



COMUNE DI SASSARI

(PROVINCIA DI SASSARI)

IMPIANTO DI PRODUZIONE ENERGIA RINNOVABILE DA
IMPIANTO EOLICO E AGRI - FOTOVOLTAICO
POTENZA NOMINALE 13103,37 kW
IN SASSARI - LOC. "CAMPANEDDA"

PROGETTO DEFINITIVO

PROGETTISTI:

Bentusoliana Energie
Rinnovabili s.r.l.

COMMITTENTE:

BENTUSOLIANA
ENERGIE RINNOVABILI S.R.L.
via Cavour n. 33, Sassari, 07100

TITOLO:

VALUTAZIONE RISORSA
ANEMOLOGICA

TAVOLA:

PD-R19

CODICE ELABORATO:

PD-R19

DATA:

maggio 2024

AGGIORNAMENTO:

SCALA:

na

INDICE

1.	METODO DI INDAGINE	2
2.	SCHEDA RIASSUNTIVA CON DATI-CHIAVE PERIZIA ANEMOLOGICA	3
3.	DEFINIZIONE DEL PROGETTO	3
4.	METODOLOGIA (DESCRIZIONE RIASSUNTIVA)	6
5.	DATI DI RIFERIMENTO DEL PROGETTO	7
6.	CALCOLO DELLE PRODUZIONE DI ENERGIA	8
6.1	Modello digitale dell'orografia e delle caratteristiche del terreno	8
6.2	Valutazione della ventosità nel periodo di riferimento	9
6.3	Estensione della serie dei dati	9
6.4	Distribuzione del vento per il calcolo della produttività	10
6.5	Determinazione della turbolenza	12
6.6	Informazioni sull'andamento giornaliero della velocità del vento	13
6.7	Calcolo delle condizioni di ventosità per la turbina	14
6.8	Calcolo della produzione attesa	15
6.9	Stima della produzione annuale di energia per la turbina Vestas 162-7.2 MW	16
6.10	Stima dell'energia persa per via dei fermi-turbina per diminuire il rischio di collisioni con avifauna e chiroterofauna	18
6.11.	Stima della produzione annuale con una turbina alternativa	18
7.	CONSIDERAZIONI SUL CONCETTO DI "ORE EQUIVALENTI"	18
8.	SCHEDA-DATI RIASSUNTIVA ELABORATA DAL SISTEMA WASP (LINGUA TEDESCA)	19

1 METODO DI INDAGINE

Misurazione del vento secondo le norme IEC?	✓
Estensione della serie di dati misurati per valutazioni di medio periodo?	✓
Contemplazione di dati nel lungo periodo?	✓
Studio di un arco di tempo non inferiore a 30 anni?	✓
Utilizzo di dati relativi alla produzione di parchi eolici vicini a quello proposto?	✓
Impiego di un modello digitale del terreno?	✓
Analisi dell'utilizzo del terreno (rugosità superficiale)?	✓
Creazione di un modello su scala del parco eolico?	✓
Valutazione degli effetti scia (wake effect)?	✓
Utilizzo di una curva di potenza misurata?	✓
Correzione dei dati dovuta alla densità dell'aria?	✓
Determinazione del grado di turbolenza ante operam?	✓

2 SCHEDA RIASSUNTIVA CON DATI-CHIAVE PERIZIA ANEMOLOGICA

Valori medi di produzione sul lungo periodo: in base alle stime (calcolate con il programma WAsP 11, versione 11.04.0026), si ottiene una produzione media annuale di energia elettrica pari a 20.516,3 MWh all'anno, assolutamente in linea con le stime delle altre turbine già installate, ricadenti nel raggio di 8-10 km dal sito in oggetto

Il documento generato dal programma WaSp 11, di cui sotto si riportano i dati-chiave, si trova in allegato a questa perizia in lingua Tedesca.

Tabella 1. Scheda riassuntiva dei principali dati-chiave, estrapolate dal programma WAsP 11 (versione 11.04.0026)

Numero di turbine	1
Coordinate geografiche turbina: EST 443.760 NORD 4.513.413	
Altezza del sito della turbina (base della torre)	147,2 m
Velocità media del vento all'altezza del mozzo (119 m):	7,13 m s ⁻¹
Densità dell'aria	1,190 kg/m ²
Densità di potenza	0,35 kW/m ²
Velocità di avvio	3,0 m/s
Velocità di arresto	25 m/s
Suddivisione del parametro A di Weibull:	7,99 m s ⁻¹
Suddivisione del parametro K di Weibull:	1,807
Produzione lorda di energia elettrica annuale:	22.795 MWh/anno
Produzione di energia elettrica annuale (diminuita del fattore di sicurezza):	20.310 MWh/anno
Produzione annuale diminuita del -10%	20.516,3 MWh/anno
Perdita per effetto scia (non presente perché si tratta di turbina singola)	0,0 %
Fattore di capacità	32,5%
Produzione media annuale stimata	20.516,3 MWh/anno
Ore piene (con e senza fattore di sicurezza):	2849 h anno
Fattore di rugosità	0,6

3 DEFINIZIONE DEL PROGETTO

Al fine di valutare l'idoneità del sito scelto per lo sfruttamento della risorsa eolica, è stata effettuata una previsione della produzione d'energia attesa.

Il metodo di calcolo della produttività media annua attesa nel lungo periodo viene illustrato facendo riferimento ad uno specifico modello di aerogeneratore.

Per ottimizzare la precisione del calcolo si è tenuto conto di una moltitudine di fattori importanti quali la morfologia del terreno (rugosità), la densità dell'aria, la vicinanza alla costa ecc. P

Per questo progetto è stato escluso l'effetto scia, dato che si tratta di una turbina singola, mentre quelle più vicine si trovano a nella zona di "Rosario" a 3,4 km di distanza.

Il sito del progetto ricade nella zona G 4.3.2, vicino alla frazione di Campanedda, Comune di Sassari.

Il progetto è "ibrido" e prevede l'installazione di una sola turbina da 7,2 MW di potenza (altezza-mozzo da 119 m., diametro-rotore di 162 m.) nella parte apicale del lotto e di un impianto agri-fotovoltaico da 5,9 MW a valle.

La turbina in oggetto ha un'altezza di mozzo maggiore di quelle che sono già state autorizzate e installate nelle immediate vicinanze (parco eolico di "Rosario" e parco eolico di "Venti di Nurra", posto a 5 km.), ciò significa maggiore produzione.

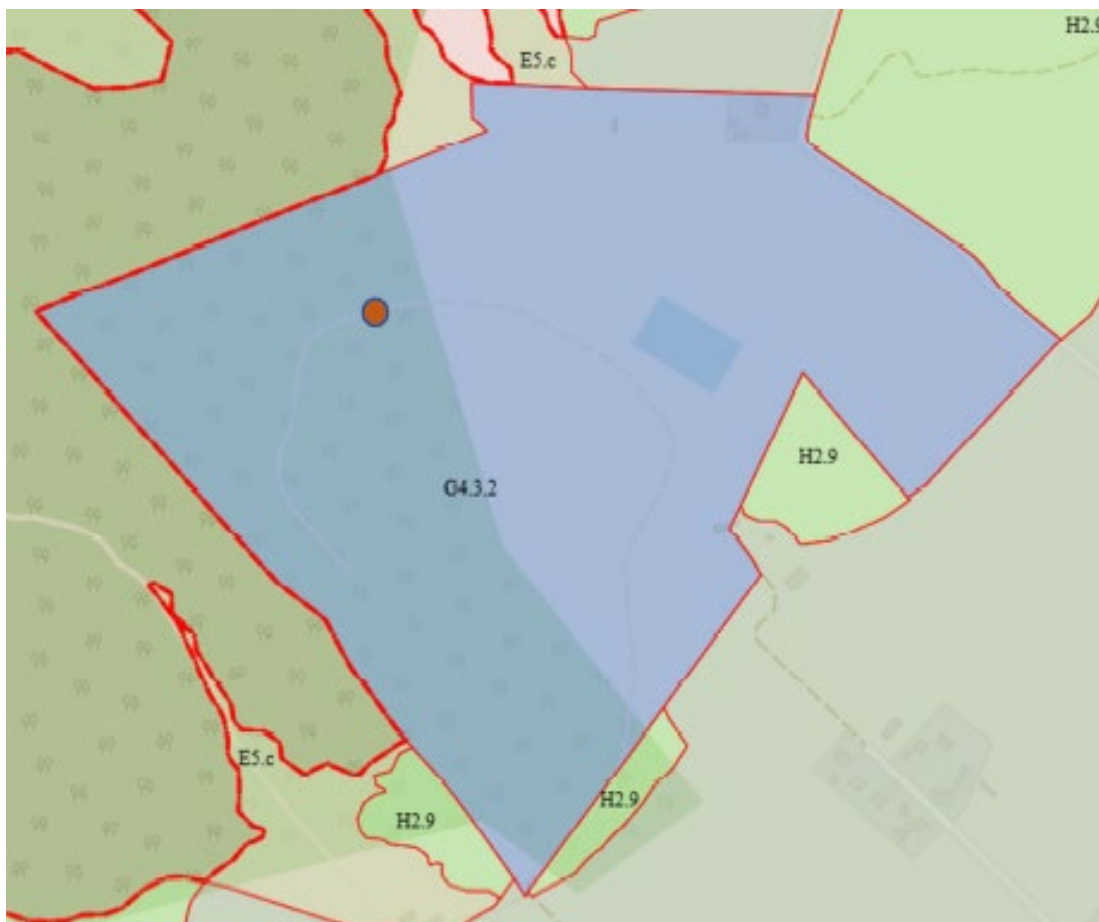


Fig. 1. Stralcio del P.U.C. del Comune di Sassari con delimitazione della zona G 4.3.2 e indicazione della posizione della turbina. Coordinate turbina: X 1443638.99 Y 4513224.12 (GB).

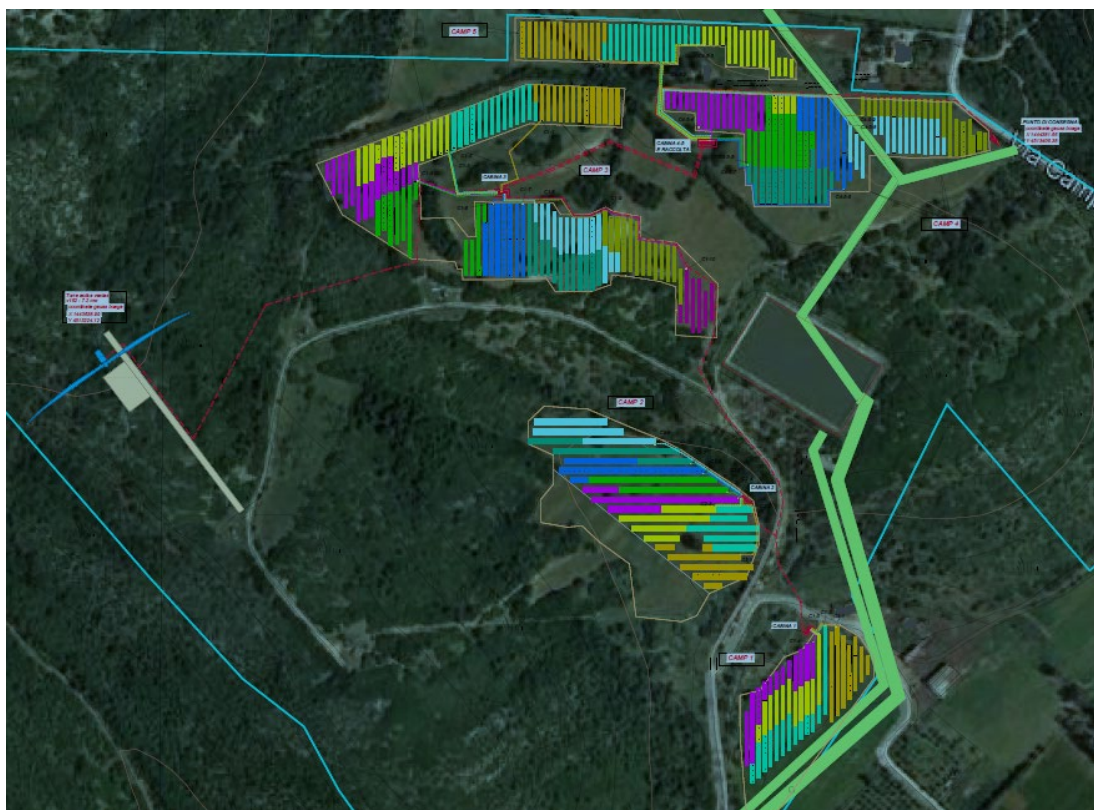


Fig. 2. Foto-inserimento complessivo dell'impianto ibrido (turbina a SX e l'impianto agri-fotovoltaico a DX).

La particolarità del sito, risiede nel fatto d'aver ospitato il primo parco eolico della Sardegna (insieme a quello sperimentale dell'ENEL "Alta Nurra", distante 8,2 km), dove si installarono le prime 5 turbine eoliche monopala della ditta Riva-Calzoni da 320 kW cadauna.

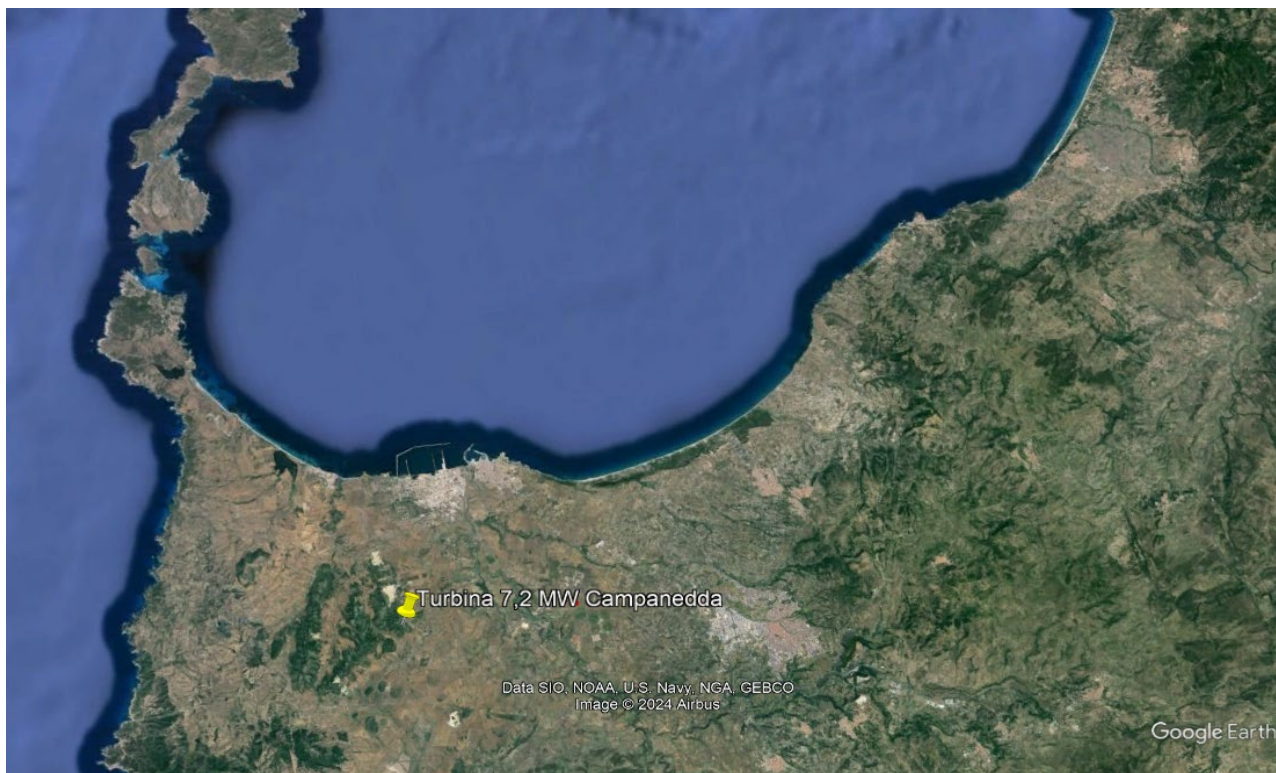


Fig. 3. Collocazione della turbina nell' area G 4.3.2, posta a 8,2 km dalla costa.

Tale parco eolico, che fu gestito dal Consorzio di Bonifica della Nurra, alimentava una stazione di pompaggio a valle e una vasca di raccolta, immettendo acqua nelle linee idriche dell'intera area agricola.



Fig. 4. Immagini del vecchio parco eolico e primo piano di una turbina Riva-Calzoni da 320 kW di potenza.

La posizione prevista per la turbina Vestas da 7,2 MW, non ricade su nessuna delle originarie posizioni delle vecchie 5 turbine Riva-Calzoni, bensì nell'area più elevata del quadrante (V. fig. 5). Questo ha consentito di guadagnare oltre 50-80 m, rispetto alle rispettive quote-turbina originarie, consentendo di incrementare notevolmente l'efficienza e quindi la produzione della nuova turbina.

La presenza dell'impianto agri-fotovoltaico (altezza massima 2,5 m) non influisce minimamente sul regime di turbolenza delle masse d'aria, essendo più basso della vegetazione esistente e non alterando quindi il coefficiente di rugosità del sito.

I vari settori dell'impianto agri-fotovoltaico, sono posizionati rispettivamente a -48, -68, -48, -28, -48 metri più in basso, rispetto alla quota della turbina, con distanze minime che vanno dai 300 ai 400 m. (V. fig. 2).



Fig. 5. Foto-simulazione della posizione della turbina da 7,2 MW nella parte apicale della zona G 4.3.2 in oggetto.

4 METODOLOGIA (DESCRIZIONE RIASSUNTIVA)

Il calcolo della previsione di produzione d'energia viene effettuato con il modello WaSP (Wind Atlas Analysis and Application Program) nella versione aggiornata 11.0, versione 11.04.0026; tale software è sempre riconosciuto e consolidato a livello internazionale.

Tenendo conto della topografia e della rugosità del terreno, il modello è in grado di riportare le condizioni anemometriche rilevate in un determinato punto di osservazione a tutta l'area di interesse.

Tra le varie informazioni fondamentali al fine della corretta valutazione, sono ovviamente necessarie quelle relative alle coordinate dell'aerogeneratore, alla sua altezza al mozzo e alla curva di potenza.

I risultati ottenuti in questo modo devono essere opportunamente corretti per tener conto di ulteriori aspetti, come ad esempio la riduzione della densità dell'aria dovuta alla quota del parco sopra il livello del mare (trascurabile in questo caso, dato che l'altezza è di 147,2 m), e la verifica della rappresentatività del periodo di riferimento rispetto alle condizioni nel lungo periodo.

Altri aspetti significativi sono ad esempio le perdite di energia connesse al trasporto della stessa nei cavidotti e l'affidabilità tecnica degli aerogeneratori.

Relativamente al cavidotto e all'evacuazione della corrente, la perdita è in questo caso minima, dato che la cabina primaria di TERNA risulta essere a 8,3 km dalla turbina.

L'attendibilità della produzione di energia calcolata con il modello WasP, dipende dalla qualità dei dati immessi. Per questo motivo sono stati sottoposti ad un esame di plausibilità non solo i dati eolici rilevati in situ, bensì sono stati accuratamente scelti e controllati anche tutti gli altri dati utilizzati. Per questo documento, sono stati anche comparati, i dati del vento indicate nelle perizie delle turbine poste nel succitato parco eolico di "Rosario" e "Venti di Nurra".

5 DATI DI RIFERIMENTO DEL PROGETTO

Tabella 2. Dati-chiave turbina Vestas 162- 7,2 MW

Denominazione:	Vestas : V162-7.2 MW
Altezza mozzo:	119 m
Diametro rotore:	162 m
Potenza di targa:	7200 kW
Curva di potenza:	misurata secondo IEC 61400-12-1 (DTU)
Velocità min. di avviamento:	3,0 m/s
Velocità max. di arresto:	25.0 m/s

Tabella 3. Curva di potenza e valori ct per il nuovo aerogeneratore di riferimento (Vestas : V162-7.2 MW).

(Per quanto riguarda la curva di potenza si tratta di dati rilevati nell'ambito di misurazioni, mentre i coefficienti di spinta (curva ct) sono stati calcolati e forniti dal produttore).

Velocità del vento [m/s]	Potenza erogata [kW]	Valore-ct
2,00	0,00	0,00
3,00	42,0	0,93
4,00	254,0	0,85
5,00	633,0	0,81
6,00	1189,0	0,81
7,00	1969,0	0,81
8,00	2994,0	0,80
9,00	4277,0	0,79
10,00	5519,0	0,67
11,00	6647,0	0,57
12,00	7158,0	0,44
13,00	7198,0	0,37
14,00	7200,0	0,26
15,00	7200,0	0,21
16,00	7200,0	0,17
17,00	7200,0	0,14
18,00	7200,0	0,12
19,00	7113,0	0,10
20,00	6682,0	0,08
21,00	5865,0	0,06
22,00	4928,0	0,05
23,00	3984,0	0,04
24,00	3049,0	0,03
25,00	2202,0	0,02

6 CALCOLO DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA

6.1 Modello digitale dell'orografia e delle caratteristiche del terreno

Per l'areale d'indagine, la Carta Tecnica Regionale contiene le informazioni nello spazio tridimensionale, che possono essere utilizzate per ricostruire il profilo orografico.

È importante osservare che anche la morfologia di superfici distanti può avere un significativo effetto sul movimento della massa d'aria nel sito di interesse.

Per questo motivo si è deciso di non limitare l'analisi ad una superficie circoscritta, bensì di considerare un'area molto più ampia, combinando i dati contenuti nella CTR con altre informazioni, al fine di ottenere una descrizione che sia più completa possibile.

In particolare sono stati utilizzati i più recenti dati della SRTM (Shuttle Radar Topography Mission, 4° edizione, V2.1). Test approfonditi hanno dimostrato una sufficiente coerenza e consistenza dei set di dati che quindi permettendo una combinazione ottimale delle fonti e garantendo la completezza della base dati.

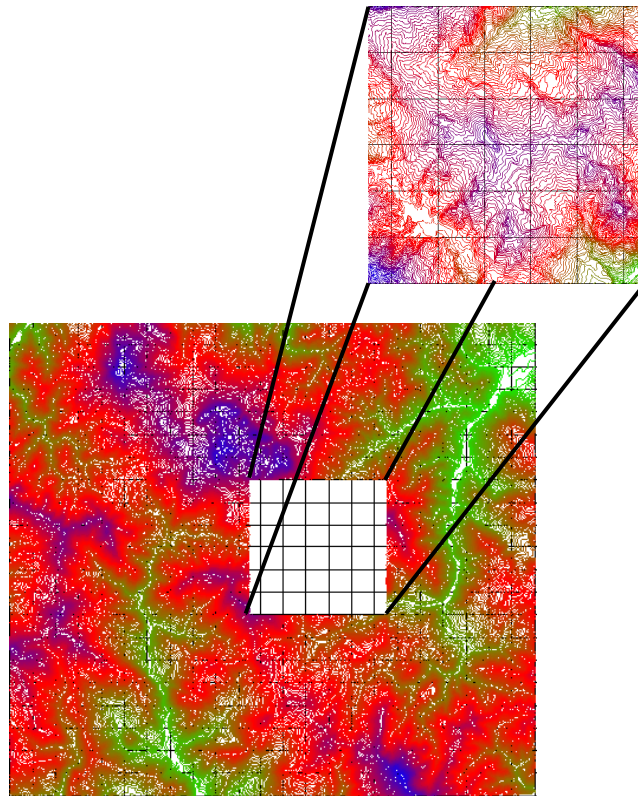


Figura 6. Schema dell'estensione dell'area caratterizzata per l'utilizzo del modello di terreno

L'utilizzo del terreno è stato ripreso da dati satellitari del progetto AVHRR (*Advanced Very High Resolution Radiometer*).

Queste informazioni permettono di risalire ai valori della rugosità. Le diverse caratteristiche dei terreni quali terreni agricoli, prati, zone boschive (boschi misti, foreste di latifoglie o boschi di conifere) sono state riportate secondo lo standard internazionale della classificazione CORINE (*Coordination of Information on the Environment*) in valori numerici relativi alla misurazione della rugosità compresi tra i 0.05 e i 1.5 m.

Un esempio di applicazione di questa classificazione è dato dalla normativa sull'inquinamento atmosferico (TA Luft) dettata dal ministero dell'ambiente tedesco.

Analogamente alle curve di livello sono quindi state riportate nel modello le informazioni relative alle

differenti rugosità superficiali.

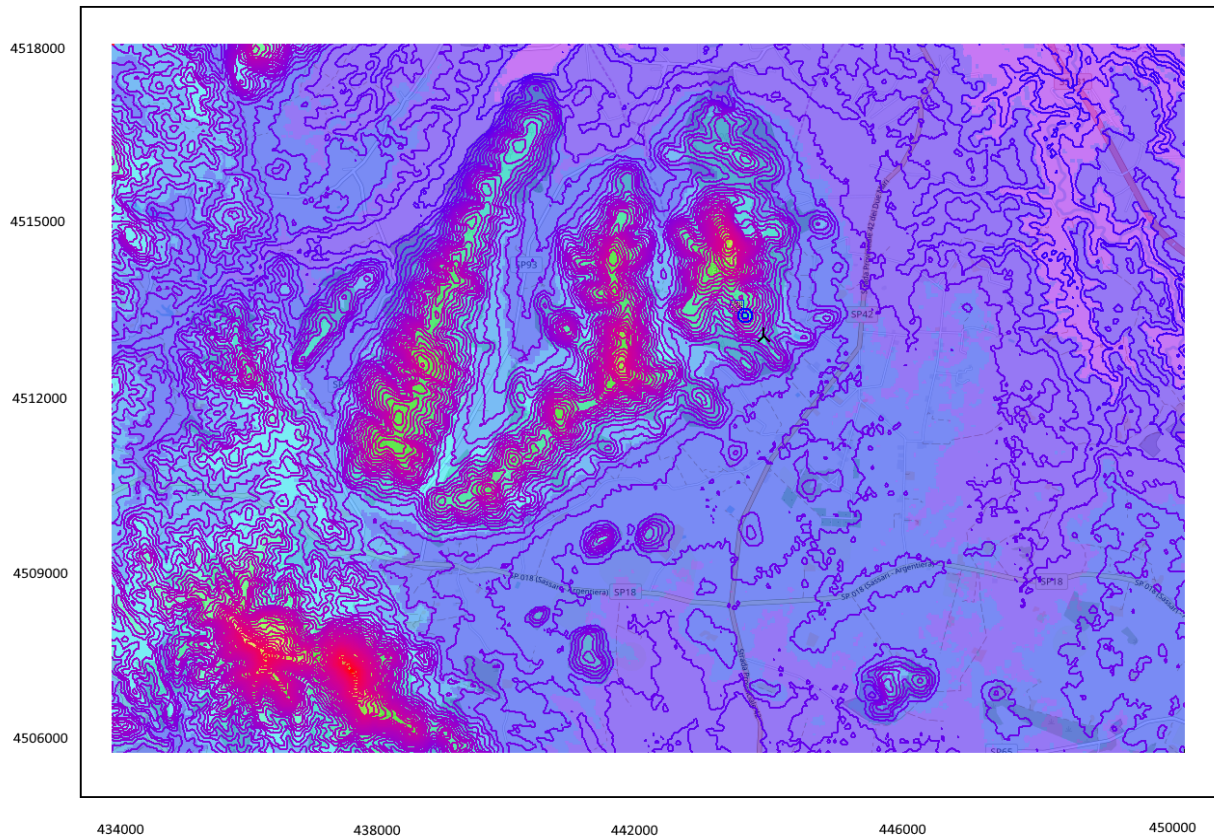


Figura 7. Mappa (Coordinate UTM) per la rappresentazione della struttura del terreno come da modello WasP. Nella figura è indicata con una croce nera la posizione della turbina Vestas da 7,2 MW.

6.2 Valutazione della ventosità nel periodo di riferimento

I dati anemometrici rappresentano una base attendibile per il calcolo di produttività degli impianti eolici a condizione che siano rispettati determinati standard durante le misurazioni. Inoltre occorre mettere in relazione il periodo di misurazione effettiva con la ventosità nel lungo termine. A causa della naturale variabilità della ventosità è necessario verificare quanto il periodo di misurazione sia rappresentativo delle condizioni medie sul lungo periodo.

6.3 Estensione della serie dei dati

Al fine di valutare le condizioni medie di ventosità nel lungo periodo, è necessario analizzare una serie di dati contenente molti anni consecutivi. Visto che le misurazioni *in situ* non lo permettono, si è scelto di integrare i dati effettivamente rilevati con dati ottenuti da un modello previsionale.

Questo modello è ampiamente utilizzato dalla SkyWind GmbH per la determinazione della ventosità nel breve periodo, agevolando notevolmente la gestione degli aerogeneratori. L'esperienza acquisita nel corso degli anni garantisce quindi una qualità dei dati molto alta.

L'estensione dei dati è basata sul metodo MCP, ossia *Measure-Correlate-Predict*: In primo luogo si confrontano i dati misurati con quelli simulati dal modello atmosferico. Successivamente i dati simulati vengono analizzati

e adattati alla serie di dati misurati, dunque reali, mediante l'utilizzo di determinate tecniche di correlazione. Le incertezze del modello, così come eventuali polarizzazioni sistematiche (*bias*) vengono infine minimizzate e, nel migliore dei casi, eliminate completamente. Utilizzando i risultati di questa correlazione è quindi possibile tradurre previsioni affidabili, raccolte nel corso del tempo, in una serie di dati relativi alla ventosità e alla direzione del vento.

Per la determinazione della produzione degli aerogeneratori lo spettro medio della velocità del vento assume una importanza decisiva.

Lo spettro medio della velocità è definito da una distribuzione di Weibull, o più precisamente, attraverso i parametri A e k. Anche per la distribuzione di Weibull sono stati effettuati dei calcoli comparativi per un determinato periodo di tempo.

Da questa analisi, i parametri risultano essere molto vicini tra loro (A e k misurati, rispettivamente A=7,005 m/s e k=1,988 contro A e k simulati, rispettivamente A=6,899 m/s e k=1,80).

Se si calcola la produzione di energia utilizzando le due coppie di valori si ottiene una differenza pari allo 0,21%. Una discrepanza nettamente inferiore all'1% conferma ampiamente la validità del metodo applicato.

Sempre ai fini di ottenere una stima quanto più precisa, si è utilizzato il programma ERA5.

ERA5 è la 5° generazione di un programma del ECMWF, (Centro europeo per le previsioni meteorologiche a medio termine), per la rianalisi atmosferica e fornisce stime orarie di un numero elevato di variabili climatiche atmosferiche, terrestri e oceaniche. Il programma per i set di dati pubblici di Google Cloud ospita dati ERA5 dal 1940 a maggio 2023, coprendo la Terra su una griglia di 30 km e risolve l'atmosfera utilizzando 137 livelli dalla superficie fino a un'altezza di 80 km.

ERAS è prodotto dal Copernicus Climate Change Service (C3S) presso l'ECMWF e include informazioni riguardo le incertezze sulle variabili in una risoluzione spaziale e temporale ridotte.

I dati per questa perizia provengono dai parametri della tabella 6 seguente.

Tabella 4. Parametri di riferimento della griglia-ERA5.

Posizione dei punti	Destra: 4512525 Altezza: 443531
Alteza (NN)	85 m
Denominazione	EmdConwx_N40.760_E008.33
Altezze di rilevamento delle velocità	10.00 m / 25.00 m / 50.00 m / 75.00 m / 100.00 m / 150.00m / 200.00m
Altezze di rilevamento delle provenienza del vento	10.00 m / 25.00 m / 50.00 m / 75.00 m / 100.00 m / 150.00m / 200.00m
Altre misure	Temperature
Intervallo di misurazione	60 Minuti

6.4 Distribuzione del vento per il calcolo della produttività

Conformemente a quanto descritto, è stata composta ed analizzata la serie completa dei dati relativi all'anno 2017.

È infatti sempre preferibile, disporre di serie di dati relativi ad intere annualità in quanto queste non solo contengono tutte le informazioni riguardo la stagionalità e la variabilità delle condizioni atmosferiche ed eoliche, ma facilitano anche l'inquadramento del periodo di riferimento nell'ottica della produzione media nel lungo periodo (+/- 30 anni).

Partendo dai dati relativi a misurazioni ogni 60 minuti della velocità del vento e della sua direzione, sono stati calcolati, mediante il software WASP i valori corrispondenti ad una quota di 100 m. Successivamente si è proceduto a verificare questi valori attraverso l'utilizzo di alcuni programmi specifici (V. diagramma 1).

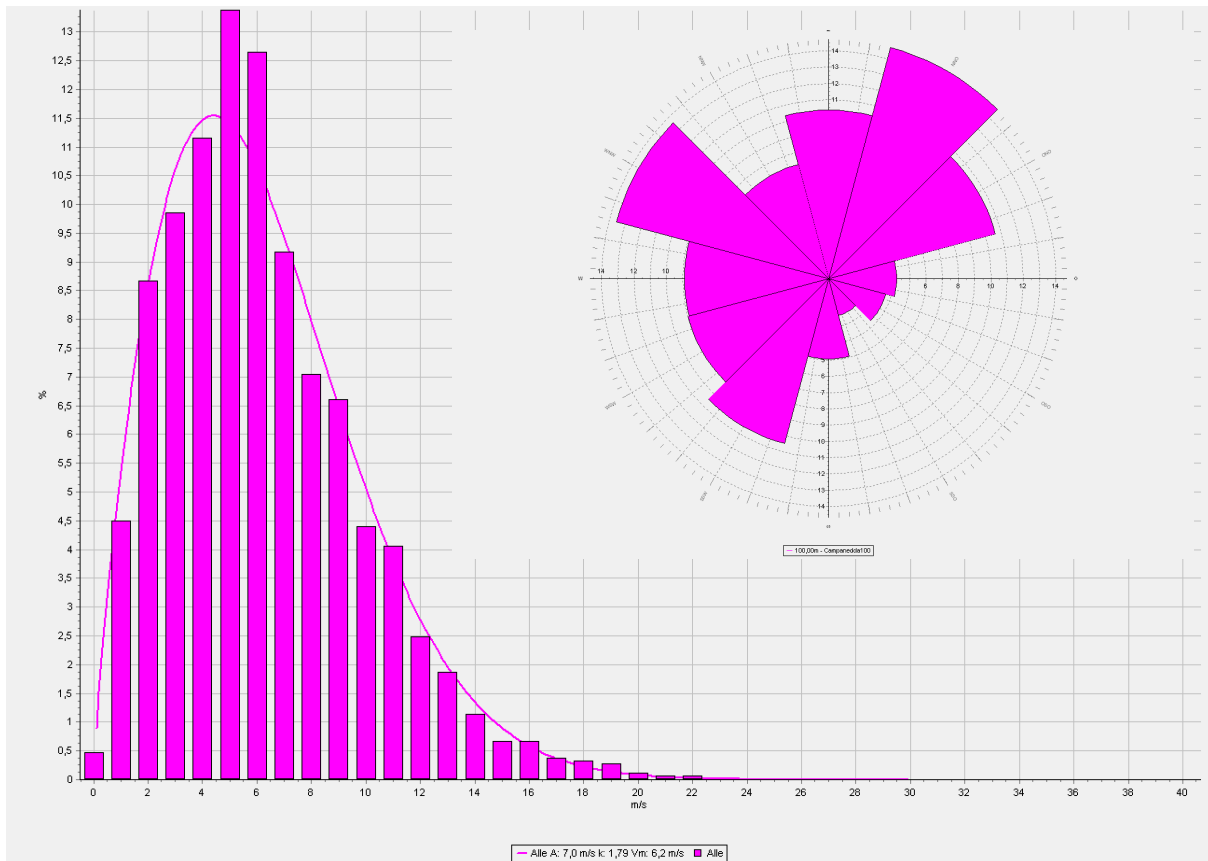
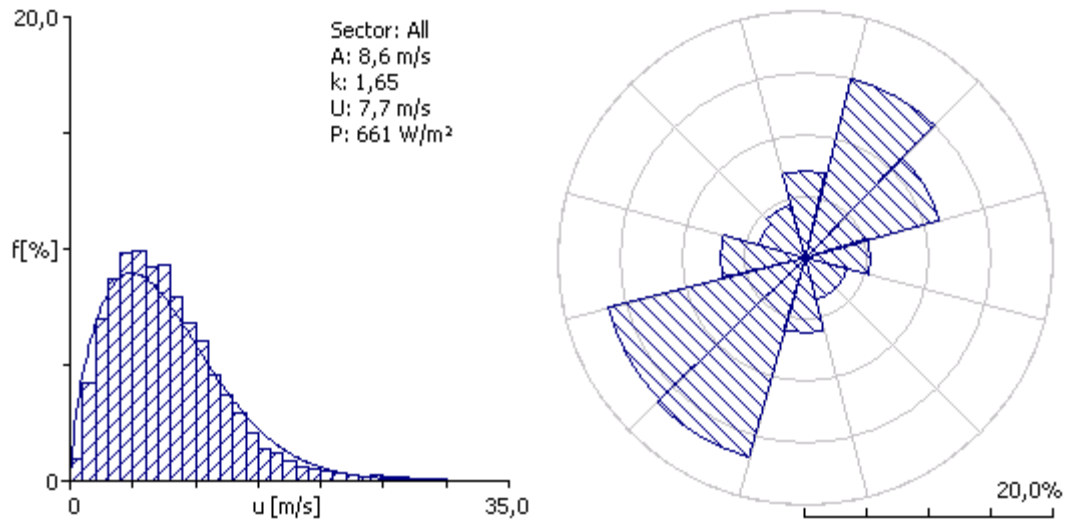


Diagramma 1. Restituzione grafica dei valori di suddivisione delle velocità del vento e quadranti di provenienza, elaborato con il programma WAsP. Altezza di riferimento 100 m.

Per quanto riguarda i valori medi annui sono stati determinati i parametri di Weibull $A=7,0$ m/s e $k=1,79$. La velocità media del vento a 100 m. è pari a 6,2 m/s.

Questo valore conferma la bontà del sito per lo sfruttamento della risorsa eolica in situ.

Le direzioni prevalenti sono nei settori Nord-Ovest così come Sud-Ovest.

I suddetti valori si riferiscono a una quota di 100 m. I valori stimati relativi alla posizione prevista per la turbina in oggetto, vengono confermati attraverso l'aiuto del calcolo del sistema WAsP-Program e parametrati all'altezza del mozzo della turbina in esame (119 m). Come dato medio annuale si sono calcolati i fattori Weibull con $A=7,99$ m/s e $k=1.807$. La velocità media all'altezza del mozzo è stimata in 7,1 m/s.

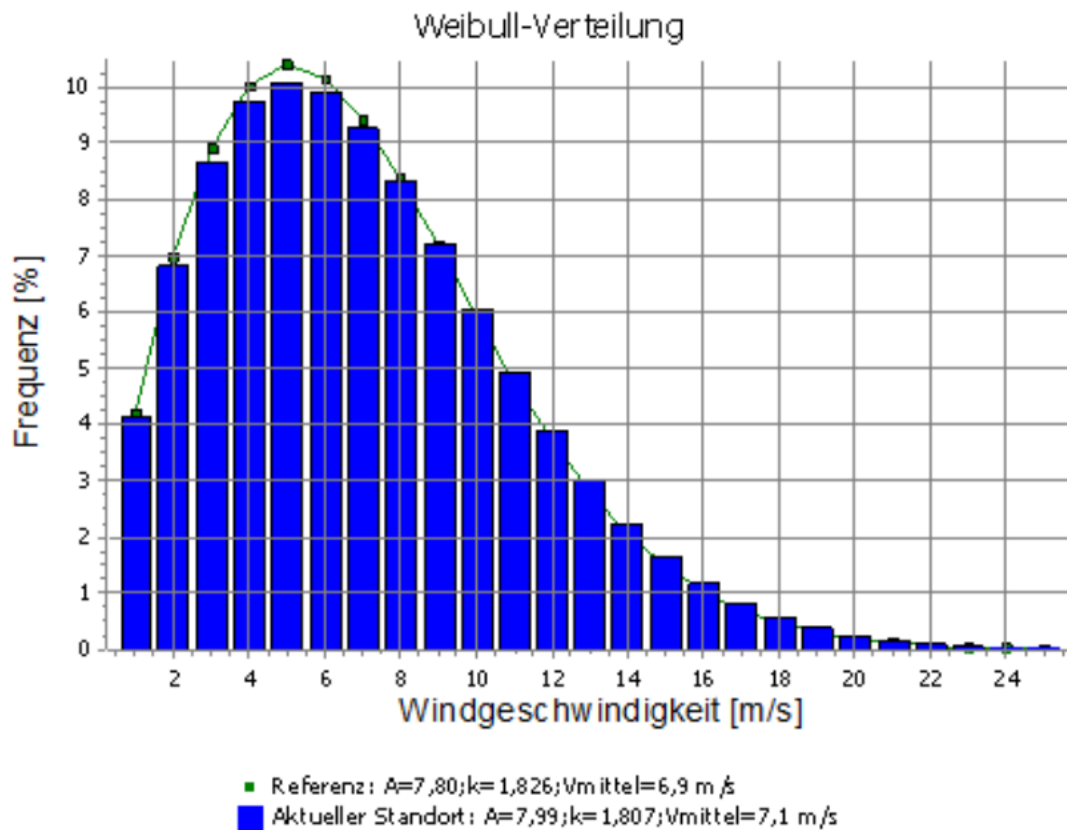


Diagramma 2. Restituzione grafica dei singoli valori di velocità del vento del sito di Campanedda attraverso il programma WAsP.

6.5 Determinazione della turbolenza

La turbolenza viene determinata utilizzando il quoziente della deviazione standard e della media della velocità nell'intervallo di 60 minuti. Questo procedimento è ammissibile in quanto la frequenza di campionamento dei sensori è pari ad 1 Hz. Il rilevamento degli elementi determinanti delle turbolenze è quindi garantito.

I valori massimi registrati, pari al 12% (0.12), suggeriscono una turbolenza media ampiamente compatibile con lo sfruttamento della risorsa eolica. Per velocità del vento inferiori a 4 m/s il dato è poco significativo, e si è quindi scelto di non considerarlo.

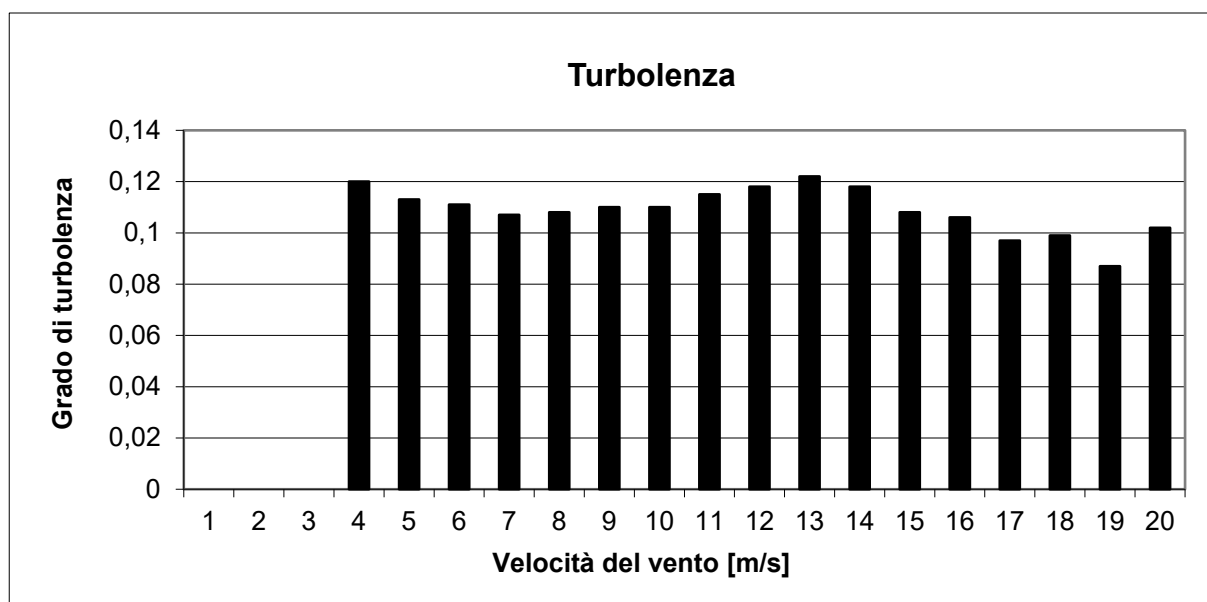
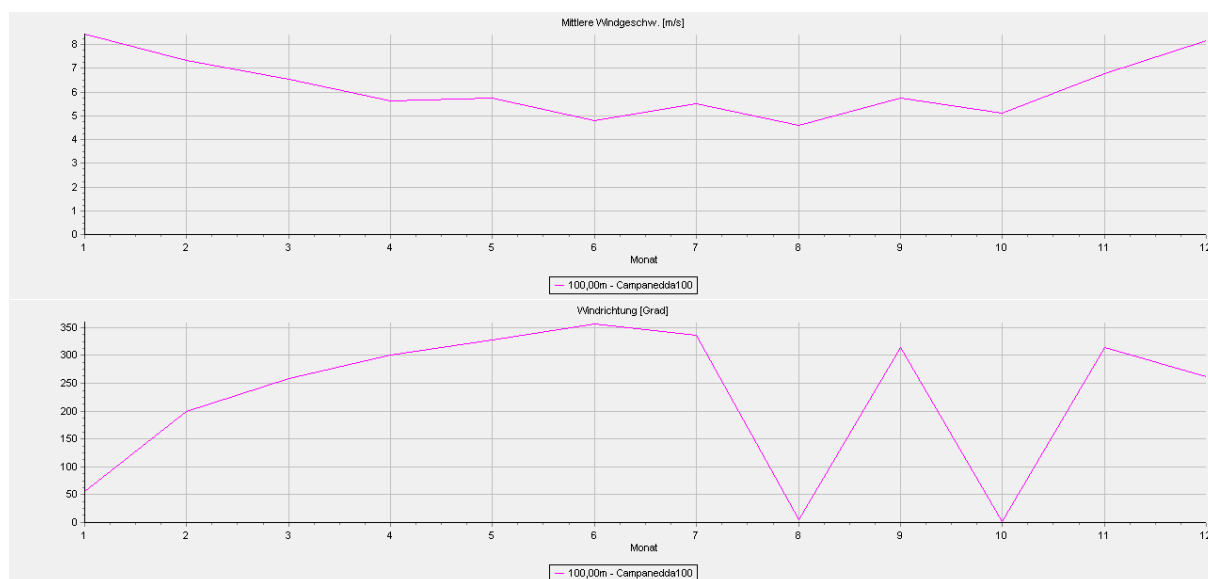
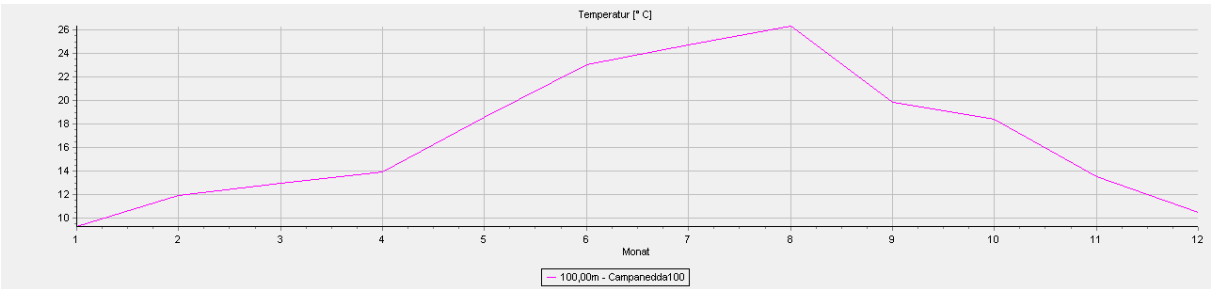


Diagramma 3. Turbolenze sul luogo della misurazione in situ a 100 m di quota per una ventosità superiore ai 4 m/s.

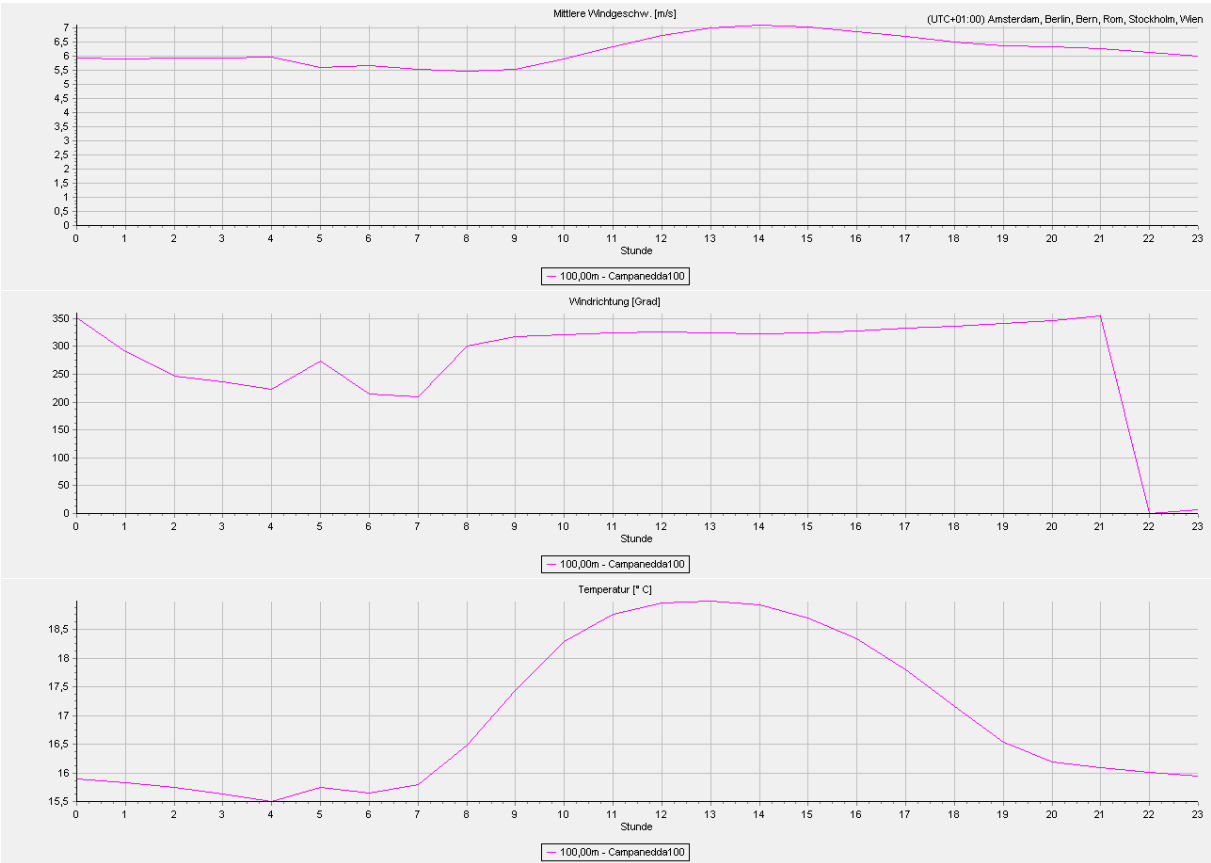
6.6 Informazioni sull'andamento giornaliero della velocità del vento

In seguito all'analisi dei dati non è si è rilevato un andamento giornaliero ciclico e regolare del vento. Anche considerando i soli mesi estivi, si è constatato che l'influenza delle correnti termiche, le quali determinano le variazioni regolari nell'arco della giornata, è talmente esigua da non comportare oscillazioni sistematiche della velocità del vento.





Digramma 4. Andamenti annuali dei rispettivi parametri: velocità del vento, provenienza, e temperatura (altezza 100 m).



Digramma 5. Andamenti giornalieri dei rispettivi parametri: velocità del vento, provenienza, e temperatura (altezza 100 m).

6.7 Calcolo delle condizioni di ventosità per la turbina

La valutazione della produzione di energia attesa nel lungo periodo per la turbina è stata effettuata con le coordinate elencate in tabella.

Tabella 5. Coordinate sistema UTM WGS 84 Zona 32

X	Y
32443760	4513413

Con l'ausilio del software WAsP è stato possibile trasporre la serie di dati relativa al periodo di riferimento alla posizione dell'aerogeneratore, e calcolare i dati corrispondenti all'altezza del mozzo, quota che costituisce uno dei dati d'ingresso dei calcoli di produttività.

In questo passaggio entra in gioco anche la caratterizzazione geomorfologica del terreno così come quella relativa alla rugosità.

La costruzione del modello si basa sulle coordinate della posizione. Per la visualizzazione del campo di produttività media attesa si è scelto di utilizzare una risoluzione pari a 100m x 100m, in modo da contenere le risorse di calcolo necessarie ma al tempo stesso da consentire un risultato sufficientemente accurato.

Si vede chiaramente quale sia l'effetto dell'orografia sulla distribuzione della velocità media del vento.

La posizione presenta -a prescindere dall'andamento del vento e della direzione-, mostra che è presente una velocità del vento superiore ai 7 m/s, confermando ulteriormente l'idoneità dell'intero areale per lo sfruttamento dell'energia eolica. I dati esatti sono elencati in seguito.

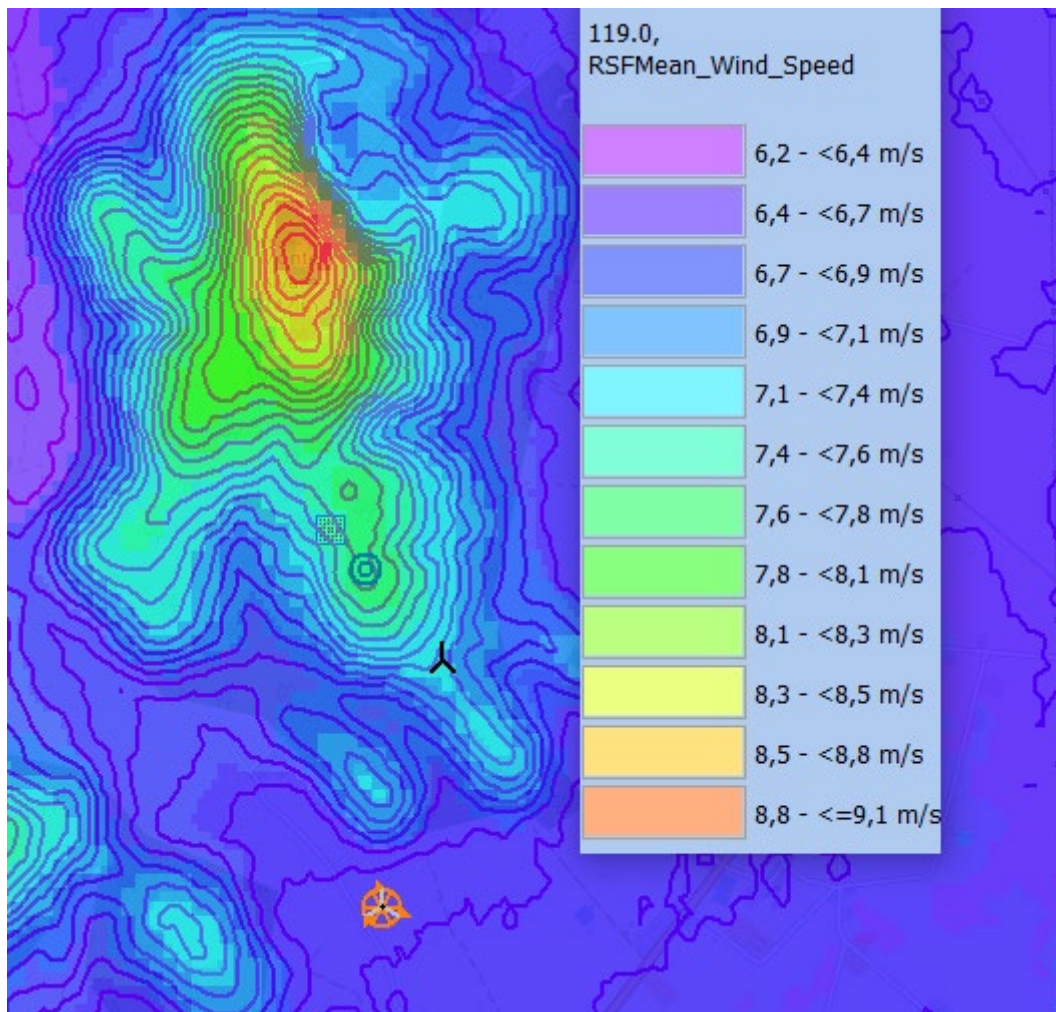


Figura 8. Velocità media annuale in m/s nel sito di progetto. La croce nera, indica la posizione della turbina.

6.8 Calcolo della produzione attesa

Il calcolo della produzione della turbina si effettua mediante il modello WAsP in diversi passi. Nella prima fase si calcola la distribuzione del vento nella posizione della turbina e la si traduce per ogni settore in una distribuzione di Weibull.

Con la curva di potenza si calcola quindi la produzione della turbina. Successivamente si effettuano alcune correzioni in funzione della quota del sito, pressione atmosferica e quindi l'energia cinetica dell'aria trasportata: in questo caso, essendo l'altezza della macchina a 147 m s.l.m., tale valore è trascurabile. E' stata inoltre verificata la rappresentatività del periodo di riferimento, durante il quale si sono raccolti i dati nel lungo periodo.

6.9 Stima della produzione annuale di energia per la turbina Vestas 162-7.2 MW

La stima finale della produzione di energia per la turbina in oggetto è indicata nella tabella 8.

Tabella 6. Stima della produzione annuale della turbina Vesta XXX, con correzione (AEP-Call) e con fattore di sicurezza (AEP).

Turbina	Uavg [m/s]	AEP_cal	AEP
1	7,13	22,795	20,310

AEP_cal (*Calculated Awerage Energy Production*) è la produzione annua di energia calcolata dal modello tenendo conto delle correzioni dovute alla densità dell'aria, alle considerazioni sul lungo periodo, alle perdite imputabili al trasporto dell'energia (2%) e la disponibilità tecnica degli impianti (96%).

I valori riportati nella colonna AEP (Produzione media di energia) costituiscono invece i risultati ottenuti assumendo un'ipotesi estremamente cautelativa, secondo la quale si sommano gli errori dovuti a possibili imprecisioni nelle misure (2%), quelli possibili nella correlazione tra dati misurati e dati dedotti dal modello (5%), quelli inerenti agli algoritmi del modello (8%), e quelli di un'ulteriore divergenza tra il periodo di riferimento e le medie del lungo periodo (5%) .

Il valore di 10,9% è il risultato della radice della somma al quadrato.

I valori della 3° colonna (AEP_cal) sono i più probabili.

I valori della 4° colonna, (AEP), ipotesi estremamente cautelativa, ha la funzione di indicare una determinata soglia di sicurezza, che permetta di valutare e la quantificare il rischio in fase di progettazione.

È da sottolineare che l'incertezza ovvero la deviazione standard, può assumere per definizione sia valori positivi che valori negativi.

L'ipotesi estremamente cautelativa si riferisce esclusivamente al caso in cui essa sia negativa ed indica quindi la peggiore delle ipotesi, quello che viene definito uno scenario *worst-case*. Nella tabella 9 sono riassunti ancora una volta, i dati relativi alla produzione della turbina.

Tabella 7: Quadro d'insieme della stima di energia prodotta annualmente dalla turbina da 7,2 MW.

	Senza fattore di sicurezza	Con fattore di sicurezza
Energia prodotta annualmente	22,795 GWh	20,310 GWh
Ore piene	3166 h	2820 h

6.10 Stima dell'energia persa per via dei fermi-turbina per diminuire il rischio di collisioni con avifauna e chiroterofauna

In base alle disposizioni di legge in merito al blocco delle turbine in alcune ore nell'arco delle 24 ore, in modo da ridurre il pericolo di collisioni con uccelli e chiroteri con il rotore, si è stimato un periodo complessivo di fermo-macchina, in capo ad un anno pari a 200-230 Nei mesi che vanno da Maggio a Settembre, la turbina viene arrestata 2 ore prima dell'alba e 2 ore dopo il tramonto. Le disposizioni indicano che la velocità critica per le attività di volo dei chiroteri si aggira sui 5 m/s.

Si tenga conto tuttavia, che saranno installati anche i sistemi DTBird e DTBat, rispettivamente e principalmente per rapaci e chiropteri.

Al netto delle disposizioni di legge su indicate, il calcolo dei fermi-macchina al di fuori dei suddetti intervalli generati dai DTBird e DTBat, risulta – in questa fase- estremamente aleatorio e non viene volutamente inserito nel calcolo.

6.11 Stima della produzione annuale con una turbina alternativa.

Per avere una maggiore sicurezza sulle stime di produzione d'energia annuali fino ad ora elaborate, si procede con la stessa metodologia di calcolo per una turbina analoga, ma di potenza pari a 6,2 MW, volutamente inferiore a quella prevista di 7,2 MW.

Come si evince dalle tabelle seguenti, una turbina con una potenza inferiore e di dimensioni di rotore inferiori, a fronte di un maggior numero di ore piene (derivanti dal fatto che può marciare anche con venti più forti), risulta – in tutti i casi- inferiore in termini di produzione di energia, per via della potenza di targa inferiore.

Tabella 8. Dati con turbina comparativa Vestas 6,2 MW

Denominazione:	Vestas : V150-6,2 MW
Altezza mozzo:	115 m
Diametro rotore:	170 m
Potenza di targa:	6.200 kW
Curva di potenza:	fornita dal costruttore
Velocità min. di avviamento:	3,0 m/s
Velocità max. di arresto:	25.0 m/s

Tabella 9. Curva di potenza della turbina alternativa da 6,2 MW, in base ai dati forniti dal costruttore.

u [m/s]	P [kW]
1	0
2	0
3	0
4	328
5	758
6	1376
7	2230
8	3351
9	4617
10	5584
11	6028
12	6161
13	6192
14	6199
15	6200
16	6200
17	6200
18	6200
19	6200

20	6200
21	5956
22	5708
23	5460
24	5212
25	4964

Tabella 10. Stime comparte dell'energia annuale prodotta e ore piene delle turbine da 7,2 e 6,2 MW

Turbina Vestas 150-6,2 MW	Senza fattore correttivo di sicurezza	Con fattore correttivo di sicurezza
Energia prodotta annualmente	22,230 GWh	19,806 GWh
Ore piene	3585 h	3195 h

Turbina Vestas 162-7,2 MW	Senza fattore correttivo di sicurezza	Con fattore correttivo di sicurezza
Energia prodotta annualmente	22,795 GWh	20,310 GWh
Ore piene	3166 h	2820 h

7 CONSIDERAZIONI SUL CONCETTO DI "ORE EQUIVALENTI"

È appena il caso di osservare che si possono avere numeri estremamente differenti di ore equivalenti a parità o quasi di produzione di energia: se infatti si cambia la taglia del generatore, a parità di dimensioni (diametro rotore, altezza al mozzo), la produzione può non subire sostanziali differenze. Quando però la si divide per la potenza installata, il denominatore influenza il risultato.

8 SCHEDA-DATI RIASSUNTIVA ELABORATA DAL SISTEMA WASP (LINGUA TEDESCCA)

Projekt:
test

Umrissierter Anwender:
GEO Gesellschaft für Energie und Ökologie mbH
 Redlingsweg 3
 DE-25842 Langenhorn
 +49 (0)4672/77248-31
 Sascha Claes / s.claes@skywind.de
 Berechnet:
 09.06.2021 14:49/3.3.274

PARK - Hauptergebnis**Berechnung:** VestasV162-1St**Parkmodell** N.O. Jensen (RISO/EMD)

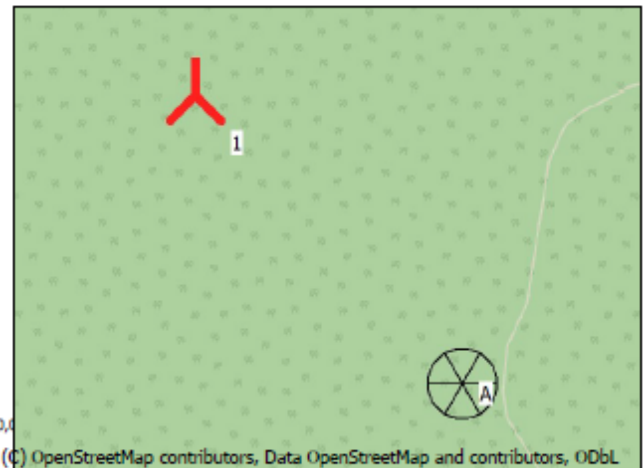
Berechnung ausgeführt in UTM (north)-WGS84 Zone: 32
 Unterschied Gittermord / geographisch Nord (Standortzentrum) ist: -0,4°

Korrekturmethode der Leistungskennlinie
 Neue windPRO-Methode (Modifizierte IEC-Methode mit besserer Anpassung an WEA-Steuerung) <EMPFOHLEN>
 Luftdichte Berechnungsmethode:
 Höhenabhängig, Temperatur von Klimastation
 Station: ALGHERO V3 2014
 Basistemperatur: 15,7 °C an 40,0 m
 Seesdrude: 1013,3 hPa an 0,0 m
 Luftdichte für Standortzentrum in Referenzhöhe: 85,0 m + 50,0 m = 1,205 kg/m³ -> 98,4 % von Std
 Rel. Luftfeuchtigkeit: 0,0 %

Parkmodell-Parameter
 Wake-Decay-Konstante 0,075 DTU-Standard Onshore

Omnidirektionale Verdrängungshöhe von Objekten

Parkber.-Einstellungen
Winkel [°] **Windgeschwindigkeit [m/s]**
 Start Ende Schritt Start Ende Schritt
 0,5 360,0 1,0 0,5 30,5 1,0

Windstatistiken IT EmdConvex_N40.760_E008.330 (4) - Campanedda100 100,0**WASP-Version** WASP 11 Version 11.04.0026

Maßstab 1:4.000
 Neue WEA Standortdaten

Referenzwerte für eine Höhe von 50,0 m über Grund**Gelände** UTM (north)-ED50 (Europe) Zone: 32

	Ost	Nord	Winddaten	Typ	Bruttowind- energie [kWh/m²]	Mittlere Windgeschw. [m/s]	Äquivalente Rauigkeit
A	443.789	4.513.266	Terraindaten: WASP (1)	WASP (WASP 11 Version 11.04.0026)	2.565	6,0	0,6

Hauptergebnis für Windpark-Berechnung

WEA-Kombination	PARK Ergebnis	Ergebnis -10,0%	BRUTTO (keine Verluste) /Freie WEA	Wake-Verluste	Spezifische Ergebnisse			
					Kapazitätsfaktor	Mittleres WEA- Ergebnis	Volllast- stunden	Mittlere WG @Nabenhöhe
	[MWh/a]	[MWh/a]	[MWh/a]	[%]	[%]	[MWh/a]	[h/a]	[m/s]
Windpark	21.547,5	19.392,8	21.547,5	0,0	36,9	19.392,8	3.232	7,2

*) Basiert auf Ergebnis -10,0%

Berechnete jährliche Energieproduktion für jede von 1 neuen WEA mit insgesamt 6,0 MW Nennleistung

Links	WEA-Typ	Hersteller	Typ	Nenn- leistung	Rotor- durch- messer	Naben- höhe	Leistungskennlinie Quelle	Name	AEP Ergebnis	Ergebnis -10,0%	Wake-Verluste	Freie mittlere Windgeschw.
				[kW]	[m]	[m]			[MWh/a]	[MWh/a]	[%]	[m/s]
1 A	Ja	VESTAS	V162-6.0-6.000	6.000	162,0	119,0	EMD	Level 0 - - Modes PO6000/PO6000-05 - 12-2020	21.547,5	19.393	0,0	7,25

WEA-Platzierung**UTM (north)-ED50 (Europe) Zone: 32**

	Ost	Nord	Z	Beschreibung
			[m]	
1 Neu	443.641	4.513.428	160,0	VESTAS V162-6.0 6000 162.0 !O! NH: 119,0 m (Ges:200,0 m) (30)