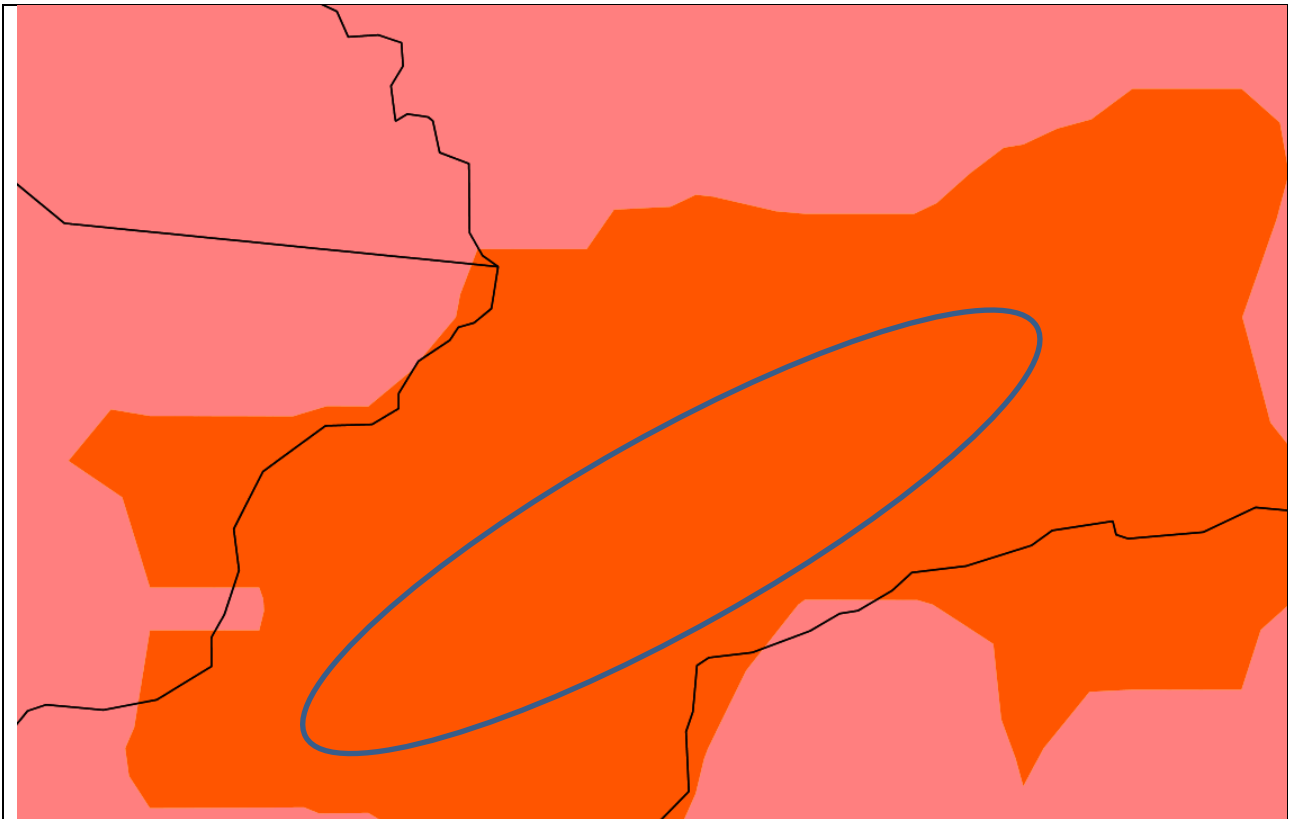


Figura 6: Atlante eolico dell'area considerata. Il parco è visualizzato con un cerchio. La velocità del vento è misurata all'altezza del mozzo con un valore tra gli 8 e i 9 m/s

I dati simulati con il modello vortex

Il modello di calcolo Vortex è indispensabile per le analisi a lungo termine. Vortex fornisce serie storiche basate su dati orari in diverse posizioni. L'oggetto meteo è stato inserito nei pressi della macchina numero 10, sul punto di cui abbiamo le misure reali, in modo che partendo dai dati misurati è possibile estendere all'altezza torre i dati del vento non solo ma per una serie storica rappresentativa dell'area. Sotto sono riportati i dati tecnici.

TECHNICAL DETAILS:

- Any location world-wide, both on and off-shore.
- 3 km resolution, centered on the selected point.
- 10, 20 and 30* years long, hourly data.
- Selectable source: NCEP, NASA and ECMWF.
- Wind speed and direction, temperature & pressure.
- Selectable time zone to match measurements timestamp.
- Updated monthly at no cost (conditioned to Reanalysis availability).
- Long-Term Consistency Analysis (Contact usto request a sample report).
- Free 6 months samples since Jan 1, 2001.
- Remodeling (enhanced MCP). Technical details here (Tortosa et al. 2014)
- TXT files for WindPro, WindFarmer, Windographer, etc.

**based on ERA5 reanalysis.*

Per Bitti come dati di input è stato usato Emd Europe Era5 data, un satellite in funzione dal 1979, con una risoluzione di 50km*50km, su 37 livelli di pressione.

La Parco Eolico D'Ertilia ha acquisito dalla Vortex una serie storica di 1 anno. Lo *Shear Factor* è stato calcolato per ogni mese e per ogni ora del giorno, in modo da estrapolare il dato del vento della Northern Power al livello della torre delle macchine del parco eolico, per tutte le macchine del parco.

I dati riportati nelle seguenti figure danno indicazione delle condizioni meteorologiche dell'area quali intensità e direzione del vento.

In Figura 7 il modello ha simulato la distribuzione del vento, frequenza, velocità e direzione principale del vento.

VORTEX

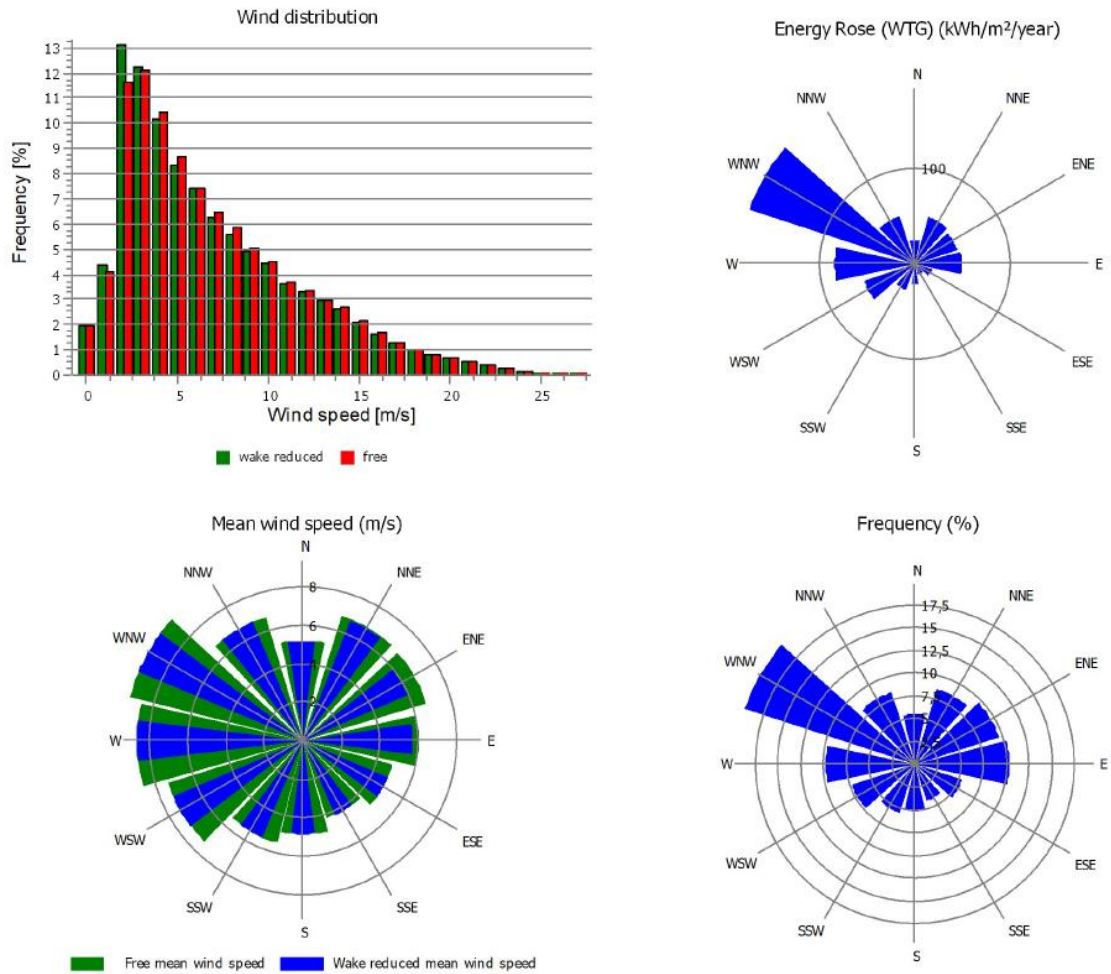


Figura 7: Distribuzione del vento con l' indicazione della massima produzione di energia

Nella tabella sottostante (Figura 8) è riportata 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.

Sector	A parameter	k parameter	frequency	Mean wind speed
Mean	8.487	1.3973	100.000	7.738
0-N	6.548	1.4574	6.174	5.933
1-NNE	7.883	1.2829	8.759	7.301
2-ENE	7.116	1.2320	8.422	6.650
3-E	6.844	1.2226	10.011	6.408
4-ESE	5.306	1.0575	5.998	5.190
5-SSE	5.264	1.4420	4.722	4.776
6-S	6.407	1.5874	5.738	5.749
7-SSW	6.775	1.6421	5.356	6.061
8-WSW	9.421	1.9823	6.540	8.351
9-W	10.651	1.7146	8.228	9.498
10-WNW	12.365	1.8534	20.462	10.982
11-NNW	8.798	1.4617	9.590	7.969

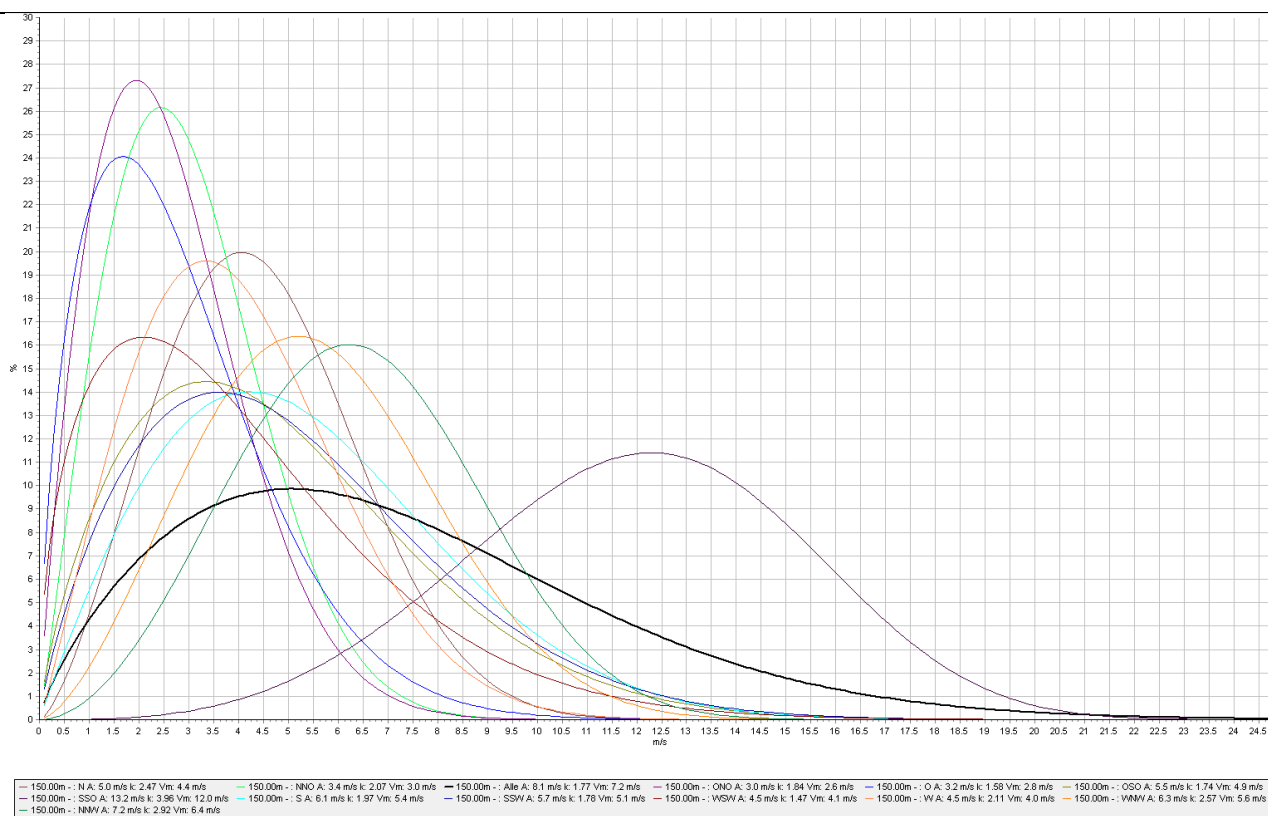


Figura 8: Tabella con la distribuzione di Weibull per i diversi settori della rosa dei venti a 149m

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.

Nella totalità dei casi in sito si dispone di una misura puntuale del vento ad una o più quote fisse, la stima della risorsa eolica disponibile alla macchina richiede sempre una modellizzazione spaziale del campo di vento. Questa modellizzazione permette l'estrapolazione orizzontale lungo l'area considerata e verticale fino all'altezza della navicella del rotore, partendo dalle misure di vento disponibili. Questo tipo di modellizzazione consente il posizionamento più corretto degli aerogeneratori, laddove la risorsa eolica è massima. Ovviamente tenendo presente che l'area non sia sottoposta a tutelata, non sia vincolata o non ci siano altri fattori critici per la localizzazione della macchine.

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 oppure attraverso mappe di rugosità (SRTM) che si ottengono dall'analisi di immagini satellitari elaborate dal European Space Agency (ESA), da cui si estrapola un valore di copertura del suolo. Nel nostro sito si è stimato un livello di rugosità media stabilendo una rugosità $z_0=0,15$ m (classe 8) per tutto il sito, e poi andando a dettagliare con classi diverse, particolari aree (aree agricole, are con copertura vegetazione più fitta, case 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 generati dal Vortex, che sono dati di lungo periodo calcolati tramite la re-analisi di dati satellitari su mesosocala. 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 a:

Fattore di incertezza: Incertezza iniziale dovuta ai dati del vento, al layout di parco e al tipo di macchina.

	Uncertainty in wind	Uncertainty in production
Wind accuracy (Vortex time series)	3.0%	
Long term scaling	2.3%	
Vertical extrapolation	11.1%	
Horizontal extrapolation	8.0%	
Total uncertainty wind related	14.2%	10.3%

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		17.5%

Perdite durante la vita utile del parco dovuta all'usura, alla perdite della rete elettrica, alla manutenzione del parco ecc.

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%

La somma di queste valori genera l'**incertezza totale** pari a circa **23,8 %**

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.

Energia annuale calcolata per ciascuna delle 15 nuove WTG, per un totale di 50,4 MW nominali installati												
Tipo di WTG		Tipo generatore	Potenza nominale [kW]	Diametro rotore [m]	Altezza mozzo [m]	Curva di potenza		Produzione annuale/velocità del vento				
Valida	Prod.					Creata da	Nome	Risultato [MWh/anno]	Wake loss [%]	free [m/s]	reduced [m/s]	
A01	Si	GE WIND ENERGY 4.8-158 red. 3.36-3.360	3.360	158,0	149,0	USER	Level 0 calculated mode 0 med TI - 2018	12.492,5	4,1	7,11	6,93	
A02	Si	GE WIND ENERGY 4.8-158 red. 3.36-3.360	3.360	158,0	149,0	USER	Level 0 calculated mode 0 med TI - 2018	12.509,8	2,5	6,97	6,85	
A03	Si	GE WIND ENERGY 4.8-158 red. 3.36-3.360	3.360	158,0	149,0	USER	Level 0 calculated mode 0 med TI - 2018	12.438,9	4,4	7,07	6,89	
A04	Si	GE WIND ENERGY 4.8-158 red. 3.36-3.360	3.360	158,0	149,0	USER	Level 0 calculated mode 0 med TI - 2018	13.559,4	3,1	7,70	7,56	
A05	Si	GE WIND ENERGY 4.8-158 red. 3.36-3.360	3.360	158,0	149,0	USER	Level 0 calculated mode 0 med TI - 2018	13.819,8	3,5	7,93	7,76	
A06	Si	GE WIND ENERGY 4.8-158 red. 3.36-3.360	3.360	158,0	149,0	USER	Level 0 calculated mode 0 med TI - 2018	13.924,5	2,5	7,98	7,86	
A07	Si	GE WIND ENERGY 4.8-158 red. 3.36-3.360	3.360	158,0	149,0	USER	Level 0 calculated mode 0 med TI - 2018	13.524,3	3,6	7,65	7,49	
A08	Si	GE WIND ENERGY 4.8-158 red. 3.36-3.360	3.360	158,0	149,0	USER	Level 0 calculated mode 0 med TI - 2018	14.123,6	1,9	7,92	7,82	
A09	Si	GE WIND ENERGY 4.8-158 red. 3.36-3.360	3.360	158,0	149,0	USER	Level 0 calculated mode 0 med TI - 2018	14.048,7	2,6	8,09	7,96	
A10	Si	GE WIND ENERGY 4.8-158 red. 3.36-3.360	3.360	158,0	149,0	USER	Level 0 calculated mode 0 med TI - 2018	13.751,4	3,1	7,80	7,65	
A11	Si	GE WIND ENERGY 4.8-158 red. 3.36-3.360	3.360	158,0	149,0	USER	Level 0 calculated mode 0 med TI - 2018	13.679,9	2,7	7,66	7,53	
A12	Si	GE WIND ENERGY 4.8-158 red. 3.36-3.360	3.360	158,0	149,0	USER	Level 0 calculated mode 0 med TI - 2018	14.916,2	1,2	8,44	8,38	
A13	Si	GE WIND ENERGY 4.8-158 red. 3.36-3.360	3.360	158,0	149,0	USER	Level 0 calculated mode 0 med TI - 2018	12.470,4	4,4	7,10	6,91	
A14	Si	GE WIND ENERGY 4.8-158 red. 3.36-3.360	3.360	158,0	149,0	USER	Level 0 calculated mode 0 med TI - 2018	12.275,9	4,7	6,99	6,79	
A15	Si	GE WIND ENERGY 4.8-158 red. 3.36-3.360	3.360	158,0	149,0	USER	Level 0 calculated mode 0 med TI - 2018	12.488,1	3,5	7,02	6,88	

I risultati di produzione annuale non includono perdite, eccetto quelle di scia. In fase decisionale, andranno considerate ulteriori perdite e incertezze.

Figura 9 : risultati della produzione per il parco eolico di Fertilia

Riassumendo i risultati del modello in Figura 10 sono riportati valori calcolati per l'intero.

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]
200.023,1	206.557,1	3,2	45,3	13334,9	3969	7,4
Figura 10: risultati della simulazione di WINDpro Produzione del parco Eolico di Fertilia						

Infine in Figura 11 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.

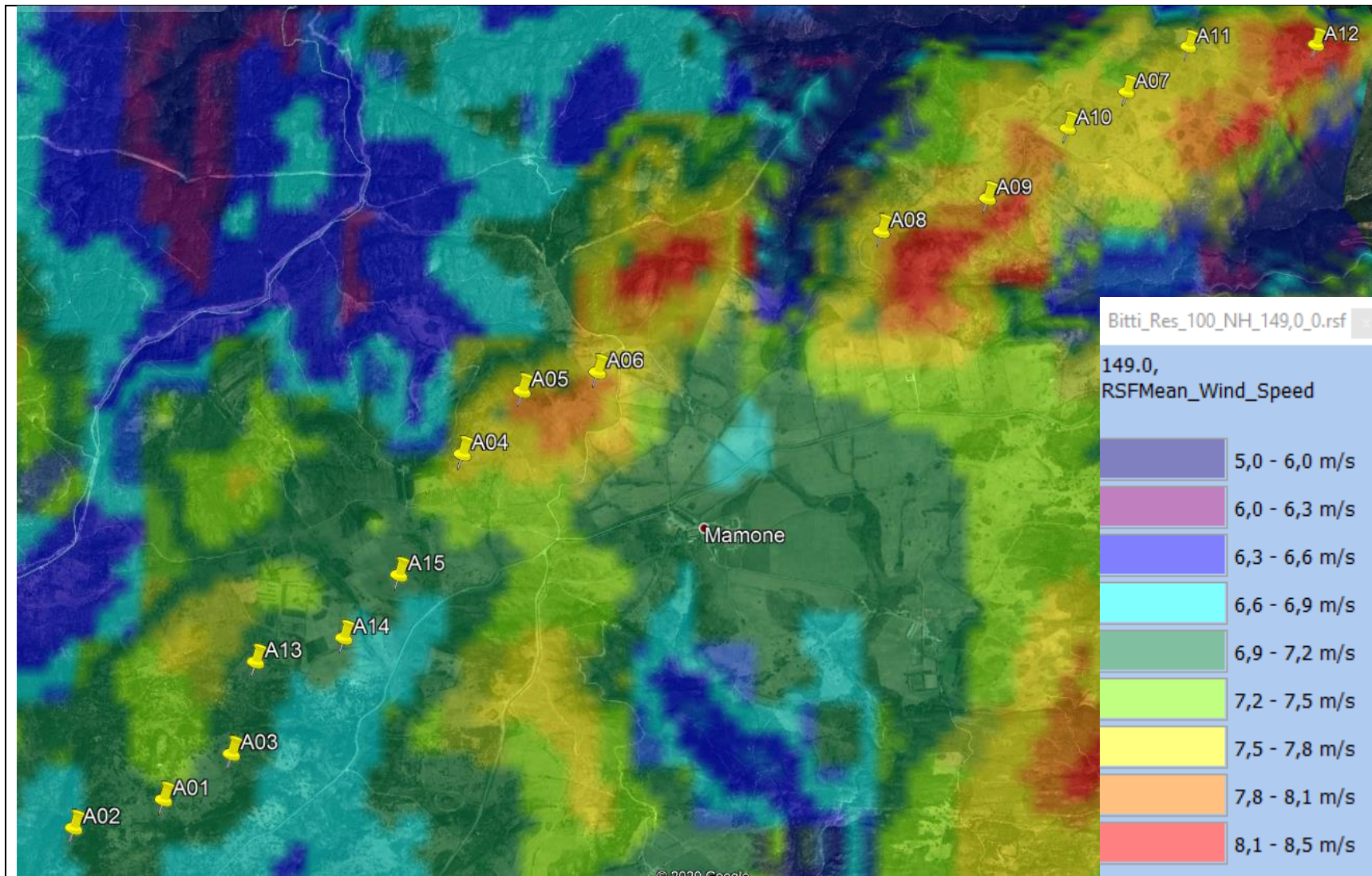


Figura 11: Mappe del vento elaborate con Windpro alla quota di 149m con una risoluzione spaziale di 100m

8. Conclusioni

Il parco eolico indagato presenta un livello di risorsa eolica adeguato per lo sfruttamento del vento. Il parco si trova localizzato nel comune di Bitti (SS) ad una quota media di 800m.

Il parco eolico proposto è costituito da 15 aerogeneratori GE 158 con una potenza nominale totale di 50,4 MW, 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.

E' stato utilizzato l'anemometro presente sul territorio da diversi anni per simulare la ventosità su tutta l'area e sono stati utilizzati i dati satellitari per creare un dato meteorologico affidabile, attraverso l'uso dei modelli matematici quali il Vortex.

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 Bitti si ipotizza un'ottima produzione intorno ai 200.023 MWh/anno, che equivale a circa 3.969 ore equivalenti per l'impianto di aerogeneratori considerato, con una velocità media del vento al mozzo di 7,4 m/s, così come riportato nella tabella riassuntiva in Figura 10.

L'area in oggetto è quindi perfettamente votata all'eolico che si configura come un impianto redditizio ed efficiente inserito perfettamente nel territorio rispettando i vincoli ambientali presenti.