



UNIVERSITA' POLITECNICA DELLE MARCHE

FACOLTA' DI INGEGNERIA

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Meccanica

**ANALISI DELLA RISORSA EOLICA DI UN SITO ITALIANO A BASSA
ACCLIVITA'**

ANALYSIS OF THE WIND RESOURCE OF A LOW ACCLIVITY ITALIAN SITE

Relatore: Chiar.mo/a

Prof. Ing. Ricci Renato

Tesi di Laurea di:

Pasquale Dragonetti

Correlatore:

Ing. Fantini Andrea

A.A. 2023/2024

Sommario

Premessa.....	4
Capitolo 1: La risorsa eolica	5
1.1 Principi di funzionamento del vento e della conversione energetica.....	5
1.2 La turbolenza atmosferica e il suo ruolo nella dinamica del vento.....	7
Capitolo 2: Analisi territoriale su Global mapper	12
2.1 Localizzazione area geografica e analisi territoriale.....	12
2.2 Sopralluogo Ascoli Satriano.....	19
Capitolo 3: Gli strumenti di misura del vento.....	22
3.1 Torri anemometriche	22
3.2 Anemometro a coppette	24
3.3 Anemometro a palette	25
3.4 Anemometro a ultrasuoni	25
Capitolo 4: LIDAR e SONAR (Tecniche remote sensing)	25
4.1 Il LIDAR.....	26
4.2 Il SODAR.....	33
Capitolo 5: Studio della risorsa eolica	37
5.1. Analisi profilo di velocità al variare dell'altezza dal suolo.....	41
5.2 Analisi rosa dei venti e delle energie	46
5.3 Analisi dell'angolo di inflow.....	50
5.4 Analisi della turbolenza.....	53
Capitolo 6: Le turbine eoliche.....	59
6.1 La produzione di energia eolica nel tempo	59
6.2 Classificazione turbine eoliche	61
6.3 Componenti di un aerogeneratore	64
Capitolo 7: Aerogeneratori utilizzati.....	70
7.1 Caratteristiche tecniche e funzionamento dell'aerogeneratore SG 5.0-132.....	70
7.2 Descrizione tecnica dell'aerogeneratore GE Renewable Energy Cypress 6.0-164	72

7.3 Caratteristiche principali della Vestas 4.0-136.....	77
Capitolo 8: Tecniche di controllo degli aerogeneratori.....	79
8.1 Tecniche di controllo della potenza in uscita	79
Capitolo 9: Software WindSim	85
9.1 Introduzione al software	85
9.2 Digital Terrain Model.....	90
Capitolo 10: Stime di producibilità.....	114
10.1 Stima di producibilità per GE 6.0-164	115
10.2 Stima di producibilità per Vestas 4.0-136	117
10.3 Stima di producibilità per Siemens Gamesa SG 5.0-132.....	118
Capitolo 11 : Calcolo perdite di impianto	121
11.1: Introduzioni alle perdite di layout.....	121
11.2 Parametri P50, P75 e P90: Analisi della Producibilità Eolica.....	122
Conclusioni	125
Bibliografia	127

Premessa

L'energia eolica rappresenta una delle principali risorse rinnovabili su cui molti paesi stanno investendo per decarbonizzare il settore energetico e ridurre la dipendenza dai combustibili fossili. Un parco eolico consiste in un insieme di turbine (aerogeneratori) progettate per convertire l'energia cinetica del vento in energia elettrica, la quale viene poi immessa nella rete. In questa tesi si studia il potenziale eolico di una specifica area attraverso un'analisi combinata sul campo e simulazioni software avanzate.

La prima parte della tesi approfondirà i principi di funzionamento dei parchi eolici, partendo dalle caratteristiche fisiche del vento e dalle modalità di regolazione delle turbine. La comprensione del funzionamento e dell'efficienza delle turbine eoliche sarà trattata in relazione ai fenomeni atmosferici, alla velocità del vento e alle tecnologie di regolazione della potenza, evidenziando l'evoluzione di tali tecnologie in Europa e in Italia, sia in contesti onshore che offshore.

Successivamente, il lavoro documenterà un sopralluogo sul sito prescelto, dove si prevede l'installazione di nuove turbine. Durante il sopralluogo sono state scattate fotografie e fatte osservazioni ambientali, essenziali per comprendere l'idoneità del sito e i vincoli imposti dalla sua posizione geografica e ambientale.

Parallelamente, il progetto prevede un'analisi dei dati tramite MATLAB, con il quale sono stati elaborati dati anemometrici per stimare le velocità e le direzioni del vento nel sito e non solo. Questi dati permettono di creare un quadro completo delle potenzialità energetiche del luogo, un elemento cruciale per determinare la producibilità attesa.

Infine, sarà utilizzato il software WindSim, strumento di simulazione avanzato che consente di modellare e prevedere la producibilità di un parco eolico sulla base dei dati raccolti e delle caratteristiche topografiche e climatiche della zona di interesse. I risultati della simulazione verranno quindi confrontati con i dati reali per validare la modellazione, permettendo una stima accurata della potenza generabile.

Questa tesi, quindi, non si limita a un approccio teorico ma abbraccia anche un'esperienza pratica sul campo e un'analisi avanzata tramite software, rendendola un contributo significativo per valutare e ottimizzare lo sviluppo dei parchi eolici in Italia.

Capitolo 1: La risorsa eolica

1.1 Principi di funzionamento del vento e della conversione energetica

Il vento è una manifestazione diretta dell'energia atmosferica e rappresenta una risorsa fondamentale per la produzione di energia rinnovabile, poiché costituisce la fonte primaria di alimentazione per le turbine eoliche. Da un punto di vista fisico, il vento è definito come un flusso di masse d'aria generato da differenze di pressione atmosferica. Tali differenze derivano principalmente dalla distribuzione non uniforme dell'energia solare sulla superficie terrestre. Questo squilibrio di energia termica dà origine a disuguaglianze di temperatura e densità nell'aria, generando gradienti di pressione che provocano il movimento delle masse d'aria dalle zone di alta pressione verso quelle di bassa pressione. La formazione dei venti globali è strettamente legata al bilancio energetico terrestre, che si realizza tramite l'interazione tra l'energia solare ricevuta dalla superficie e quella radiata verso l'atmosfera e lo spazio. L'energia solare giunge sulla Terra principalmente sotto forma di radiazione visibile, ma una parte rilevante viene restituita all'atmosfera in forma di radiazione infrarossa emessa dalla superficie terrestre. Questo scambio termico, che coinvolge processi come la convezione, la conduzione e il rilascio di calore latente durante la condensazione dell'umidità, tende a mantenere globalmente bilanciato l'apporto e la dispersione di energia, stabilizzando la temperatura media del pianeta. Tuttavia, questa stabilità globale nasconde una distribuzione disomogenea del riscaldamento: le regioni equatoriali ricevono una quantità di energia solare significativamente maggiore rispetto ai poli. Questo gradiente termico genera differenze di pressione atmosferica e innesca movimenti convettivi nell'atmosfera. L'aria calda e meno densa delle regioni equatoriali tende a salire, creando zone di bassa pressione, mentre l'aria fredda e più densa delle regioni polari tende a scendere, generando zone di alta pressione. Questi movimenti verticali dell'aria contribuiscono alla formazione delle celle di circolazione atmosferica. Il moto delle masse d'aria è organizzato in tre principali celle di circolazione:

- La Cella di Hadley, tra l'equatore e i 30° di latitudine, si caratterizza per l'aria calda che sale dall'equatore e si sposta verso i tropici, dove si raffredda e scende.
- La Cella di Ferrel, tra i 30° e i 60°, funziona in maniera opposta rispetto alla Cella di Hadley, con l'aria che sale alle alte latitudini e scende verso i tropici.
- La Cella Polare, che si estende oltre i 60°, è dominata dall'aria fredda che scende ai poli e si sposta verso le latitudini inferiori.

Queste cellule atmosferiche, combinate con l'effetto della rotazione terrestre, generano i principali venti globali: gli alisei, che soffiano dai tropici verso l'equatore con direzione nord-est o sud-est, i venti occidentali, prevalenti nelle medie latitudini, e i venti polari, tipici delle alte latitudini.

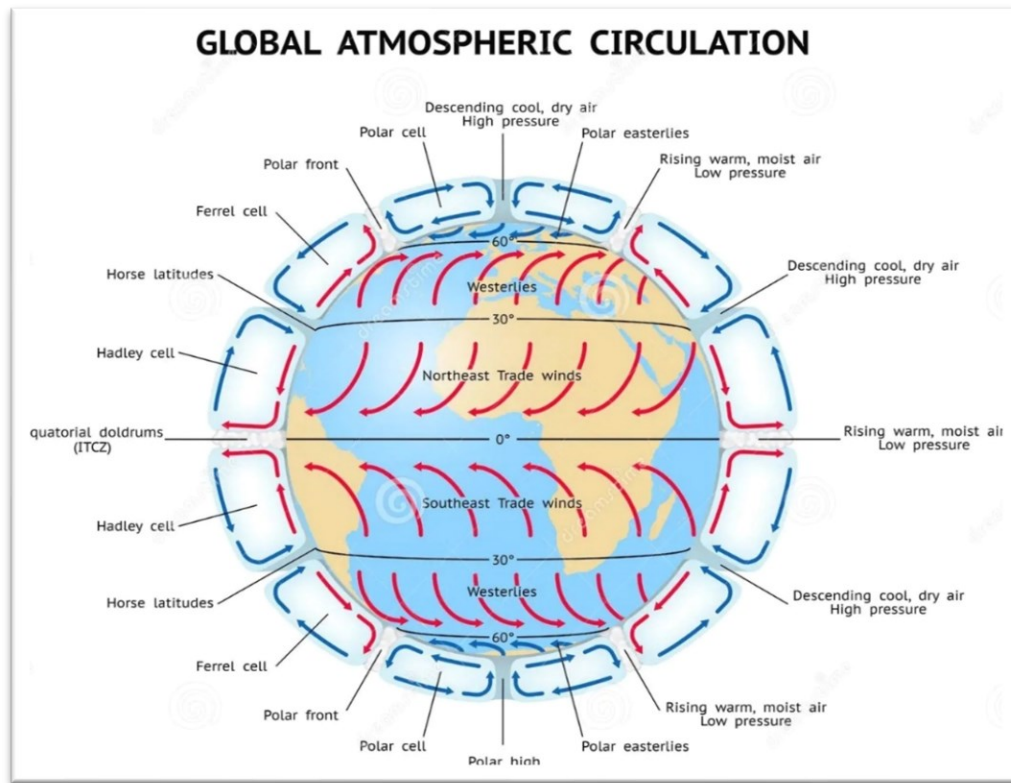


Figura 1.1 Circolazione globale

Le turbine eoliche sfruttano l'energia cinetica del vento per generare elettricità, con un'efficienza che dipende dalla velocità e dalla costanza del vento in un determinato sito. Per valutare il potenziale eolico, è essenziale monitorare per almeno un anno parametri come velocità e direzione del vento, utilizzando strumenti come la *rosa dei venti* per visualizzare le direzioni prevalenti. I venti associati ai punti cardinali includono:

- Tramontana (N): Un vento freddo e secco proveniente da nord, spesso legato al bel tempo.
- Grecale (NE): Un vento forte, tipico del periodo invernale, che soffia verso il Mediterraneo dalla penisola balcanica.
- Levante (E): Vento proveniente dai Balcani; può essere estremamente freddo d'inverno o torrido d'estate.
- Scirocco (SE): Vento caldo e umido di origine africana, spesso foriero di piogge, che attraversa il Mediterraneo caricandosi di umidità.
- Libeccio (SW): Vento turbolento e improvviso che colpisce il Mediterraneo occidentale.

- Ponente (W): Vento fresco che segue le perturbazioni atlantiche, sinonimo di instabilità.
- Maestrale (NW): Un vento freddo e secco, noto per la sua intensità nel Golfo del Leone e nelle regioni del Mediterraneo occidentale.

A questi si aggiungono venti locali come la Bora, un vento catabatico violento che soffia sull'Adriatico, e il Foehn, un vento discendente che provoca aumenti rapidi di temperatura.

1.2 La turbolenza atmosferica e il suo ruolo nella dinamica del vento

La turbolenza atmosferica è uno dei fenomeni più complessi e importanti nello studio del vento, soprattutto nel contesto della produzione di energia eolica. Essa si manifesta come un moto irregolare e caotico delle masse d'aria, caratterizzato dalla sovrapposizione di vortici di diversa dimensione e scala temporale. Questi vortici, che possono variare da dimensioni macroscopiche a microscopiche, influenzano la distribuzione di energia, quantità di moto e calore nell'atmosfera, rendendo il flusso del vento altamente variabile.

La turbolenza atmosferica è spesso descritta attraverso lo spettro di Van der Hoven, che distingue le variazioni lente del vento su scala meteorologica, come i fronti atmosferici, dalle fluttuazioni rapide e locali causate dalla rugosità del terreno e da ostacoli fisici. In questo contesto, il trasferimento di energia all'interno del flusso turbolento avviene tramite un processo di cascata energetica: l'energia cinetica viene trasferita dai vortici più grandi a quelli di dimensioni minori, fino a essere dissipata per effetto viscoso nei vortici più piccoli.

Il vento che alimenta le turbine eoliche si sviluppa all'interno dello strato limite atmosferico (Atmospheric Boundary Layer, ABL), la porzione più bassa della troposfera direttamente influenzata dalla superficie terrestre. Questo strato è particolarmente importante perché è qui che il vento interagisce con il suolo, subendo rallentamenti, variazioni di direzione e generando turbolenza. Lo spessore dello strato limite varia da poche centinaia di metri a circa 2 chilometri, in funzione delle condizioni atmosferiche e dell'ora del giorno. Durante il giorno, il riscaldamento del suolo amplifica i moti convettivi e aumenta lo spessore dello strato limite, mentre di notte, con il raffreddamento della superficie terrestre, lo strato si restringe e si stabilizza.

All'interno dello strato limite, si distinguono due regioni principali. La prima è lo strato limite superficiale, che si estende fino a circa 100-200 metri dal suolo ed è dominato dall'attrito con la superficie terrestre. In questa regione, la velocità del vento aumenta con l'altezza seguendo profili

ben definiti, descritti dalla legge logaritmica o dalla legge esponenziale, entrambe influenzate dalla rugosità del terreno. La seconda è lo strato superiore, dove l'effetto dell'attrito diminuisce e il vento subisce l'influenza della forza di Coriolis, che provoca una rotazione progressiva della direzione con l'altezza, nota come Spirale di Ekman.

Il Prandtl Layer (Strato limite superficiale) si estende fino a circa 100-200 metri sopra la superficie terrestre ed è dominato dall'attrito con il suolo. Qui, il vento subisce un forte rallentamento e la sua velocità varia significativamente con l'altezza. La variazione del vento segue generalmente la **legge logaritmica**:

$$U(z) = \frac{u_*}{k} \ln\left(\frac{z}{z_0}\right) \quad (1.1)$$

Dove:

- $U(z)$ velocità del vento a un'altezza z .
- u_* : velocità di attrito
- k : costante di von Karman (≈ 0.4).
- z_0 : lunghezza di rugosità, che dipende dalla superficie (es. mare, foreste, aree urbane).

A nostra disposizione abbiamo anche la **legge esponenziale** che viene utilizzata per rappresentare la variazione della velocità del vento fino alla sommità dello strato limite:

$$U(z) = U_{ref} \left(\frac{z}{z_{ref}}\right)^\alpha \quad (1.2)$$

In cui α dipende dalla rugosità del terreno.

In questo strato, la turbolenza è intensa a causa dell'interazione diretta con la superficie terrestre. La rugosità del terreno gioca un ruolo cruciale, determinando sia la velocità che il livello di mescolanza turbolenta.

Al di sopra del Prandtl Layer si trova l'Ekman Layer, dove l'influenza dell'attrito diminuisce progressivamente e il flusso del vento è dominato dalla competizione tra la forza di Coriolis e il gradiente di pressione. Qui il vento inizia a deviare rispetto alla direzione del gradiente di pressione, seguendo un andamento elicoidale noto come spirale di Ekman. Questo fenomeno porta il vento a

ruotare gradualmente con l'altezza, inclinando la direzione verso destra nell'emisfero settentrionale (e verso sinistra in quello meridionale).

Al di sopra dello strato di Ekman, il vento diventa geostrofico, scorrendo parallelamente alle isobare in equilibrio tra il gradiente di pressione e la forza di Coriolis. In questa regione, il vento non è più influenzato dall'attrito e raggiunge velocità più elevate rispetto agli strati inferiori. [29]

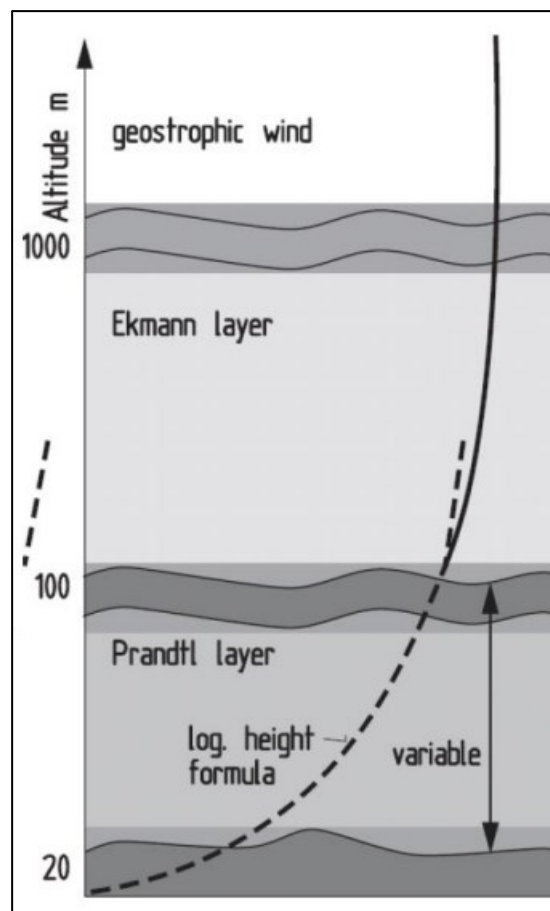


Figura 1.2 Spirale di Ekman

Nel contesto dell'energia eolica, la turbolenza influisce sulla performance e sulla durabilità delle turbine. Viene misurata attraverso parametri come l'intensità della turbolenza (I_t) e la lunghezza di scala (L). Le fluttuazioni del vento causano carichi dinamici sulle pale e sulla torre, aumentando l'usura e riducendo l'efficienza aerodinamica. Inoltre, nei parchi eolici, la turbolenza generata dalle turbine a monte influenza negativamente quelle poste a valle, riducendo la produzione complessiva di energia.

Il comportamento del vento nello strato limite è anche determinato dal profilo verticale della velocità. Questo profilo dipende dalla lunghezza di rugosità del terreno, che rappresenta le asperità della superficie terrestre e il livello di interazione con il vento. La velocità del vento aumenta con l'altezza, poiché l'effetto dell'attrito diminuisce, e segue modelli teorici come la legge logaritmica, che incorpora parametri come la velocità di attrito e la lunghezza di rugosità, o la legge esponenziale, che tiene conto delle variazioni del tipo di terreno.

Per avere la piena comprensione della turbolenza, possiamo fare una distinzione in base ai meccanismi fisici che la generano:

- Turbolenza meccanica: è causata dall'attrito tra il vento e la superficie terrestre. Più il terreno è irregolare o rugoso, maggiore è l'energia turbolenta generata. È comune in aree urbane o montuose, dove ostacoli fisici (edifici, foreste, rilievi) perturbano il flusso del vento.
- Turbolenza termica: Deriva dai moti convettivi generati da differenze di temperatura tra il suolo e l'atmosfera sovrastante. Quando il terreno si riscalda rapidamente, come durante il giorno in condizioni di cielo sereno, si creano correnti ascendenti di aria calda che si mescolano con l'aria più fredda, generando turbolenza.
- Turbolenza di scia: Si forma dietro ostacoli come edifici, montagne o turbine eoliche. La scia generata da un ostacolo è caratterizzata da vortici che possono propagarsi per centinaia di metri o più, riducendo la velocità e aumentando l'instabilità del vento a valle.

Come già anticipato poco fa, l'intensità della turbolenza (I_t) è una misura che confronta l'ampiezza delle fluttuazioni del vento rispetto alla sua velocità media. Si calcola come:

$$I_t = \frac{\sigma_u}{U} \quad (1.3)$$

Dove σ_u è la deviazione standard della velocità del vento e U è la velocità media del vento.

In base al valore di I_t possiamo effettuare la distinzione in bassa, media e alta turbolenza.

Quelli che hanno valore $I_t < 0.10$ sono siti a *bassa turbolenza* e ciò si verifica in aree con superfici lisce, come mari calmi o deserti. Il flusso del vento è regolare e laminare.

Con valori di $0.10 < I_t < 0.20$ sono siti a *media turbolenza* e li troviamo in zone collinari o agricole dove il vento incontra ostacoli moderati.

Parliamo invece di *alta turbolenza* quando $I_t \geq 0.20$ ed è tipica di aree urbane, foreste fitte o terreni montuosi, dove la rugosità e gli ostacoli creano instabilità significative nel flusso.

Lo standard internazionale IEC (International Electrotechnical Commission) 61400-1 classifica la turbolenza in base alla velocità di riferimento del vento (V_{ref}) e al livello di intensità (I_{t15}), misurato a una velocità di 15 m/s. Questa classificazione è utilizzata per progettare turbine eoliche in grado di resistere ai carichi dinamici generati dalla turbolenza:

Wind turbine class		I	II	III	S
V_{ref}	(m/s)	50	42,5	37,5	Values specified by the designer
A	I_{ref} (-)	0,16			
B	I_{ref} (-)	0,14			
C	I_{ref} (-)	0,12			

Figura 1.3: classificazione turbolenza in base alla norma IEC

Capitolo 2: Analisi territoriale su Global mapper

Dopo aver fatto un preambolo su quello che è il processo fisico che è alla base della produzione di energia estraibile dagli aerogeneratori, possiamo entrare nel vivo delle analisi condotte sul terreno.

È importante conoscere le caratteristiche del nostro terreno e per fare questo è stato utilizzato il software *Global Mapper* ed è uno strumento avanzato di analisi geografica che permette di gestire e analizzare dati spaziali con elevata precisione. In questo studio, Global Mapper è stato utilizzato per condurre un'analisi approfondita del terreno, finalizzata alla valutazione della fattibilità di un impianto eolico in una specifica area. La sua capacità di integrare vari tipi di dati, come modelli digitali del terreno (DTM), immagini satellitari e dati geospaziali, ha reso possibile un'accurata simulazione del sito, valutando i fattori critici come l'orografia o di infrastrutture esistenti. Utilizzando strumenti di analisi avanzati come il calcolo delle pendenze, l'individuazione delle zone più idonee all'installazione delle turbine eoliche, e l'integrazione di dati climatici, Global Mapper ha permesso di ottenere un quadro completo delle caratteristiche fisiche e ambientali dell'area in esame. Il software ha, quindi, rappresentato una risorsa fondamentale per la valutazione preliminare del sito. Il modello digitale del terreno che verrà fornito a WindSim è un file che possiede un'estensione .gws che viene appunto estratto da Global Mapper.

2.1 Localizzazione area geografica e analisi territoriale

Per prima cosa bisogna distinguere tra concetto di 'località' e 'sito'.

La scelta della località si effettua attraverso il consulto di mappe territoriali che danno distribuzione di velocità a varie altezze dal terreno. Per 'sito' si intende invece il posto in cui verranno costruite gli aerogeneratori. Nel caso analizzato, si sta facendo riferimento ad un impianto di produzione di energia elettrica mediante lo sfruttamento del vento costituito da aerogeneratori da installare nel Comune di Ascoli Satriano (FG) in località "Pozzo Spagnuolo", "Conca D'oro", "Tamariceto", "Posticchio" e con opere di connessione ricadenti anche nel comune di Deliceto (FG).

Il sito di installazione è localizzato nel sud dell'Italia, nella regione Puglia a circa 4,5 Km in direzione Sud-Est dal centro del comune di Castelluccio dei Sauri, a circa 12 Km in direzione Est Nord-Est dal Comune di Deliceto ed a circa 7 km ad in direzione Nord-Ovest del comune di Ascoli Satriano (FG).

Nell'intorno del punto di installazione l'area si presenta a carattere collinare con il suolo che, anche per tutta l'area limitrofa, evidenzia una variabilità topografica ed altimetrica trascurabile tali da classificare il suolo come certamente non complesso e le cui altitudini medie si attestano nell'intorno dei 200 m s.l.m. È stata elaborata la stima di produzione energetica considerando lo stato attuale e quindi tenendo in conto la presenza delle turbine già installate (di grande e/o di piccola taglia) site in area limitrofa al fine di valutare eventuali interferenze.

Nel suo insieme l'area in esame risulta certamente essere ben esposta ai venti dominanti che provengono sostanzialmente dai settori Sud Ovest e Nord Ovest.

È stata effettuata un'analisi approfondita dell'orografia e della rugosità del terreno allo scopo di valutare l'idoneità del sito dove è situato l'anemometro e dove poi verranno installati gli aerogeneratori. Per effettuare l'analisi orografica si è utilizzato la 'ASTER GDEM v3 Worldwide elevation' (1 Arc-Second Resolution), una campagna di acquisizione dati molto precisa effettuata in collaborazione con la National Aeronautics and Space Administration (NASA) e questo è possibile grazie all'utilizzo di tecnologie radar avanzate. Successivamente, viene creato il contorno partendo dal punto in cui è situato il LIDAR, tramite i kmz che ricavo da Google Earth Pro. Una volta individuati e convertiti latitudine e longitudine da UTM a WGS, è stato identificato il settore di interesse.

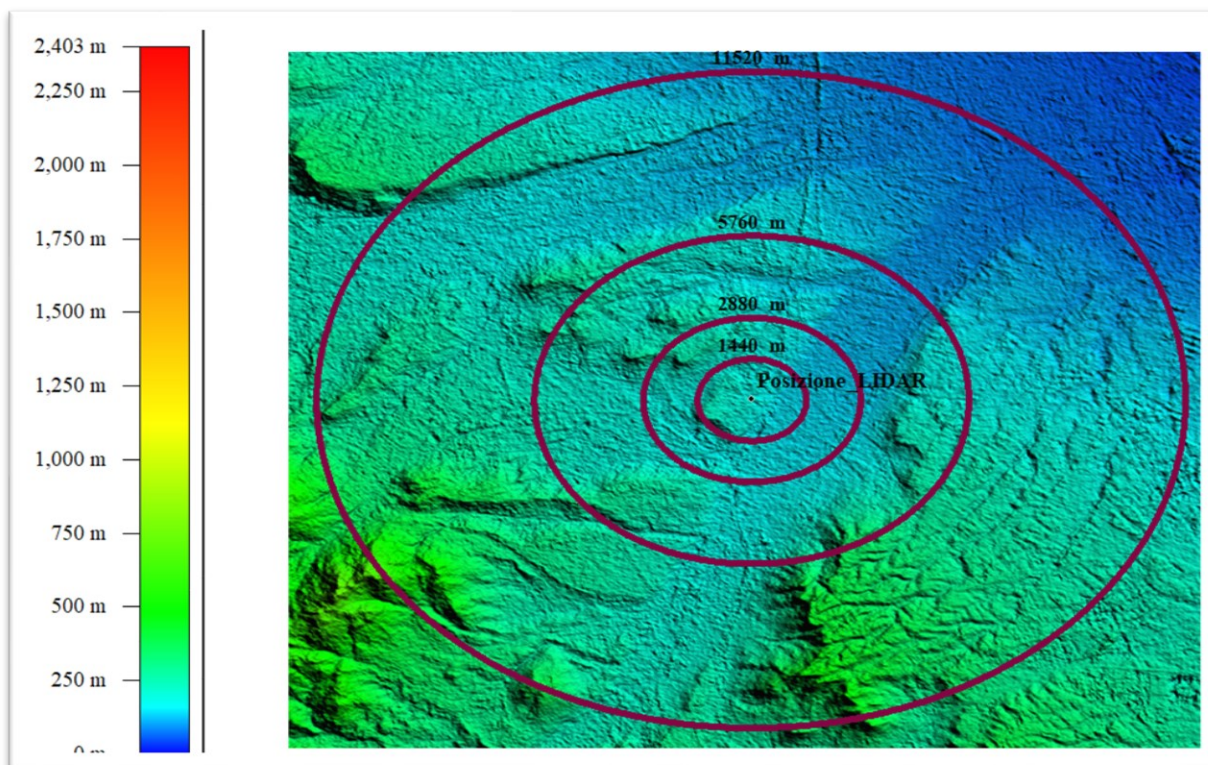


Figura 2.1: Modello digitale esportato da Global Mapper

Attraverso il consulto della norma IEC 61400-12-1 dà modo di capire come approcciarsi allo studio dell'analisi territoriale. Come si vede anche dall'immagine precedente (*figura 2.1*), si individuano delle circonferenze di raggio $2L$, $4L$, $8L$ e $16L$ in cui L è la distanza tra LIDAR e aerogeneratore più vicino e il centro viene rappresentato dalla posizione in cui è situato l'anemometro e quindi grazie a questo, riusciamo a capire quanto sarà vasta la porzione di terreno che verrà esportata poi su WindSim.

Sono state individuate le curve di iso-livello che vanno a caratterizzare il territorio e si può notare come l'area presa in esame ha un'altitudine variabile tra i 140m e i 650 metri.

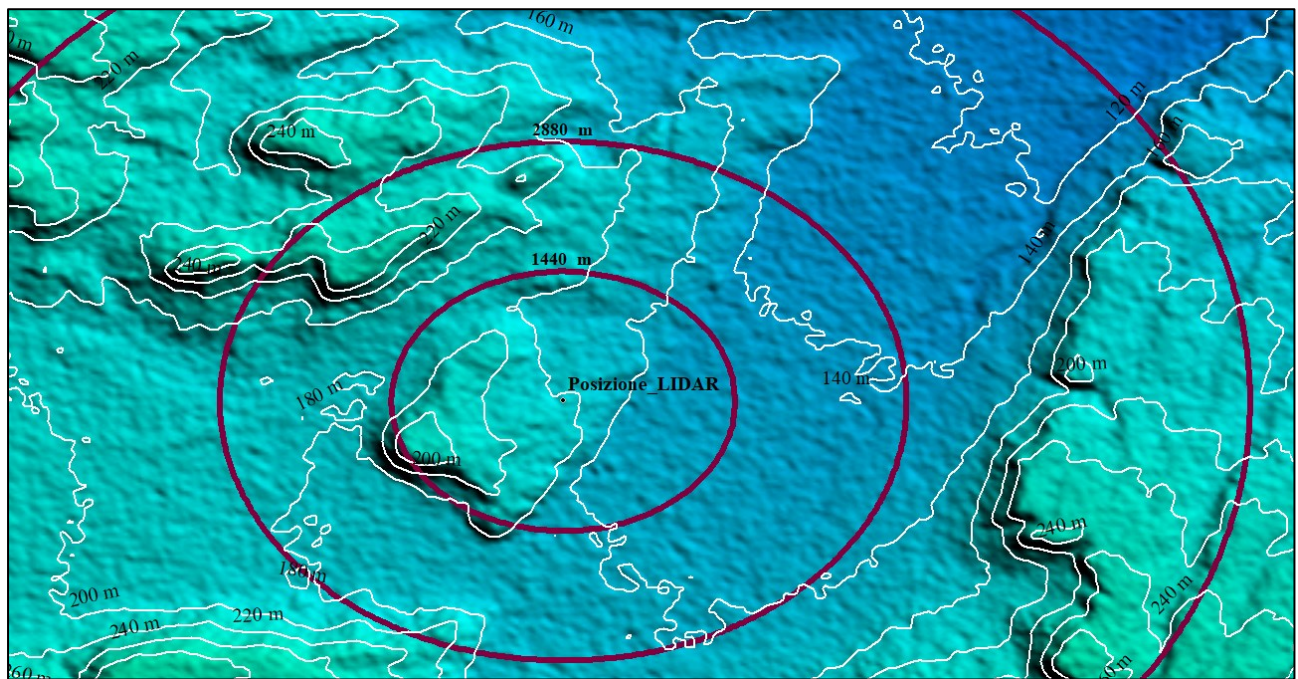


Figura 2.2: Altitudine in prossimità del Lidar

Nella zona dove è situato il LIDAR vediamo come l'altitudine rimane costante ed è condizione necessaria per avere una corretta campagna anemometrica e avere una precisione maggiore di dati. Inoltre, la pendenza del territorio non è elevata come si può notare dalla figura e questo a dimostrazione che l'orografia non è complessa.

Andando più nel dettaglio con le analisi dello *slope*, riusciamo a identificare che la zona presa in considerazione non ha un'inclinazione accentuata.

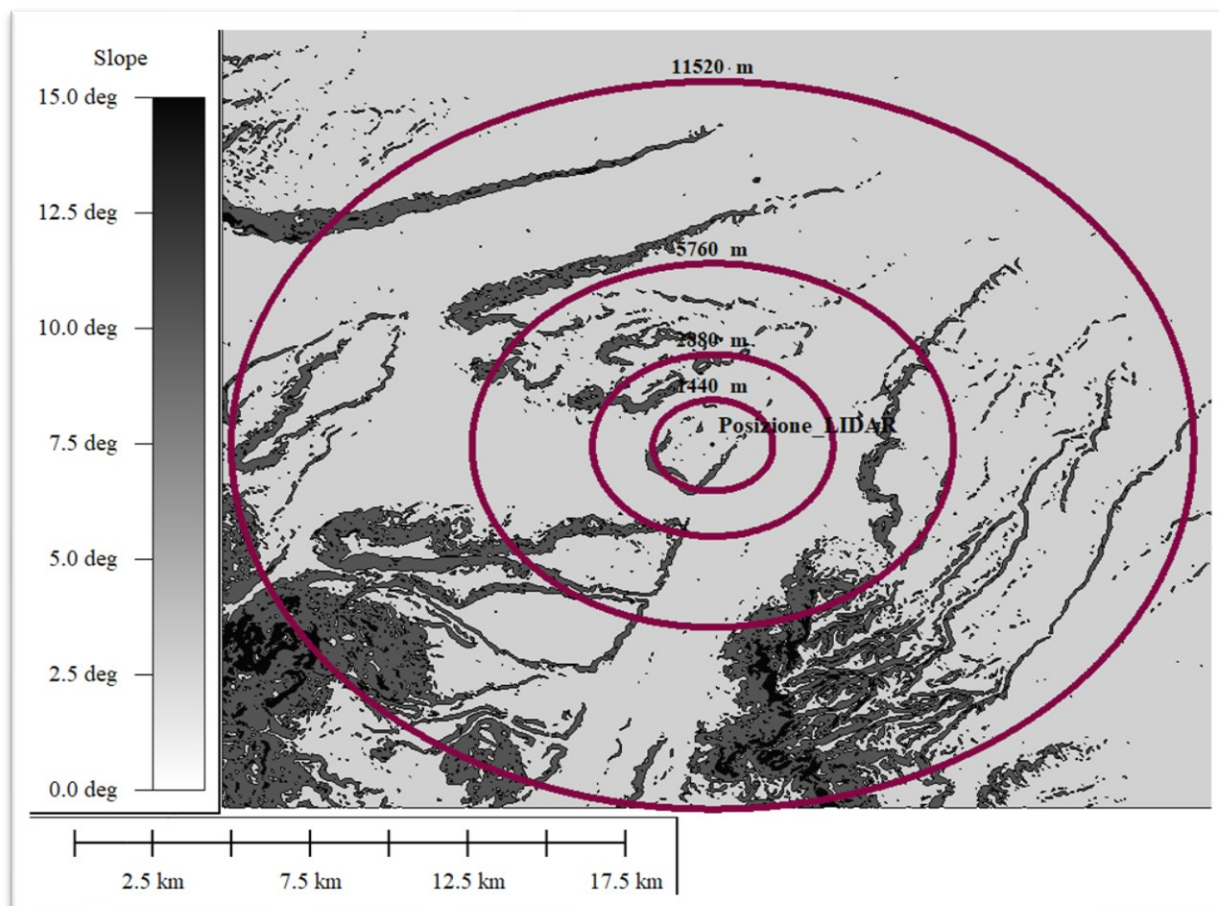


Figura 2.3 Mappa con evidenza sullo slope

La trattazione poi si è sviluppata incentrandosi sullo studio delle creste. Le creste del terreno, essendo zone di alta elevazione, giocano un ruolo importante nell'analisi dei siti eolici, in quanto possono influenzare significativamente la velocità e la direzione dei venti. In generale, la topografia, come le creste, può accelerare il flusso d'aria, creando zone con venti più forti e costanti. Questo fenomeno, noto come effetto di accelerazione del vento, è cruciale per la scelta di un sito idoneo per l'installazione delle turbine eoliche. Le creste possono anche fungere da aree di convergenza dei venti, dove flussi provenienti da diverse direzioni si incontrano e aumentano la velocità del vento. È importante, quindi, esaminare i dati di ventosità in relazione alla topografia, per capire se le creste siano effettivamente vantaggiose per l'energia eolica.

Inoltre, la presenza di creste può generare turbolenza, un fenomeno che si verifica quando l'aria, accelerando su un versante, perde velocità e diventa instabile sul versante opposto. Questo potrebbe influire sull'efficienza delle turbine eoliche, che operano meglio in condizioni di vento stabile. Pertanto, l'analisi della ventosità dovrebbe prendere in considerazione la possibilità di turbolenze, che potrebbero essere più pronunciate vicino a creste particolarmente elevate o con pendenze ripide. Le creste, in quanto aree elevate, sono solitamente esposte a venti più forti rispetto alle pianure circostanti. Tuttavia, la velocità del vento può variare in base alla direzione predominante, che può

essere influenzata dalla geometria del terreno. L'analisi della ventosità deve quindi essere fatta considerando la topografia per determinare se queste aree di alta elevazione siano adatte per

l'installazione delle turbine, dato che richiedono venti sufficientemente forti e regolari per funzionare in modo efficiente.

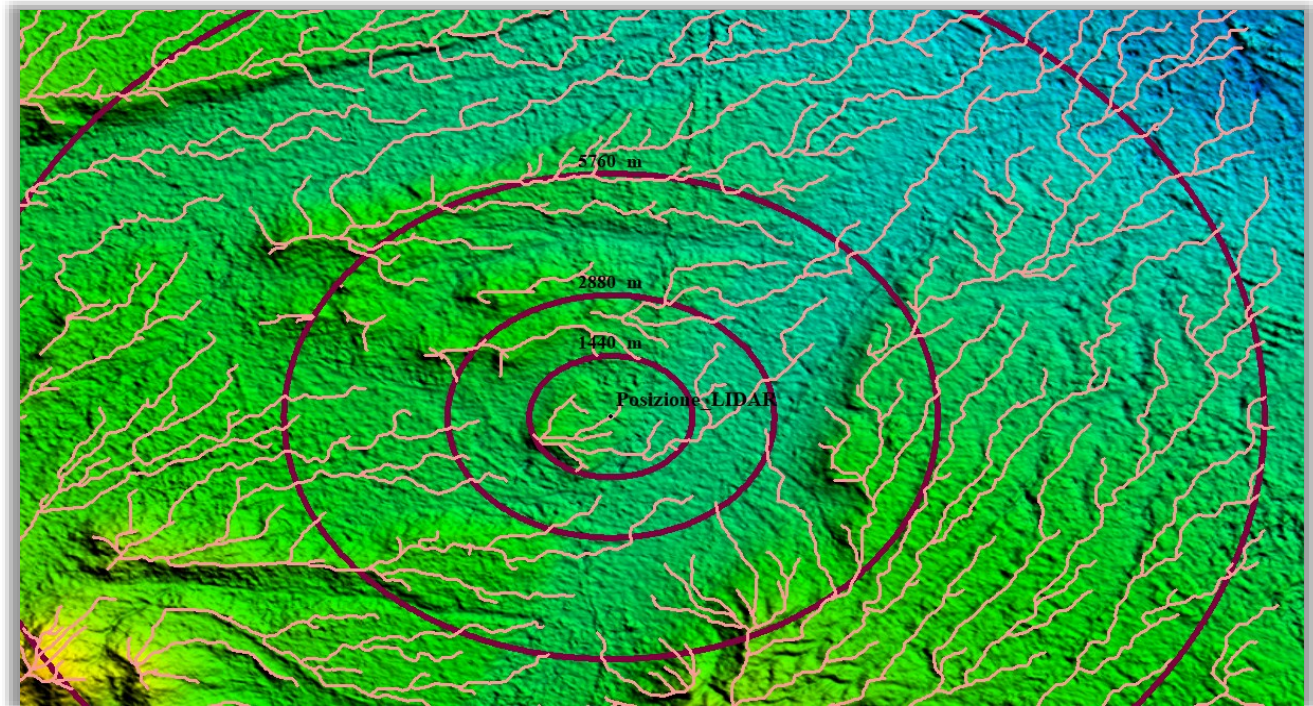


Figura 2.4 Studio delle creste

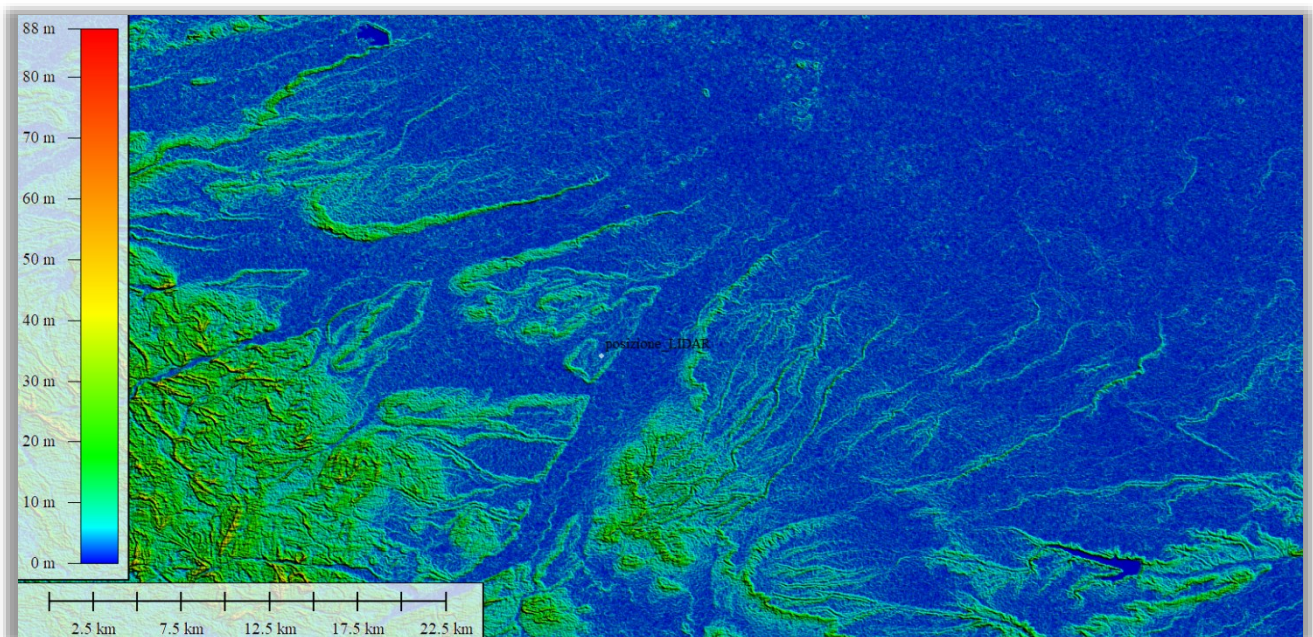


Figura 2.5 Analisi rugosità tramite DEM a 30 metri

È stata poi analizzata la rugosità del territorio (*Figura 2.5*), che può influenzare diversi aspetti legati alla progettazione e performance dell'impianto, come la resistenza del vento e la disposizione delle turbine. In particolare, la rugosità del terreno può modificare la velocità e la direzione del vento, quindi è un fattore importante nella valutazione del potenziale eolico di una determinata area. La rugosità si riferisce alla "asperità" o alla "durezza" della superficie del terreno. In termini più tecnici, è un parametro che descrive come il terreno interagisce con il flusso d'aria. La rugosità può essere influenzata da diversi fattori, come la presenza di edifici, alberi, vegetazione o altre strutture naturali o artificiali. In genere, si distinguono diverse classi di rugosità: da terreni molto lisci (come oceani o deserti) a terreni molto rugosi (come aree urbane o terreni boschivi). Queste categorie possono essere utilizzate per determinare la velocità del vento a diverse altezze. Global Mapper è uno strumento che può essere utilizzato per analizzare il terreno e generare mappe di rugosità. Si possono usare modelli digitali di elevazione (DEM) o modelli 3D del terreno per determinare la variazione della rugosità. Una rugosità troppo alta può ridurre il rendimento delle turbine, perché rallenta il vento che arriva alle pale. D'altro canto, se il terreno è molto liscio, il flusso del vento sarà meno disturbato e quindi le turbine eoliche potrebbero operare in modo più efficiente. In aree più rugose, potrebbe essere necessario installare turbine più alte per evitare che l'interazione con la superficie influisca troppo sulle prestazioni.

Una volta fatto ciò, tramite 'land cover' nella sezione 'connect to online data' esporto la CORINE Land Cover Europe 2012. Questo dataset è stato sviluppato e aggiornato dall'Agenzia Europea dell'Ambiente (EEA) ed è parte di un progetto che monitora la copertura del suolo in Europa, offrendo informazioni dettagliate sulla distribuzione delle diverse tipologie di uso del suolo. La risoluzione spaziale del dataset è generalmente di 100 metri per pixel, il che permette una buona rappresentazione delle dinamiche del paesaggio a livello regionale o nazionale.

Per applicare la rugosità all'interno del nostro progetto e verificare che essa sia corretta, devo utilizzare il comando *analysis e roughness* in modo tale che si crei la mappa di rugosità.

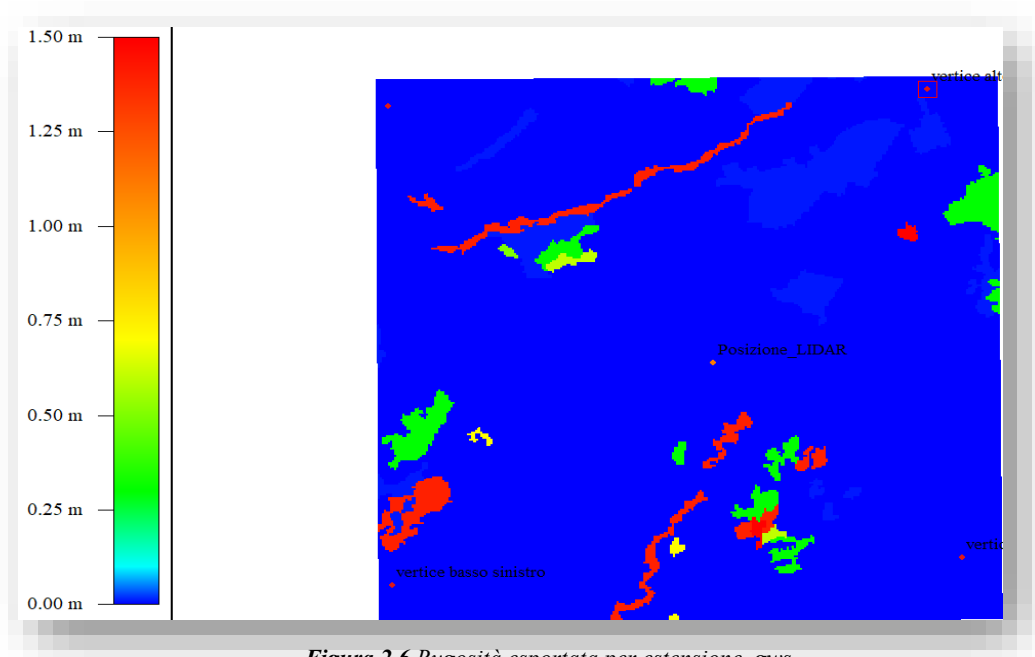


Figura 2.6 Rugosità esportata per estensione. gws

Orografia	Z0
Superficie ghiacciata	0.00001 ÷ 0.0001
Sabbia e mare aperto senza onde	0.0001 ÷ 0.001
Superficie nevosa	0.001 ÷ 0.006
Erba falciata	0.001 ÷ 0.01
Terreno incolto	0.02 ÷ 0.03
Erba alta	0.04 ÷ 0.1
Foresta di pini	0.9 ÷ 1.0
Periferie urbane poco abitate	0.2 ÷ 0.4
Periferie urbane abitate	0.8 ÷ 1.2
Centri urbani	2.0 ÷ 3.0

Figura 2.7 Tabelle rugosità

Vedendo le immagini precedenti (*Figure 2.5 e 2.6*) e confrontandole con la tabella (*Figura 2.7*) si può notare la coerenza tra i valori e che ci si trova nella zona ‘terreno incolto’ o ‘terreni aperti con poche case’.

Questo vuol dire che non ci sono ostacoli per l’installazione degli aerogeneratori e che quindi il sito non presenta particolari problematiche.

2.2 Sopralluogo Ascoli Satriano

È stato effettuato un sopralluogo presso quello che dovrà essere lo spazio dedicato alla nascita del parco eolico. Il fine ultimo era quello di valutare se le aree che avrebbero dovuto ospitare gli aerogeneratori fossero legate a qualche tipo di vincolistica e per confermare che l'orografia del terreno fosse pianeggiante o comunque non complessa.

L'ispezione è avvenuta utilizzando una fotocamera, un cavalletto stabilizzatore e una bussola. È stata utilizzata una Canon EOS 4000D con un obiettivo focale EF-S 18-55 mm f.

Dopo essersi recati alle coordinate geografiche degli aerogeneratori, per ciascuna posizione sono state scattate dodici foto, una per ogni settore, da 0° a 330° così da avere una panoramica dell'area dove sarà installata la macchina. Di seguito vengono mostrate una serie di immagini scattate il giorno del sopralluogo e poi due esempi di foglio A3 che racchiude direzione e caratteristiche delle posizioni degli aerogeneratori. (sono stati inseriti due esempi per questioni di spazio)



Figura 2.8 Rilevamento fotografico



Figura 2.9 Foto dei Lidar di Ascoli



Figura 2.10 Esempi posizioni di interesse

Direzione 300°

Direzione 330°

Direzione 0°

Direzione 30°

Direzione 60°

Coordinate
Turbina:

LAT: 41,3015;
LONG:15,5445

X_UTM: 545585;
Y_UTM: 4572375



L'aerogeneratore, come si può dedurre in figura, presenta una certa vicinanza ad un'altra turbina eolica e ciò potrebbe causare perdite di scie e di conseguenza sottostimare la produzione di energia da essa

Direzione 270°

Direzione 90°

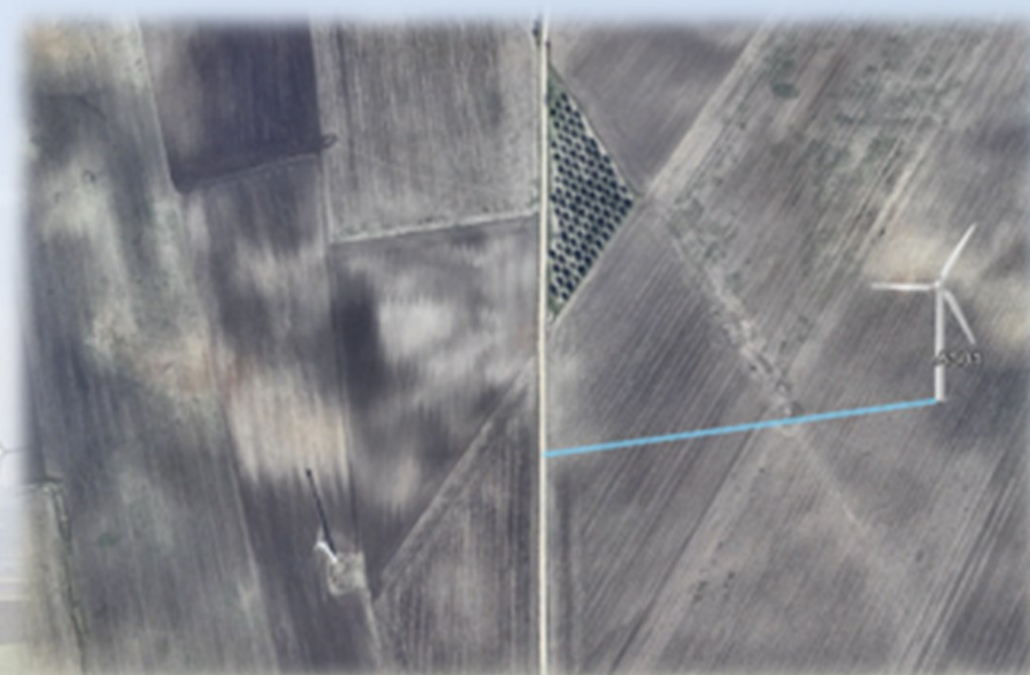
Direzione 240°

Direzione 120°

Direzione 210°

Direzione 180°

Direzione 150°



Direzione 300°



Direzione 330°



Direzione 0°



Direzione 30°



Direzione 60°



Direzione 270°



**Coordinate
Turbina:**
LAT: 41,2805;
LONG: 15,5232
X_UTM: 543817;
Y_UTM: 4570027



L'aerogeneratore, come si può dedurre in figura, è in prossimità di un avvallamento e quindi importante è lo studio di ventosità da prendere in considerazione per vedere come questo impatta sulla turbina.

Direzione 90°



Direzione 240°



Direzione 120°



Direzione 210°



Direzione 180°



Direzione 150°



Capitolo 3: Gli strumenti di misura del vento

I dati di partenza di cui si ha bisogno per effettuare la valutazione della risorsa eolica sono quelli meteorologici, dai quali è possibile estrapolare tutte le informazioni utili per la stima della potenzialità energetica; pertanto, la fase dell'acquisizione dei dati deve essere affrontata con cura. In particolare, avere informazioni specifiche riguardanti velocità del vento, modelli meteorologici e del terreno è la condizione per avviare la progettazione del parco.

Ovviamente quando abbiamo a che fare con turbine sempre più grandi è necessario avere dei dati il più precisi possibili in modo tale da non sottostimare la produzione che il parco eolico può dare.

3.1 Torri anemometriche

Le misurazioni del sito avvengono tramite una serie di torri anemometriche, posizionate in maniera strategica nella sezione di interesse e con tutti gli strumenti necessari a diverse altezze per avere una corretta misurazione. Ne esistono di due tipologie:

- torre anemometrica tubolare;
- torre anemometrica a traliccio;

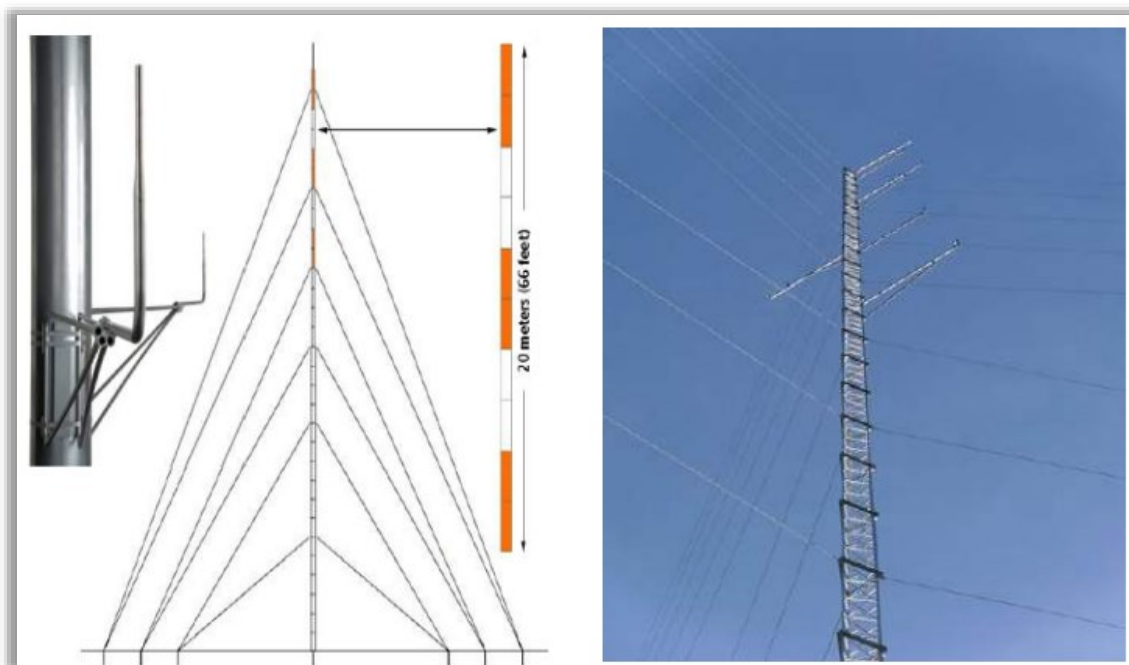


Figura 3.1 Esempio di torri di misura

Le stazioni anemometriche di tipologia tubolare vengono utilizzate per misurazioni fino a 40 metri e nel caso dovesse subire manutenzione deve essere smontata completamente. Sono costituite da un singolo tubo di acciaio che si eleva verticalmente. La struttura tubolare è molto solida e resistente, ma al tempo stesso ha una minore sezione trasversale rispetto alla torre tralicciata, il che la rende visivamente meno invadente.

Mentre per altezze più rilevanti si ricorre alla soluzione della torre a traliccio in quanto garantisce una maggiore rigidità meccanica poiché hanno una struttura a rete di acciaio che forma un traliccio. Sono in grado di resistere a carichi elevati e a condizioni atmosferiche estreme. La forma a traliccio permette alla torre di avere una distribuzione delle forze molto efficiente, specialmente in condizioni di vento forte. La struttura è anche abbastanza flessibile, il che le consente di adattarsi meglio ai movimenti del vento. Dal punto di vista del costo, le torri tralicciate sono generalmente meno costose rispetto alle torri tubolari. Ciò è dovuto alla minore quantità di materiale necessario per costruirle e alla semplicità della loro progettazione. Tuttavia, un aspetto che le rende meno favorevoli rispetto alle torri tubolari è la necessità di una manutenzione maggiore. Poiché le torri tralicciate sono composte da più parti e giunzioni, queste aree possono essere soggette a corrosione o danneggiamento, richiedendo interventi di manutenzione periodica per mantenere la struttura in buone condizioni. Le torri tralicciate sono inoltre più visibili rispetto alle torri tubolari, il che le rende meno adatte in contesti paesaggistici sensibili. La loro struttura, infatti, può risultare più impattante dal punto di vista visivo e meno adatta in aree di particolare interesse naturale o paesaggistico. Inoltre, la necessità di installare una base di supporto piuttosto grande per sostenere la torre aumenta l'impatto ambientale e lo spazio richiesto.

La torre anemometrica viene completata dal data logger, normalmente equipaggiato con un pannello fotovoltaico di servizio alle batterie, che si occupa dell'acquisizione dei dati di misura e del loro trattamento statistico. I dati vengono tipicamente memorizzati con intervalli di 10 min e fanno riferimento ai valori medi, alle deviazioni standard, ai minimi ed ai massimi nell'intervallo di salvataggio. Possiede al massimo 16 bit ed ha una frequenza di campionamento in genere 1 Hz e questo perché abbiamo a che fare con i fenomeni del vento che sono lenti e vengono apprezzati in questo margine di frequenza. I dati vengono poi immagazzinati nella scheda di memoria e vengono spediti ad intervalli di tempo definiti dall'utente mediante schede GSM o alternative [2].

In cima alle torri vengono installati quelli che sono gli strumenti più importanti per acquisire i dati ventosi e sono gli anemometri.

Gli **anemometri** sono strumenti utilizzati per misurare la velocità e la direzione del vento, e sono fondamentali in numerosi ambiti, tra cui l'energia eolica, la meteorologia e l'aviazione. Nel contesto dell'eolico, un'accurata misurazione del vento è essenziale per determinare l'efficienza di una turbina eolica e scegliere i siti migliori per gli impianti. Inoltre, la tecnologia degli anemometri si è evoluta, con l'introduzione di dispositivi avanzati come il **LIDAR** (Light Detection and Ranging), che offre metodi innovativi per misurare il vento.

3.2 Anemometro a coppette

L'anemometro a coppe è uno dei modelli più tradizionali e conosciuti. È ampiamente utilizzato per misurare la velocità del vento in vari contesti, dalla meteorologia all'industria. È dotato di tre o quattro coppe semisferiche montate su bracci metallici e disposte in modo da essere simmetriche e spesso montate su un asse orizzontale o inclinato. Inoltre, sono realizzate in materiale resistente al vento, come metallo o plastica robusta, e sono progettate per essere abbastanza leggere da ruotare facilmente, ma abbastanza robuste da resistere agli agenti atmosferici. I bracci, leggeri e progettati per ridurre l'attrito durante la rotazione, sono disposti in modo che siano distribuiti equamente attorno all'asse, generalmente con un angolo di 120° (tre coppe) o 90° (quattro coppe) tra di loro. Tutti i bracci sono montati su un unico asse che permette loro di ruotare in maniera libera e, attraverso questo sistema di rotazione, viene generato un campo magnetico captato da un sensore induttivo che in uscita fornirà un segnale elettrico induttivo che verrà inviato al data logger.



Figura 3.2 Esempio di anemometro a coppette

3.3 Anemometro a palette

È un anemometro composto da delle pale elicoidali e potrebbe essere montato con una banderuola annessa. È composto da un rotore con più pale (di solito da 3 a 4) disposte simmetricamente intorno a un perno centrale. Le pale sono progettate per essere mosse dal vento, facendo ruotare il perno. La velocità di rotazione del rotore è direttamente proporzionale alla velocità del vento. Grazie al sistema di rilevamento, la velocità del vento viene calcolata in base alla frequenza di rotazione delle pale. Le due tipologie degli anemometri si differenziano nella loro risposta alle fluttuazioni delle velocità del vento, ma non esiste un chiaro vantaggio di una tipologia rispetto all'altra. Tuttavia, nella pratica l'anemometro a coppetta risulta ad essere quello più comunemente usato.



Figura 3.3 Anemometro a palette

3.4 Anemometro a ultrasuoni

Uno degli strumenti più precisi e moderni attualmente. Utilizza onde sonore ad alta frequenza per misurare la velocità del vento. Gli ultrasuoni viaggiano tra due sensori posti a una certa distanza. La velocità del vento influisce sul tempo di volo dell'onda acustica, che viene utilizzato per calcolare la velocità del vento. Di conseguenza, non ha parti mobili, è estremamente preciso e può misurare sia la velocità che la direzione del vento in tempo reale. Viene utilizzato infatti per applicazioni avanzate come parchi eolici oppure nella ricerca meteorologica.



Figura 3.4 Anemometro ultrasonico

Capitolo 4: LIDAR e SONAR (Tecniche remote sensing)

Il successo di un progetto eolico dipende in gran parte dalla capacità dei progettisti di valutare accuratamente quanta energia può essere generata nell'area di interesse. Dettagli specifici sulla velocità del vento, i modelli climatici, le caratteristiche del terreno e altri fattori sono fondamentali per determinare la posizione e la progettazione del parco. Con l'aumento dell'altezza delle turbine, è essenziale raccogliere dati precisi sulle condizioni del vento a tali altitudini per ridurre al minimo le incertezze. A questo scopo, vengono utilizzati strumenti di misurazione remota, noti come "lidar".

Negli ultimi anni, le tecniche di remote sensing iniziano ad essere una valida alternativa delle torri anemometriche. Andando nel dettaglio, le tecniche che si sono sviluppate negli ultimi tempi sono proprio i SODAR (Sound Detection And Ranging) e i LIDAR (Light Detection and Ranging).

4.1 Il LIDAR

Il LIDAR (Light Detection and Ranging) rappresenta una tecnologia sempre più utilizzata per le misurazioni della velocità del vento, grazie alla sua capacità di migliorare lo sviluppo e la gestione dei progetti eolici, sia in fase di costruzione che durante l'operatività. Questa strumentazione offre due principali vantaggi rispetto alle tecnologie tradizionali di misurazione del vento:

- Permette di effettuare rivelazione a diverse altezze e in più punti con una singola configurazione.
- Consente misurazioni a lungo raggio in aree difficilmente accessibili.

Queste caratteristiche rendono il LIDAR particolarmente utile per ridurre i costi e semplificare la logistica, come nel caso delle misurazioni della velocità del vento offshore da postazioni costiere, o per rilevamenti su vasta scala in zone con accesso limitato o infrastrutture carenti.

Negli ultimi dieci anni, sono stati sviluppati vari modelli di LIDAR specifici per il settore dell'energia eolica. Questi strumenti possono essere utilizzati sia a terra che montati su navicella, contribuendo a ridurre le incertezze nelle valutazioni energetiche pre-costruzione e migliorando il valore economico dei progetti.

Nel contesto eolico, esistono due principali categorie di sistemi LIDAR: sistemi a terra (ground-based) e sistemi montati su navicella (nacelle-mounted).

La prima categoria, quella dei LIDAR a terra, è particolarmente adatta per:

- Valutare il potenziale eolico di un'area specifica;
- Effettuare misurazioni per stimare la produzione energetica di un progetto pianificato;
- Analizzare le caratteristiche del vento per calcolare i carichi strutturali sulle turbine eoliche;
- Monitorare le condizioni del vento in parchi eolici operativi, al fine di valutare le prestazioni e il potenziale energetico delle turbine;

I LIDAR a terra sono progettati per operare in ambienti remoti per lunghi periodi, spesso mesi o anni. Per essere competitivi sul mercato, questi dispositivi devono garantire alta precisione nelle misurazioni, affidabilità operativa, basso consumo energetico e costi contenuti. I modelli più avanzati di LIDAR sono capaci di effettuare misurazioni fino a 200 metri di altezza, un range sufficiente per la maggior parte delle applicazioni eoliche. Considerando che i rotori delle turbine moderne raggiungono altezze fino a 100 metri e le punte delle pale possono superare i 150 metri, il LIDAR si configura come uno strumento ideale per supportare lo sviluppo e l'ottimizzazione dei progetti eolici.[4][5]

4.1.1 Principio di funzionamento

Il principio di funzionamento dei sistemi LIDAR (Light Detection and Ranging) si basa sull'emissione di raggi laser nell'area di interesse per misurare la velocità e la direzione del vento. Le particelle presenti nell'aria, come polvere, polline e inquinanti, disperdono la luce laser emessa, una parte della quale viene successivamente rilevata dal dispositivo. Analizzando il segnale retro diffuso, il LIDAR sfrutta l'effetto Doppler e cioè il cambiamento di frequenza tra i segnali emessi e ricevuti per ottenere informazioni sulla velocità del vento.

Le misurazioni effettuate da diversi fasci laser e le informazioni relative alla geometria di ciascun fascio vengono combinate per determinare la velocità tridimensionale del vento, comprendente la velocità orizzontale, la direzione e la velocità verticale. A differenza degli anemometri tradizionali, che si concentrano su singoli punti nello spazio, il LIDAR raccoglie informazioni su un volume d'aria definito orizzontalmente dalle posizioni delle misurazioni radiali e verticalmente dalla profondità del fascio laser. Questa caratteristica consente di calcolare con precisione il vettore tridimensionale della velocità del vento.

I LIDAR moderni sono progettati per misurare la velocità orizzontale e verticale del vento, nonché la sua direzione, a differenti altezze dal suolo, generalmente comprese tra 40 e 200 metri. I modelli più comuni offrono misurazioni limitate alla direzione sopra lo strumento stesso, mentre quelli più avanzati consentono la scansione orizzontale su vaste aree, con distanze che possono variare tra 4 e

12 chilometri. Inoltre, oltre alle misurazioni del vento, questi strumenti forniscono dati supplementari, come i livelli di segnale e rumore a ogni altezza e per ciascun raggio, utili per valutare la qualità dei dati raccolti.[5]

4.1.2 Verifica preinstallazione e post-installazione del lidar

I LIDAR moderni sono progettati per misurare la velocità orizzontale e verticale del vento, nonché la sua direzione, a differenti altezze dal suolo, generalmente comprese tra 40 e 200 metri. I modelli più comuni offrono misurazioni limitate alla direzione sopra lo strumento stesso, mentre quelli più avanzati consentono la scansione orizzontale su vaste aree, con distanze che possono variare tra 4 e 12 chilometri. Inoltre, oltre alle misurazioni del vento, questi strumenti forniscono dati supplementari, come i livelli di segnale e rumore a ogni altezza e per ciascun raggio, utili per valutare la qualità dei dati raccolti.

Nell'ambito delle campagne di misurazione delle risorse eoliche, è fondamentale verificare le prestazioni dei sistemi LIDAR sia prima che dopo l'installazione. Una verifica pre-campagna consente di accertare che il dispositivo funzioni correttamente e di quantificare le incertezze associate alle misurazioni della velocità del vento. Per effettuare questa verifica, il sito deve disporre di uno strumento di riferimento, generalmente un anemometro calibrato e conforme agli standard IEC 61400-50-1, installato in un'area con caratteristiche di terreno semplice e privo di ostacoli significativi. La posizione del LIDAR deve essere accessibile, dotata di alimentazione elettrica e stabile, assicurando che le misurazioni non siano influenzate da turbine o altri ostacoli nelle vicinanze.

Se durante la campagna emergono dubbi sulla validità delle misurazioni, è consigliabile eseguire una verifica post-campagna. Questo processo mira a identificare eventuali variazioni nelle prestazioni del dispositivo. Ad esempio, è possibile installare un riferimento indipendente o confrontare il LIDAR con un sistema simile. Una verifica in sito, sia all'inizio che alla fine della campagna, rappresenta un'alternativa utile, anche se non consente di identificare il momento esatto in cui eventuali variazioni si sono verificate.

Per quanto riguarda l'installazione, è necessario seguire attentamente le linee guida del produttore. Un esempio significativo è il modello Windcube v2.1, sviluppato da Leosphere e introdotto sul mercato nel 2007. Questo dispositivo si basa sulla tecnica di rilevamento ottico attivo e utilizza impulsi laser per raccogliere informazioni sulle condizioni del vento. Il sistema emette quattro fasci laser infrarossi in direzioni cardinali lungo un angolo di scansione conico di 28°, a cui si aggiunge un quinto raggio diretto verticalmente. L'interazione tra i fasci laser e gli aerosol genera una retrodiffusione che consente di determinare la velocità e la direzione del vento sfruttando lo

spostamento della lunghezza d'onda del laser (effetto Doppler). Il dispositivo è in grado di misurare contemporaneamente questi parametri su 20 differenti quote comprese tra 40 m e 200 m. Le particelle presenti nell'aria, come polvere o aerosol, riflettono la luce laser, consentendo al dispositivo di calcolare velocità e direzione del vento attraverso lo spostamento della lunghezza d'onda.[6]

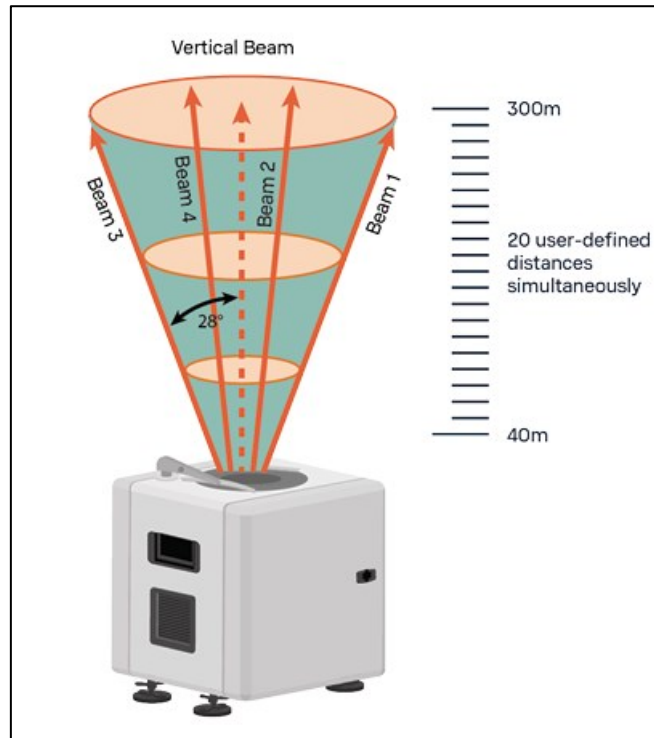


Figura 4.1 Funzionamento del LIDAR [6]

4.1.3 Installazione e validazione del sistema LIDAR per la campagna anemometrica

Il sistema si compone di tre elementi principali:

Unità ottica: responsabile dell'emissione e della ricezione dei segnali ottici.

Unità elettronica: include componenti optoelettronici necessari alla trasmissione e alla rilevazione del segnale.

Unità di acquisizione dati (computer): preposta al processamento e all'archiviazione dei dati rilevati.

Il sistema informatico integrato presenta un processore Pentium Mobile 1.8 GHz e 1 GB di RAM.

La validazione dell'installazione è un passaggio fondamentale per assicurare l'affidabilità dei dati rilevati. Tale processo è stato condotto conformemente alle specifiche contenute nella documentazione tecnica del Windcube, con particolare attenzione alle seguenti condizioni operative:

Posizionamento ottimale: Per garantire l'accuratezza delle misurazioni, il dispositivo è stato installato in un'area priva di interferenze da parte di ostacoli naturali o artificiali. È stata rispettata la distanza di sicurezza minima prevista tra il LIDAR e gli ostacoli circostanti, ad eccezione della direzione Est, dove un casolare di 5 m si trova entro 15 m dal dispositivo. Tale deroga è stata ritenuta accettabile poiché l'altezza del casolare è trascurabile rispetto alla prima quota utile di misura (40 m).

Allineamento al Nord magnetico o geografico: L'orientamento del sistema LIDAR è stato effettuato rispetto al Nord geografico, con l'introduzione di un offset angolare di $+12.6^\circ$ per consentire la corretta applicazione dell'algoritmo di correzione FCR (Flow Correction Routine).

Livellamento e controllo degli angoli tilt/roll: Durante l'installazione, è stato verificato il rispetto degli angoli di inclinazione (tilt) e rotazione (roll), che dovevano rientrare nell'intervallo $0^\circ \pm 1^\circ$ come specificato nella brochure. L'unità è stata posizionata su una piattaforma stabile e robusta, in grado di mantenere il livellamento nel tempo e garantire la qualità delle misurazioni.

Messa in sicurezza dell'area: Per proteggere il sistema e garantirne il corretto funzionamento, l'area di installazione è stata dotata delle seguenti misure di sicurezza: recinzione con accesso controllato mediante un cancelletto dotato di lucchetto, un ancoraggio del dispositivo al suolo con catene e dispositivi antifurto e uno spazio operativo minimo di 1 m^2 per le attività di manutenzione.



Figura 4.2 Lidar montato ad Ascoli Satriano



Figura 4.3 Vista a 360 gradi punto di installazione

4.1.4 Manutenzione LIDAR e monitoraggio

Durante una campagna anemometrica, il monitoraggio continuo del sistema LIDAR è un elemento imprescindibile per garantirne l'efficienza operativa e l'affidabilità dei dati acquisiti. Tale monitoraggio deve essere svolto sia da remoto che con ispezioni in sito, così da individuare tempestivamente eventuali anomalie e adottare le azioni correttive necessarie.

I parametri da tenere a mente sono:

- Stabilità del sistema: assicura che i punti di misura rimangano costanti nel tempo senza deviazioni indesiderate
- Integrità e prestazioni del laser: monitora lo stato del laser per evitare degradi che possano compromettere l'accuratezza delle misurazioni
- Affidabilità dei dati e disponibilità del sistema: verifica che i dati vengano raccolti e trasferiti senza interruzioni o perdite

La pianificazione di un programma di manutenzione preventiva rappresenta un elemento cardine per il mantenimento del sistema in condizioni ottimali. Tale programma deve essere sviluppato in conformità alle raccomandazioni del produttore, prevedendo interventi regolari per preservare l'integrità del dispositivo e ridurre al minimo il rischio di guasti. È consigliabile definire in anticipo la frequenza e i tempi di esecuzione della manutenzione, intervenendo rapidamente in caso di problemi, con un limite massimo di dieci giorni per ripristinare il funzionamento del sistema ed evitare interruzioni significative nelle misurazioni.

Qualora si renda necessaria la sostituzione del LIDAR, lo strumento di ricambio deve essere sottoposto a un rigoroso processo di verifica equivalente a quello applicato all'unità originale. Se tale validazione non è effettuata prima dell'uso, sarà essenziale condurre un controllo post-campagna per assicurare la conformità dei dati raccolti.

Questo approccio metodico alla supervisione e manutenzione del sistema LIDAR è essenziale per garantire l'efficienza operativa e la qualità delle misurazioni durante tutta la campagna.

4.2 II SODAR

I sistemi SODAR (acronimo di **Sonic Detection And Ranging**) sono strumenti avanzati per l'analisi anemometrica utilizzati principalmente per studiare il profilo del vento e altre caratteristiche atmosferiche in tempo reale. Basano il loro funzionamento sull'emissione di onde sonore e sulla successiva analisi degli echi riflessi da variazioni nella densità dell'aria causate da turbolenze atmosferiche.

4.2.1 Principio di funzionamento

I SODAR emettono impulsi sonori nell'atmosfera, che vengono riflessi da fluttuazioni turbolente nella temperatura e nella densità dell'aria (scattering acustico o diffusione). Questi segnali riflessi vengono ricevuti e analizzati per determinare la velocità del vento nelle tre componenti spaziali (longitudinale, trasversale e verticale), la direzione del vento e la turbolenza atmosferica.

Analogamente, i LIDAR (Light Detection And Ranging) inviano impulsi laser e ricevono la luce retro diffusa da particelle sospese nell'aria, come polvere o goccioline d'acqua, consentendo di misurare parametri simili. Tuttavia, i SODAR non dipendono dalla presenza di particelle sospese, rendendoli meno sensibili a variazioni nella concentrazione di queste ultime, al contrario dei LIDAR che ne sono fortemente influenzati.

Il principio di funzionamento dei SODAR si basa sull'emissione di onde sonore che interagiscono con i gradienti di temperatura presenti nell'aria. Una frazione di queste onde viene retro diffusa e rilevata dal ricevitore. Analizzando il Doppler shift delle onde sonore riflesse, è possibile determinare non solo la velocità del vento verticale e orizzontale, ma anche il profilo completo del vento a diverse altezze, rendendo questi dispositivi particolarmente utili per applicazioni in ambito meteorologico e nel settore eolico.

I principali tipi di SODAR sono:

Monostatico: utilizza un unico trasduttore per emettere e ricevere onde sonore; è semplice e compatto.

Bistatico: un trasduttore emette il segnale, mentre un altro lo riceve, offrendo maggiore precisione ma con installazione più complessa.

Tristatico: impiega tre trasduttori per misurare profili tridimensionali del vento con alta accuratezza; è più ingombrante e costoso.

Fisso o Portatile: i modelli fissi sono robusti e adatti a installazioni permanenti; i portatili, più leggeri, sono usati per campagne temporanee.

A Fascio Singolo o Multiplo: i sistemi a fascio multiplo permettono una ricostruzione più completa del profilo del vento.

Doppler: basato sull'effetto Doppler, è altamente preciso e ideale per misurazioni dettagliate della velocità e della turbolenza atmosferica.

4.2.2 Applicazioni del SODAR nell'energia eolica

Il SODAR è uno strumento valido per le campagne di misurazione del vento, complementare ad altri dispositivi come torri anemometriche e LIDAR. Viene utilizzato nei seguenti contesti:

1. Valutazione del potenziale eolico

- Fornisce profili del vento a diverse altezze (fino a 200-300 m), fondamentali per stimare la producibilità di un sito.
- Misura componenti orizzontali e verticali della velocità del vento.

2. Campagne di pre-costruzione di parchi eolici

- Permette di acquisire dati in siti dove l'installazione di torri anemometriche è difficile o costosa.
- Copre range di altezza simili alle torri ma a costi più contenuti.

3. Monitoraggio di progetti eolici operativi

- Rileva variazioni nella velocità e nella direzione del vento per migliorare l'efficienza delle turbine.
- Misura turbolenze atmosferiche e gradiente del vento, utili per la manutenzione predittiva delle turbine.

4. Studi meteorologici e climatici

- Fornisce profili atmosferici dettagliati utili per la comprensione delle caratteristiche del vento e delle condizioni atmosferiche locali.

4.2.3 Comparazione tra SODAR e LIDAR

Caratteristica	SODAR	LIDAR
Principio di misura	Onde sonore (acustiche)	Onde laser (ottiche)
Range di altezza	Fino a 300 m	Fino a 200-300 m
Condizioni atmosferiche	Buone prestazioni con scarsa visibilità	Sensibile a polveri, nebbia, pioggia
Sensibilità al rumore	Alta (influenza da rumori ambientali)	Bassa
Portabilità	Alta	Alta
Precisione	Moderata (disturbi da turbolenze)	Elevata
Costo	Basso	Medio/Alto

4.2.4 Criteri per la scelta tra SODAR e LIDAR

La scelta tra un sistema SODAR e LIDAR dipende dalle esigenze specifiche della campagna di misurazione:

1. Disponibilità economica: Se il budget è limitato, il SODAR è generalmente più accessibile.
2. Condizioni atmosferiche: In ambienti con nebbia o scarsa visibilità, il SODAR risulta più efficace.
3. Precisione richiesta: Per misurazioni ad alta precisione e in condizioni di turbolenza controllata, il LIDAR è preferibile.
4. Ambiente sonoro: In aree rumorose, il SODAR perde efficienza, mentre il LIDAR resta più affidabile.

4.2.5 Conclusioni sull'uso del SODAR

Il SODAR rappresenta una soluzione affidabile ed economica per la misurazione del profilo del vento, soprattutto nei siti dove l'installazione di torri anemometriche o LIDAR è complessa o costosa. Sebbene abbia alcuni limiti, come la sensibilità al rumore e la minore precisione in condizioni turbolente, il SODAR è ampiamente utilizzato per la valutazione preliminare delle risorse eoliche.

[7][8]



Figura 4.4 Immagine di un SODAR

Capitolo 5: Studio della risorsa eolica

In questo capitolo verranno analizzate quelle che sono le analisi eseguite tramite il software Matlab che ha permesso di effettuare delle valutazioni dei dati provenienti dal Lidar del sito eolico in questione.

La maggior parte dei lidar attualmente impegnati in campagne anemometriche a diversi fini, sono installati tutti a terra.

È stato utilizzato, per questo caso in particolare, un lidar Windcube v2.1 di Leosphere installato in prossimità del comune di Ascoli Satriano.

Per essere più precisi, il lidar è situato ad un'altitudine di 186 metri s.l.m. alle seguenti coordinate: 41.267738 di latitudine e 15.543578 di longitudine (coordinate UTM WGS84, Zone 33T).

La campagna anemometrica è iniziata il 23 gennaio 2024 e i dati analizzati, per avere una stima sufficientemente adeguata, devono essere della durata di almeno un anno.

In questa casistica in particolare, le analisi sono state condotte da gennaio a fine ottobre in modo tale da avere dati più attendibili possibile e vengono presentate le analisi condotte sui dati anemometrici acquisiti tramite tecnologia lidar. Il dataset, fornito in formato .STA, è stato elaborato utilizzando il software Matlab al fine di estrarre informazioni utili alla caratterizzazione del sito eolico.

L'elaborazione ha incluso lo sviluppo e l'implementazione di codici personalizzati in MATLAB per l'analisi dei parametri chiave del vento, come velocità, direzione e distribuzione statistica, essenziali per la valutazione della producibilità del sito. Questa fase rappresenta un passaggio cruciale nel processo di progettazione di un impianto eolico, poiché consente di validare i dati acquisiti e di calcolare indici fondamentali per ottimizzare le prestazioni dell'impianto e soprattutto avere un confronto con DNV o altri fornitori di dati ufficiali.

I parametri presenti nel lidar sono stati mediati ogni dieci minuti per ogni altezza che è stata presa in considerazione e, attraverso l'opportuna conversione attraverso codici di programmazione, si accede a quelle che sono le colonne del dataset e si ottengono le seguenti caratteristiche:

- Nella prima colonna abbiamo il *timestamp* che rappresenta la data di acquisizione del dato e l'ora in cui è stato acquisito
- *Int Temp* ed *Ext Temp* in gradi celsius rappresentano le temperature interne ed esterne
- Gli altri dati di interesse sono quelli inerenti alla pressione e umidità relativa

Proseguendo con l'analisi, ora vengono presentati quelli che sono i dati alle diverse altezze del lidar e di ognuno ci vengono fornite le informazioni essenziali su cui ci basiamo:

- Valore della componente orizzontale della velocità [m/s]
- La deviazione standard [m/s]
- Valore della componente orizzontale di velocità minima mediata su dieci minuti [m/s]
- Valore della componente orizzontale di velocità massima mediata su dieci minuti [m/s]
- Direzione del vento mediata in gradi [°]
- Valore componente verticale della velocità del vento mediata su dieci minuti Z [m/s]
- Deviazione standard della componente verticale della velocità mediata su dieci minuti [m/s]
- La CNR [dB] indica il rapporto portante-rumore è definito come il rapporto tra la potenza del segnale portante modulato ricevuto C e la potenza del rumore ricevuto N dopo i filtri del ricevitore:

$$CNR=C/N \quad (5.1)$$

Una stima del C/N è necessaria per ottimizzare le prestazioni del ricevitore. In generale, è più semplice misurare la potenza totale rispetto al rapporto tra potenza del segnale e potenza del rumore (o densità spettrale della potenza del rumore), ed è per questo che le tecniche di stima CNR sono tempestive e importanti.

- Soglia minima del CNR (dB) al di sotto della quale il dato viene rifiutato.

- Dopp Spect Broad [m/s] che rappresenta il cambiamento apparente della frequenza del segnale ricevuto.
- E infine la disponibilità del dato grezzo in fase di campionamento ogni dieci minuti [%]

Per capire meglio ciò che si ottiene dopo aver analizzato, convertito e unito in un unico file i dati in formato .STA provenienti dal lidar in formato grezzo, di seguito vengono allegati delle immagini dei risultati visibili nella command window di Matlab:

Prime 10 righe della tabella:								
Timestamp (end of interval)	Int Temp (°C)	Ext Temp (°C)	Pressure (hPa)	Rel Humidity (%)	Wiper count	Vbatt (V)	40m Wind Speed (m/s)	40m Wind Speed Dispersion (m/s)
{'2024/01/23 12:00'}	12.5	10.88	1004.6	61	2	NaN	3.1	0.65
{'2024/01/23 12:10'}	12.3	10.68	1004.7	63.11	0	NaN	4.86	0.61
{'2024/01/23 12:20'}	12.2	10.45	1004.6	66.58	0	NaN	4.57	0.51
{'2024/01/23 12:30'}	12.1	10.4	1004.5	69.34	0	NaN	5.18	0.35
{'2024/01/23 12:40'}	12	10.39	1004.5	69.5	0	NaN	5.37	0.35
{'2024/01/23 12:50'}	12	10.33	1004.6	69.87	0	NaN	5.36	0.58
{'2024/01/23 13:00'}	12	10.33	1004.7	69.88	0	NaN	5.67	0.55
{'2024/01/23 13:10'}	12	10.15	1004.7	71	2	NaN	5.39	0.6
{'2024/01/23 13:20'}	11.9	10.03	1004.7	71.67	0	NaN	5.05	0.71
{'2024/01/23 13:30'}	11.8	9.91	1004.8	71.27	0	NaN	5.64	0.54
Riepilogo della tabella:								

40m Wind Speed min (m/s)	40m Wind Speed max (m/s)	40m Wind Direction (°)	40m 2-wind (m/s)	40m 2-wind Dispersion (m/s)	40m CNR (dB)	40m CNR min (dB)	40m Dopp Spect Broad (m/s)	40m Data Availability (%)
1.47	4.52	327.67	-0.1	0.22	-13.42	-17.1	0.02	98
3.05	6.42	317.25	-0.07	0.25	-14.1	-15.1	0.02	98
3.28	6.08	321.59	-0.15	0.2	-13.56	-14.37	0.02	100
4.26	6.27	327.79	-0.11	0.19	-13.28	-18.39	0.02	100
4.39	6.43	332.58	-0.07	0.16	-13.42	-22.74	0.02	98.66
4.07	7.19	337.99	-0.08	0.23	-13.16	-13.87	0.02	100
4.04	7.2	342.16	-0.03	0.27	-12.8	-13.46	0.02	100
3.66	6.86	333.67	-0.15	0.26	-13.34	-17.63	0.02	100
3.7	7.25	336.18	-0.18	0.27	-13.46	-13.95	0.02	100
4.25	7.11	336.27	-0.08	0.23	-13.54	-13.97	0.02	100

Figura 5.1 Visualizzazione in Matlab del file unito

Analisi condotte in Matlab

Tramite Matlab, n software di calcolo numerico particolarmente adatto per l'analisi e la visualizzazione di dati scientifici, è stata svolta l'analisi dei dati focalizzandosi sui seguenti obiettivi:

➤ *Profilo verticale della velocità del vento:*

È stata esaminata la variazione della velocità del vento con l'altezza, ricavando il valore di rugosità del terreno. Quest'ultimo è un parametro essenziale per caratterizzare l'orografia del sito e verificarne la coerenza con i valori attesi per l'area in esame.

➤ *Rosa dei venti e rosa delle energie:*

È stata analizzata la distribuzione delle direzioni prevalenti del vento, un parametro cruciale per orientare gli aerogeneratori e ottimizzare la produzione di energia.

➤ *Angolo di inflow:*

L'angolo di inflow, che rappresenta la deviazione del vento rispetto alla direzione orizzontale nelle vicinanze del rotore, è stato studiato per valutare l'eventuale necessità di ridurre il coefficiente di potenza e migliorare le prestazioni complessive dell'impianto.

➤ *Analisi turbolenza:*

È stata condotta un'analisi dettagliata della turbolenza per classificare il sito e garantire la conformità agli standard internazionali per la progettazione eolica.

5.1. Analisi profilo di velocità al variare dell'altezza dal suolo

Il vento, come ogni fluido che scorre sopra una superficie solida, subisce gli effetti dell'attrito, i quali determinano una variazione progressiva della velocità con l'aumentare dell'altezza dal suolo. Questa zona di transizione, nota come strato limite atmosferico (Atmospheric Boundary Layer, ABL), rappresenta una delle regioni più importanti per lo studio delle dinamiche del vento nei progetti eolici.

All'interno dell'ABL, la velocità media del vento aumenta fino a raggiungere un valore costante al di sopra dell'altezza di gradiente (δ). Questa altezza varia in funzione delle condizioni meteorologiche, della natura del terreno e della rugosità superficiale:

- Zone a bassa rugosità (terreni pianeggianti), su superfici lisce, come mari calmi o deserti, il profilo del vento è regolare, con gradienti verticali più netti e velocità maggiori già a basse altezze. In queste condizioni, lo strato limite può estendersi fino a 300 metri.
- Zone ad alta rugosità (terreni complessi), in aree con elevata rugosità, come zone urbane o collinari, lo strato limite può raggiungere altezze di 1000 metri. La variazione della velocità è più marcata vicino al suolo e l'effetto della rugosità si riflette su quote maggiori

La comprensione e la modellizzazione del profilo verticale della velocità all'interno dell'ABL sono fondamentali per la progettazione di parchi eolici, poiché la distribuzione dell'energia eolica e i carichi strutturali dipendono strettamente da questa variazione.

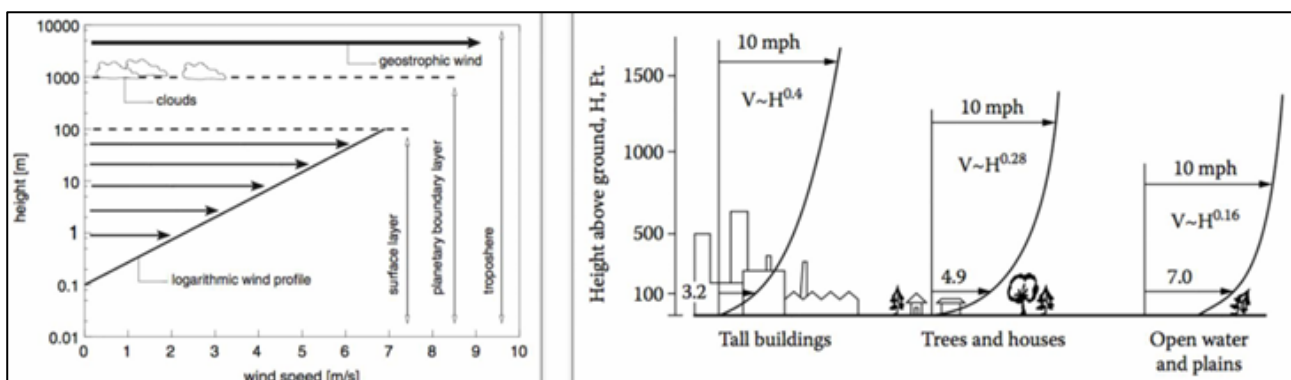


Figura 5.2 Variazione velocità dipendente dall'orografia

Modelli matematici del profilo di velocità

L'andamento della velocità media del vento in funzione dell'altezza è descritto principalmente attraverso due approcci teorici:

- *Legge esponenziale:*

Questa legge empirica, sviluppata a partire da dati sperimentali, è stata storicamente la prima a descrivere il profilo verticale della velocità del vento:

$$U(z) = U(z_{rif}) \left(\frac{z}{z_{rif}} \right)^\alpha \quad (5.2)$$

Dove α dipende dalla rugosità del terreno.

- *Legge logaritmica:*

Basata su principi teorici della dinamica dei fluidi, questa legge è più adatta per descrivere il profilo verticale in presenza di turbolenze elevate (anche per venti superiori a 20 m/s), in particolare fino a circa 100-300 metri di altezza:

$$U(z) = \frac{u^*}{k} \ln \left(\frac{z}{z_0} \right) \quad (5.3)$$

Dove:

- $U(z)$ velocità del vento a un'altezza z .
- u^* : velocità di attrito, derivata dagli sforzi tangenziali del vento turbolento;
- k : costante di Prandtl pari a 0.41;
- z_0 : lunghezza di rugosità, un parametro che rappresenta l'influenza degli ostacoli presenti sul terreno;

La differenza tra le due è che con la legge esponenziale si va a sovrastimare rispetto alla legge logaritmica, quindi, viene adottata per il calcolo strutturale, mentre la logaritmica è per stimare l'energia prodotta.

Height	MeanWindSpeed
40	4.9686
48	5.0772
60	5.1897
71	5.2669
81	5.3193
90	5.3598
112	5.4455
114	5.4518
120	5.4776
125	5.4952
130	5.5158
135	5.533
147	5.577
153	5.6009
160	5.6276
170	5.6667
180	5.7061
194	5.7642
200	5.7889
210	5.8212

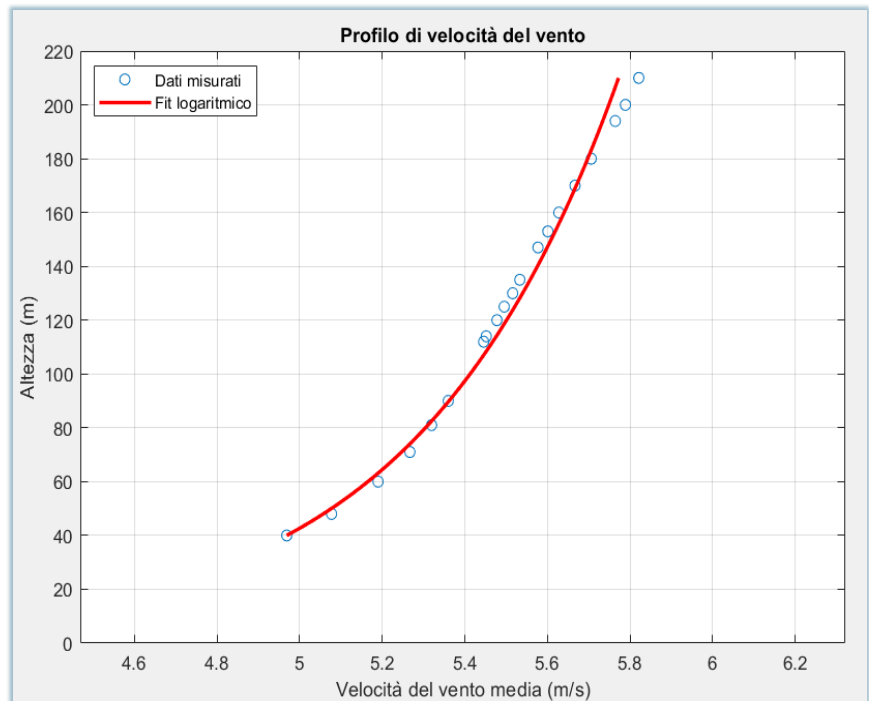


Figura 5.3 Profilo di velocità Lidar

Come previsto, la velocità media del vento aumenta con l'altezza. Questo è coerente con il comportamento naturale del vento, influenzato dalla riduzione dell'attrito del suolo man mano che si sale in quota.

La curva rossa rappresenta un fit logaritmico, che è uno dei modelli comunemente usati per descrivere il gradiente verticale del vento. Il modello appare ben adattato ai dati misurati (cerchi blu), con deviazioni minime. A partire dai 40 metri, la velocità del vento è sui 4,97 m/s, mentre a 210 metri è circa 5,70 m/s; questo indica un incremento del vento relativamente stabile lungo l'intervallo di altezza, con una crescita assoluta di circa 0,73 m/s. Il tasso di variazione di velocità del vento, come si nota, diminuisce con l'altezza che tende ad appiattirsi alle quote più alte. Inoltre, avendo il Lidar in un'area pianeggiante e con copertura del terreno uniforme, il fit risulta molto accurato ed eventuali deviazioni dal modello logaritmico potrebbero essere associate a effetti locali, come irregolarità del terreno, ostacoli o condizioni atmosferiche instabili.

Influenza dell'orografia

L'orografia locale può alterare significativamente i profili di velocità, andando nel dettaglio:

per le colline e scarpate la presenza di pendenze influisce sul flusso d'aria. Nelle aree sopravvento si osserva un'accelerazione del vento, mentre nelle zone sottovento possono formarsi zone di separazione con flussi turbolenti e rallentamenti. La pendenza media (Φ) del pendio è un parametro chiave:

- $\Phi < 0,3$: accelerazioni moderate
- $\Phi > 0,3$: flussi separati, con formazioni di vortici

In presenza di cambiamenti nella rugosità del terreno, il vento necessita di uno strato di transizione noto come *strato limite interno* per adattarsi alle nuove condizioni.

Un altro aspetto fondamentale da considerare riguarda l'impatto del profilo di velocità sull'aerodinamica delle turbine. Le variazioni di velocità tra la base e la sommità del rotore creano una asimmetria aerodinamica, generando carichi aggiuntivi che possono accelerare i fenomeni di fatica strutturale. Tali considerazioni sono cruciali per il dimensionamento delle turbine e per garantire un funzionamento sicuro e affidabile dell'impianto. Recenti studi stanno esplorando l'integrazione di dati satellitari e misurazioni tramite droni per migliorare ulteriormente la modellizzazione del profilo di velocità, soprattutto in aree remote o difficili da monitorare. Inoltre, algoritmi di machine learning vengono sempre più utilizzati per calibrare i modelli empirici esistenti, offrendo una maggiore precisione nella previsione delle caratteristiche del vento.

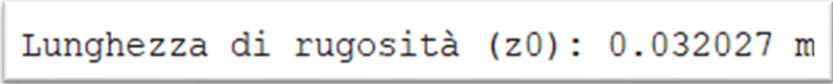
La corretta modellizzazione del profilo di velocità è quindi cruciale per ottimizzare la disposizione delle turbine, ridurre gli effetti asimmetrici. Questi possono generare carichi di fatica e diminuire la vita utile delle pale.

Fattori influenti e implicazioni progettuali

Oltre alle caratteristiche del terreno, il profilo di velocità può essere influenzato anche da fenomeni atmosferici quali la stabilità termica e le variazioni climatiche stagionali. Per terreni particolarmente complessi, i modelli empirici potrebbero risultare insufficienti, rendendo necessario l'utilizzo di strumenti avanzati di simulazione numerica (ad esempio, software CFD come WindSim o OpenFOAM).

Queste simulazioni, basate su misurazioni anemometriche in loco, permettono di integrare le variabili legate all'orografia, alla copertura del suolo e alla direzione prevalente del vento, migliorando la stima delle velocità e dei carichi a diverse altezze.

Il calcolo della lunghezza di rugosità z_0 avviene partendo da quelli che sono i coefficienti derivanti dalla regressione polinomiale e permette quindi di identificare il terreno in cui verrà costruito il parco eolico.



```
Lunghezza di rugosità (z0): 0.032027 m
```

Figura 5.4 Valore della rugosità

Come possiamo notare, il valore della rugosità z_0 ottenuto dall'analisi su Matlab è del valore di 0.032 metri e, confrontandolo con la tabella qui di seguito (figura 5.5), si nota la coerenza tra i risultati ottenuti sul software e quelli tabellati.

TABELLA DELLA ALTEZZA DI RUGOSITA' (z_0)		
Tipo di superficie	Altezza di Rugosità (m)	
	Val. Min.	Val. Max.
Superficie ghiacciata	0.00001	0.0001
Sabbia e mare aperto senza onde	0.00010	0.0010
Superfici nevose ed aree costiere	0.00100	0.0060
Erba Falcia (0.01m)	0.00100	0.0100
Erba Bassa, Steppa, Terreni aperti con poche case	0.01000	0.0400
Terreno Incolto, piste di aeroporti	0.02000	0.0300
Erba Alta, Terreni agricoli con poche case	0.04000	0.1000
Palmeto o alberi bassi	0.10000	0.3000
Foresta di pini (Altezza di 15 m; 1 albero ogni 10 m ²)	0.90000	1.0000
Periferie urbane poco densamente abitate, villaggi	0.20000	0.4000
Periferie urbane densamente abitate, centri di piccole città	0.80000	1.2000
Centri urbani di grandi città, aree montuose con forti pendii	2.00000	3.0000

Figura 5.5 Tabella delle rugosità [9]

5.2 Analisi rosa dei venti e delle energie

Il vento rappresenta un fenomeno atmosferico cruciale per lo sviluppo dell'energia eolica, in quanto costituisce la fonte primaria di energia per le turbine eoliche. La sua analisi è un passaggio fondamentale nella progettazione di un parco eolico, in quanto consente di comprendere le caratteristiche del sito e di ottimizzare il posizionamento e il dimensionamento delle turbine. In particolare, lo studio si concentra su due parametri principali: la velocità del vento e la sua direzione. Questi dati sono utilizzati per stimare la producibilità energetica e la stabilità operativa del parco eolico.

La rosa dei venti è uno strumento grafico che sintetizza le frequenze con cui il vento soffia da diverse direzioni. È particolarmente utile per identificare i settori prevalenti e valutare eventuali interferenze aerodinamiche tra turbine. Questa analisi consente, inoltre, di adattare il design del parco alle condizioni del vento, massimizzandone l'efficienza e riducendo i costi legati alla manutenzione e al downtime delle macchine.

È costituita da un diagramma radiale suddiviso in settori, solitamente in corrispondenza dei punti cardinali e intercardinali (N, NE, E, SE, S, SW, W, NW). Ogni settore rappresenta una direzione specifica da cui il vento può soffiare. Le lunghezze dei raggi associati ai settori indicano la frequenza relativa con cui il vento proviene da ciascuna direzione. Ogni settore rappresenta un

intervallo angolare e la lunghezza del raggio indica quanto spesso il vento soffia da quella direzione.

L'intensità del vento per ciascuna direzione può essere rappresentata da segmenti colorati o linee sovrapposte che indicano gli intervalli di velocità.

Nella figura qui di seguito si può notare cosa viene ottenuto dalle varie analisi, concentrandosi su quella a 114 metri (vicino all'hub degli aerogeneratori).

Analisi del vento a 114 m per settore:					
Settore	Range		FrequenzaAssoluta	FrequenzaRelativa_percent	VelocitaMedia
{'N' }	{[348.7500]}	{[11.2500]}	2099	4.2	4.6998
{'NNE'}	{[11.2500]}	{[33.7500]}	1055	2.11	3.0193
{'NE' }	{[33.7500]}	{[56.2500]}	1664	3.33	3.6557
{'E' }	{[56.2500]}	{[101.2500]}	3712	7.43	3.8287
{'ESE'}	{[101.2500]}	{[123.7500]}	867	1.74	3.464
{'SE' }	{[123.7500]}	{[156.2500]}	1095	2.19	3.2473
{'S' }	{[156.2500]}	{[201.2500]}	4160	8.32	4.6644
{'SSO'}	{[201.2500]}	{[223.7500]}	6492	12.99	6.0914
{'SO' }	{[223.7500]}	{[246.2500]}	4487	8.98	6.1485
{'O' }	{[246.2550]}	{[281.2500]}	6522	13.05	5.3215
{'ONO'}	{[281.2500]}	{[303.7500]}	4943	9.89	4.9315
{'NO' }	{[303.7500]}	{[348.7500]}	12874	25.76	6.75

Figura 5.6 Risultato a 114 metri

All'interno della tabella si evincono i seguenti parametri:

- *settore di provenienza del vento*: il vento è stato analizzato suddividendo il cerchio dei 360° in settori angolari, ciascuno indicato da una direzione cardinale o intercardinale. Ogni settore è associato a un intervallo angolare (Range).
- *Frequenza assoluta*: indica il numero di misurazioni in cui il vento proviene da ciascun settore
- *Frequenza relativa*: mostra la proporzione di tempo (in percentuale) in cui il vento soffia da ciascun settore rispetto al totale. Ad esempio, il settore "NO" ha la maggiore frequenza relativa (25,76%), il che suggerisce che i venti prevalenti provengono da questa direzione.
- *Velocità media*: per ogni settore è calcolata la velocità media del vento in m/s ed è importante per comprendere il potenziale energetico del sito poiché le turbine eoliche hanno un rendimento ottimale in intervalli specifici di velocità del vento.

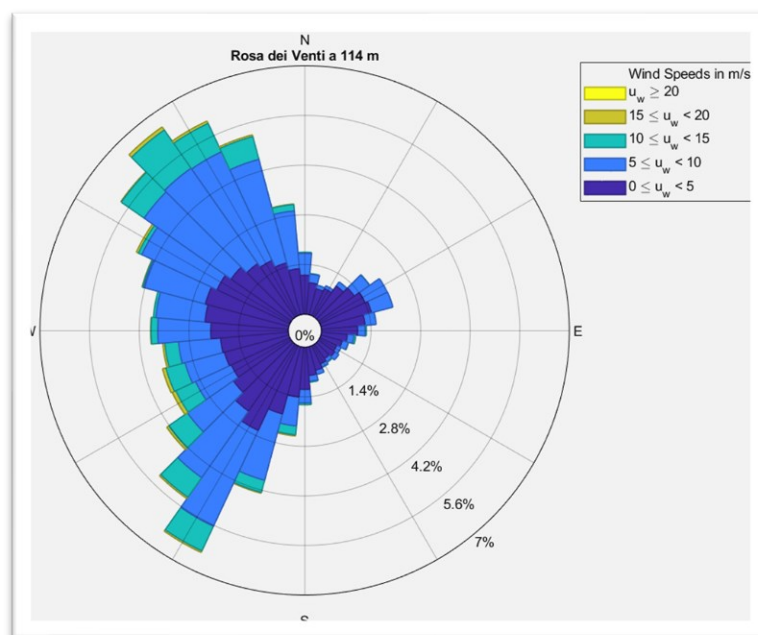


Figura 5.7 Rosa dei venti ad altezza mozzo

Si noti come in prossimità dell'altezza mozzo dell'aerogeneratore le direzioni prevalenti del vento sono NO, O e SSO con una frequenza relativa rispettivamente del 25.76%, 13.05% e 12.99%.

A sostegno di ciò, possiamo dire che i risultati sono confermati dai venti Libeccio e del Maestrale che provengono dalle direzioni citate.

Successivamente si sposta l'attenzione sulla *densità di energia* ottenibile dal vento e le *rose delle energie*.

La densità di energia del vento rappresenta l'energia cinetica contenuta nell'aria in movimento attraverso una superficie unitaria perpendicolare alla direzione del vento in un determinato periodo di tempo, in sostanza la quantità energetica estratta dall'aerogeneratore in funzione della direzione e del vento e della sua frequenza.

Per estrarre la quantità energetica per ogni settore è stata condotta un'analisi bin della velocità andando a individuare diversi bin caratterizzati da uno spessore di 0,5 m/s ed all'interno di ognuno si deve calcolare il valore medio della velocità.

Fatto ciò, si procede con il calcolo della potenza estraibile all'interno di ogni bin attraverso la formula analitica della densità di potenza:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (5.4)$$

Dove:

- ρ è la densità dell'aria (tipicamente 1.225 kg/m³)
- A è l'area del rotore
- v è la velocità del vento

Per ottenere l'energia estratta dal vento all'interno di ogni bin di campionamento acquisito ogni dieci minuti, bisogna moltiplicare la densità di potenza per il tempo associato ad ogni bin.

Sommando poi tutte le energie di ogni bin si ottiene l'energia totale estratta in ogni direzione del vento, come mostrato di seguito:

Settore	EnergiaTotale_kWh/m^2
{ 'N' }	48.536
{ 'NNE' }	7.3554
{ 'NE' }	16.053
{ 'E' }	41.838
{ 'ESE' }	10.613
{ 'SE' }	11.555
{ 'S' }	113.44
{ 'SSO' }	283.55
{ 'SO' }	257.91
{ 'O' }	244.81
{ 'ONO' }	111.21
{ 'NO' }	696.69

Figura 5.8 Energia estratta per ogni settore

Che graficamente viene mostrata nella seguente figura:

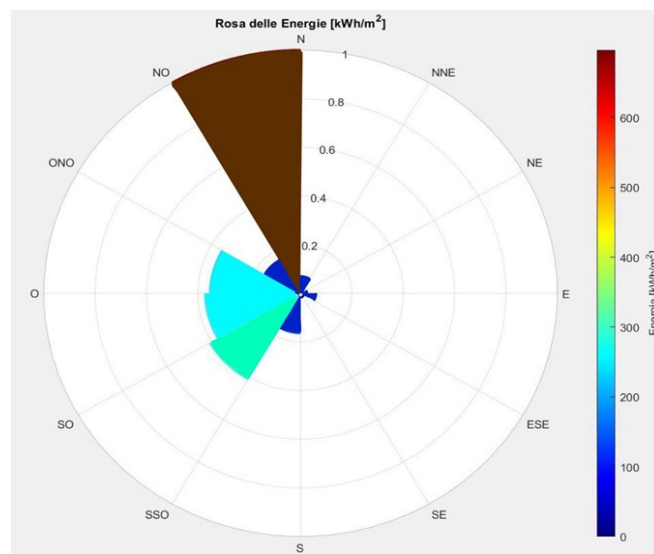


Figura 5.9 Rosa delle energie

Dai risultati che si ottengono in tabella si nota che:

- Il settore NO (Nord-Ovest) mostra la più alta densità energetica, pari a 696.69 kWh/m^2 . Questo suggerisce che i venti provenienti da questa direzione sono i più intensi o frequenti nel sito.
- Il secondo settore con una densità energetica elevata è SSO (Sud-Sud-Ovest), con 283.55 kWh/m^2
- I settori SO (Sud-Ovest) e O (Ovest) mostrano anch'essi densità significative, rispettivamente 257.91 e 244.81 kWh/m^2 . Questo indica che i venti da Ovest e Sud-Ovest contribuiscono in modo rilevante.

5.3 Analisi dell'angolo di inflow

L'angolo di inflow si riferisce all'angolo con cui il vento incide rispetto all'asse della turbina eolica o rispetto alla direzione perpendicolare al piano del rotore ed è in sostanza l'angolo tra la direzione del vento reale e la normale alla superficie del rotore.

Un inflow ottimale (spesso vicino alla direzione perpendicolare al rotore) garantisce il massimo sfruttamento dell'energia cinetica del vento. Angoli di inflow significativi, al di fuori del range progettato, possono ridurre l'efficienza della turbina andando a causare carichi asimmetrici sul rotore e sulle pale, con potenziali rischi per la durata e stabilità strutturale.

Nella norma IEC 61400-1 si evince che gli aerogeneratori sono certificati per angoli di flusso compresi tra i -8° e $+8^\circ$ [10] e questo deve essere accompagnato dalla corretta collocazione delle turbine per permettere a quest'ultime di non usurarsi prima del tempo.

Gli angoli di inflow possono essere rilevati sul campo utilizzando anemometri sonici, ma tali misurazioni sono limitate alle specifiche posizioni dei pali dove gli strumenti sono installati. Di conseguenza, possono emergere differenze significative tra gli angoli di afflusso misurati dai sensori e quelli effettivi nei punti in cui si trovano le turbine. Per superare queste limitazioni, i moderni modelli di fluidodinamica computazionale (CFD) rappresentano uno strumento utile per stimare gli angoli di inflow nelle posizioni progettate per le turbine, basandosi su dati anemometrici e sulle caratteristiche topografiche del sito.

Questi modelli dimostrano una buona capacità predittiva in terreni complessi con assenza di vegetazione densa, permettendo una valutazione accurata dei flussi d'aria. Tuttavia, la presenza di foreste o fitte coperture vegetali nel sito o nelle sue vicinanze introduce un livello di complessità

maggiore nel flusso del vento, rendendo meno affidabili le simulazioni CFD. Ciò accade perché l'impatto della vegetazione sulla dinamica del vento è più difficile da modellare con precisione rispetto agli ostacoli fisici come colline o edifici [11].

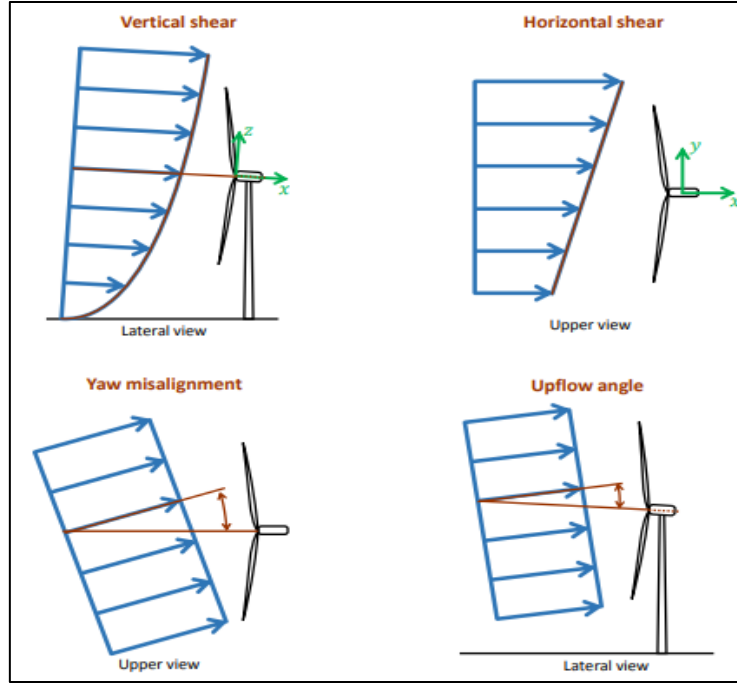


Figura 5.10 Definizione dei quattro stati ventosi utilizzati per parametrizzare il campo di vento sul disco rotore

Attraverso Matlab, dopo aver analizzato il file CSV contenente le misure di velocità e direzione del vento, è stata scomposta la velocità orizzontale del vento nelle sue componenti u e v per ogni altezza e per fascia di campionamento:

$$u = WindSpeed * \cos(WindDirection) \quad (5.5)$$

$$v = WindSpeed * \sin(WindDirection) \quad (5.6)$$

A partire da questo script che ha permesso la scomposizione delle due velocità lungo u e v , l'angolo di inflow viene fuori dalla seguente formula matematica:

$$\alpha = \frac{w}{\sqrt{u^2 + v^2}} \quad (5.7)$$

Di seguito verranno mostrati sia i risultati per ogni altezza caratteristica e sia un istogramma a 114 metri per capire meglio come questo influisce [10].

Media dell'Inflow Angle a 40m: 2.43 gradi
 Media dell'Inflow Angle a 48m: 2.42 gradi
 Media dell'Inflow Angle a 60m: 2.58 gradi
 Media dell'Inflow Angle a 90m: 2.70 gradi
 Media dell'Inflow Angle a 114m: 2.75 gradi
 Media dell'Inflow Angle a 130m: 2.77 gradi
 Media dell'Inflow Angle a 153m: 2.84 gradi
 Media dell'Inflow Angle a 180m: 2.85 gradi
 Media dell'Inflow Angle a 200m: 2.88 gradi
 Media dell'Inflow Angle a 210m: 2.90 gradi

Figura 5.11 Media inflow angle per ogni altezza caratteristica

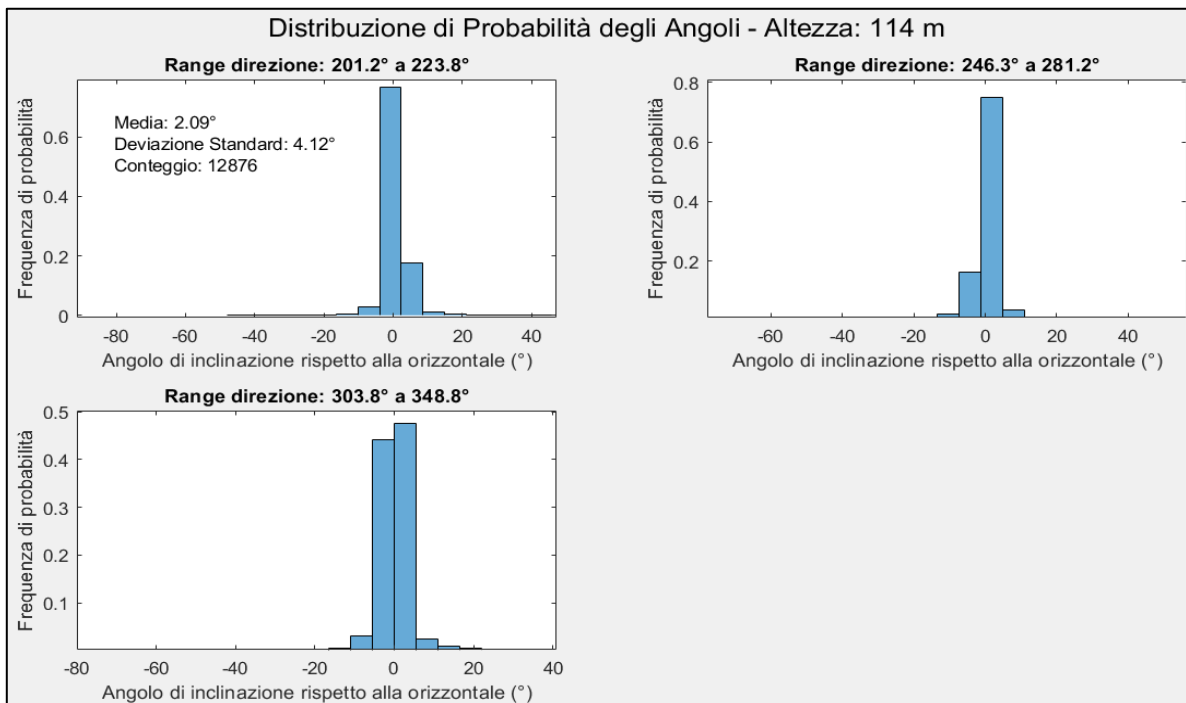


Figura 5.12 Istogramma ad altezza 114 metri

Ogni pannello rappresenta un range specifico di direzione del vento.

L'angolo medio è di 2.09° e la maggior parte degli angoli di inflow è concentrata attorno a valori prossimi a 0°, indicando un flusso del vento generalmente orizzontale e favorevole in questo intervallo.

Il secondo range è simile al primo, la distribuzione è molto stretta e centrata attorno a 0°, suggerendo condizioni di flusso coerenti e ben orientate in questo intervallo direzionale.

Anche tra i 303.8° e 348.8° la distribuzione è centrata vicino a 0° con una forma stretta, indicando che i flussi di vento sono prevalentemente paralleli al piano orizzontale.

Quest'analisi suggerisce che, all'altezza di 114 metri, il flusso del vento è molto stabile e ha un'inclinazione verticale minima, un fattore positivo per l'efficienza delle turbine eoliche.

5.4 Analisi della turbolenza

Come ben noto, la turbolenza è un aspetto cruciale nello studio del vento per la progettazione e l'ottimizzazione dei parchi eolici. Già nel *capitolo 1* è stata data la definizione del concetto di turbolenza; rappresenta le variazioni irregolari e caotiche nella velocità (su una scala temporale breve come dieci minuti) e nella direzione del vento, che si sovrappongono al flusso medio. Questa componente variabile influisce significativamente sulle prestazioni, sull'affidabilità e sulla sicurezza delle turbine eoliche.

Nel contesto dell'energia eolica, la turbolenza è caratterizzata principalmente attraverso l'indice di turbolenza (formula 1.3), definito come il rapporto tra la deviazione standard della velocità del vento e la velocità media del vento.

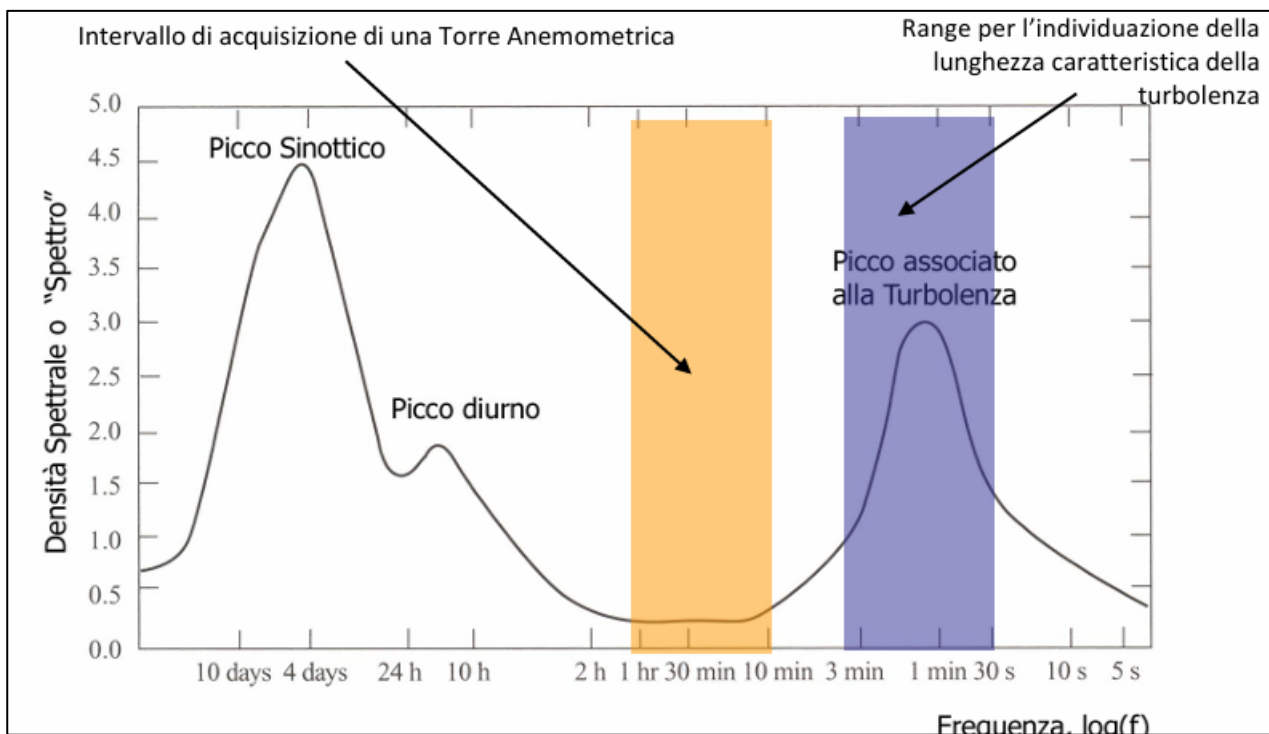


Figura 5.13 Densità spettrale in funzione della frequenza temporale [9]

Nella figura 5.13 si nota sulle ordinate quella che rappresenta la porzione di energia associata ai vortici di specifica grandezza ed intervallo temporale (frequenza) e le ascisse il periodo temporale prese in considerazione e questo ci permette di comprendere meglio, attraverso appunto l'andamento dello spettro della velocità del vento in funzione delle frequenze caratteristiche, i fenomeni atmosferici di turbolenza.

La densità spettrale della velocità del vento si distribuisce in maniera continua su tutte le frequenze analizzate, mostrando valori diversi da zero. Questo implica che l'energia turbolenta è presente a ogni scala temporale, ovvero che nel flusso del vento sono presenti vortici di dimensioni e frequenze differenti. Nello spettro emergono due picchi principali a frequenze diverse, separati da un'area caratterizzata da una bassa densità di energia, nota come divario spettrale. Tale intervallo è associato a periodi compresi tra 10 minuti e 1 ora. Questo spettro rappresenta un riferimento essenziale per descrivere i fenomeni turbolenti nello strato limite atmosferico, dove si osservano comportamenti distinti legati alla macro- e micro-turbolenza.

Il primo picco, situato a basse frequenze, è collegato a variazioni su scale temporali dell'ordine di alcuni giorni. Questo fenomeno è rappresentativo della macro-turbolenza, che riflette i cambiamenti della velocità del vento associati al passaggio di fronti meteorologici completi, con vortici di dimensioni dell'ordine dei chilometri.

Un secondo picco, che si verifica intorno a un periodo di 24 ore, riflette le fluttuazioni della velocità del vento dovute alla differenza tra il giorno e la notte. Il successivo picco, situato dopo il divario spettrale, corrisponde a scale temporali dell'ordine del minuto ed è rappresentativo della micro-turbolenza. Quest'ultima è generata dalla rugosità del terreno e dalle irregolarità superficiali, con vortici di dimensioni tipicamente comprese tra pochi centimetri e qualche metro.

La presenza del gap spettrale, invece, indica l'assenza di eventi significativi con scale temporali comprese tra circa 10 minuti e 1 ora, suggerendo una chiara separazione tra i fenomeni di macrometeorologia, legati al moto medio del vento (cioè la velocità media), e quelli di micrometeorologia, che descrivono le fluttuazioni rapide ed istantanee del flusso medio, comunemente chiamate turbolenza atmosferica e questo spiega il perché i dati acquisiti dagli anemometri o dai Lidar vengano mediati su 10 minuti oppure 1 ora e cioè per ridurre al massimo quelli che sono i disturbi che andrebbero a peggiorare l'affidabilità dei dati che vengono acquisiti. [3]

Per garantire il funzionamento ottimale delle pale e della turbina, la turbolenza viene analizzata considerando una velocità del vento pari a 15 m/s. Questo processo si basa sulla distribuzione delle velocità del vento. La metodologia prevede di ricostruire tale distribuzione, suddividerla in intervalli (bin), calcolare la deviazione standard per ciascun intervallo e rapportarla alla velocità media corrispondente. In questo modo, è possibile determinare il livello di turbolenza associato alla velocità di riferimento di 15 m/s.

Per calcolare l'intensità di turbolenza, è stata eseguita un'analisi bin, un metodo statistico che suddivide i dati in intervalli discreti (noti come "bin") per facilitarne l'analisi e la rappresentazione grafica. Nel contesto specifico, l'utilizzo di bin di velocità del vento consente di analizzare in dettaglio la distribuzione della velocità del vento e della sua deviazione standard.

In questo caso, è stata impostata una larghezza del bin pari a 0.5 m/s, il che implica che i dati relativi alla velocità del vento e alla deviazione standard vengono suddivisi in intervalli di 0.5 m/s. Successivamente, sono stati definiti i limiti di ciascun bin e calcolato il numero totale di bin necessari.

Per ciascun bin individuato e per tutte le altezze considerate nell'analisi, sono stati calcolati la velocità media del vento e la deviazione standard. A partire da questi valori, è stato possibile determinare, per ogni bin, il valore medio dell'indice di turbolenza utilizzando la formula precedentemente definita.

In base ai risultati dell'IT ottenuto, è stata effettuata la classificazione del sito in esame in accordo con la norma IEC 61400 per vedere se si è in classe A, B o C.

Wind turbine class		I	II	III	S
V_{ave}	(m/s)	10	8,5	7,5	Values specified by the designer
V_{ref}	(m/s)	50	42,5	37,5	
	Tropical (m/s) $V_{ref,T}$	57	57	57	
A+	I_{ref} (-)	0,18			
A	I_{ref} (-)	0,16			
B	I_{ref} (-)	0,14			
C	I_{ref} (-)	0,12			

Figura 5.14 Tabella di riferimento per le classi di turbolenza (norma 61400)

I parametri che classificano il sito in base alla turbolenza sono la V_{ref} , (media della velocità del vento di riferimento nei 10 minuti) e la I_{ref} (rappresenta l'intensità di turbolenza nel bin di velocità 15 m/s all'altezza di hub).

I risultati ottenuti in Matlab sono i seguenti (figura 5.14):

Altezza (m) ▾	Intensità di Turbolenza Media ▾	Classe di Turbolenza ▾
40	0.155	Classe A
71	0.1473	Classe A
90	0.143	Classe A
114	0.1397	Classe B
120	0.1393	Classe B
160	0.1364	Classe B
210	0.1402	Classe A

Figura 5.15 Indici di turbolenza medi per ogni altezza con rispettiva classe IEC

L'intensità di turbolenza media diminuisce gradualmente con l'aumento dell'altezza fino a 160 metri, dove raggiunge un valore minimo di 0.1364.

A 210 metri si osserva un leggero aumento, con un valore di 0.1402. Questa variazione può essere attribuita a cambiamenti nelle condizioni atmosferiche o alla presenza di fenomeni specifici a quell'altezza.

Da 40 a 90 metri prevale la classe A, indicativa di una turbolenza più elevata. A partire da 114 metri fino a 160 metri si passa alla classe B, che suggerisce una riduzione della turbolenza rispetto agli strati inferiori.

A 210 metri, nonostante il leggero incremento di TI rispetto a 160 metri, ritorna la classe A, indicando che la turbolenza a quella quota rientra nuovamente nei valori tipici di questa classe.

La diminuzione dell'intensità di turbolenza media con l'altezza è un dato positivo, in quanto livelli più bassi di turbolenza riducono lo stress strutturale sulle turbine eoliche e migliorano le prestazioni aerodinamiche. La suddivisione in classi di turbolenza è essenziale per determinare il tipo di turbine più adatto al sito. Le turbine progettate per siti di classe B potrebbero essere meno resistenti rispetto a quelle progettate per classe A.

Questo profilo di turbolenza con l'altezza è coerente con le condizioni tipiche dello strato limite atmosferico, dove la turbolenza tende a ridursi man mano che ci si allontana dal suolo, salvo particolari condizioni meteorologiche o topografiche.

Di seguito si è proceduto al calcolo del 90° percentile dell'intensità di turbolenza. Il 90° percentile dell'intensità di turbolenza è una misura statistica che identifica il valore al di sotto del quale si colloca il 90% dei dati, lasciando il restante 10% al di sopra. Questo parametro fornisce un'indicazione della turbolenza più elevata che si verifica con maggiore frequenza, escludendo gli eventi estremamente rari o anomali. La formula è la seguente:

$$I_{90} = I_{mean} + 1.28I_{SD} \quad (5.8)$$

Il 90 percentile è stato calcolato per il bin contenente la velocità di 15 m/s e inerente all'altezza hub che è di 114 metri:

90° Percentile della Turbolenza per il bin a 15 m/s all'altezza dell'HUB (114 m): 0.1703

Figura 5.16 Risultato 90 percentile in Matlab

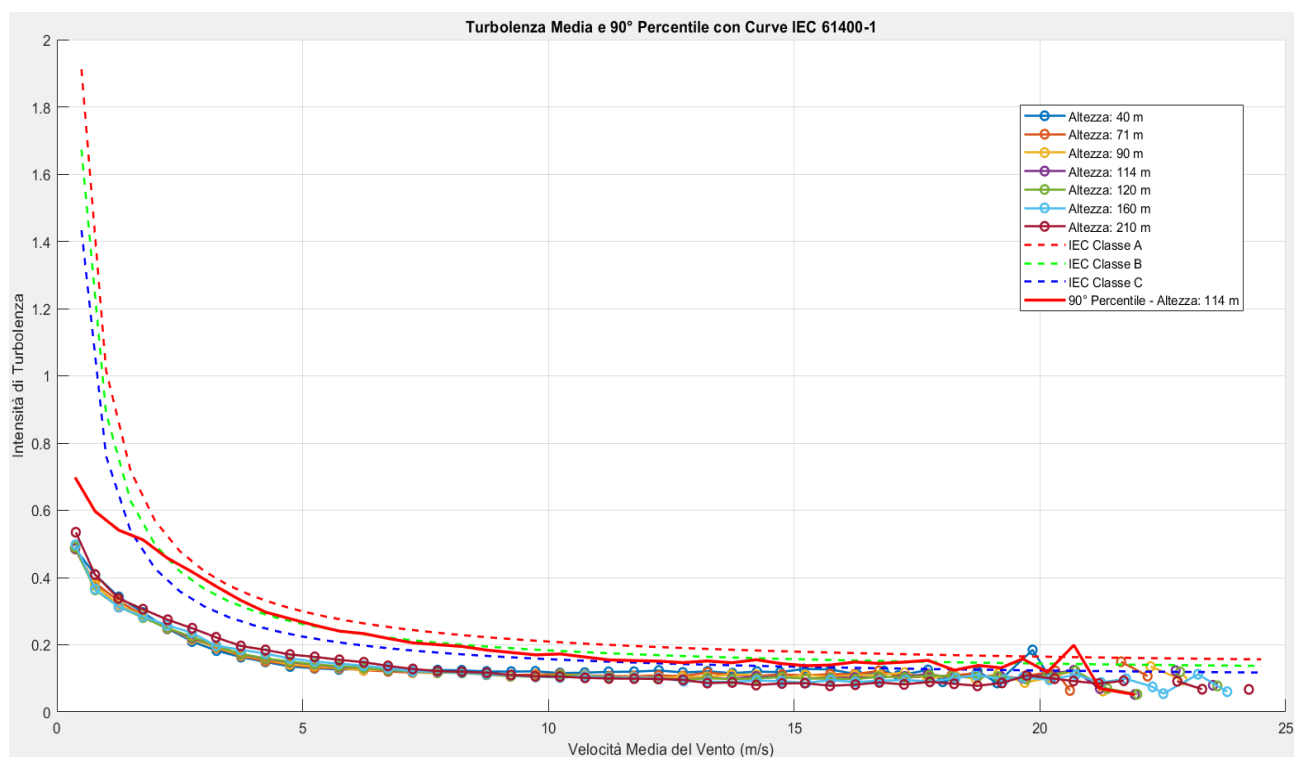


Figura 5.17 Confronto tra le classi di turbolenza, altezze e 90 percentile

Prendendo in esame tutte le direzioni (figura 5.17), si può notare la variazione dell'intensità di turbolenza (TI) media e del 90° percentile per diverse altezze in funzione della velocità media del vento, confrontata con le curve di riferimento IEC 61400-1 (Classi A, B, C).

Le curve di riferimento IEC mostrano che per la maggior parte delle altezze, l'intensità di turbolenza è al di sotto della curva della classe A, indicando che il sito rientra generalmente in condizioni di bassa o moderata turbolenza, adatte per turbine progettate per classi B o C.

Le linee colorate (dati relativi alle diverse altezze) mostrano una diminuzione dell'intensità di turbolenza con l'aumentare della velocità del vento, in linea con il comportamento previsto. La turbolenza tende ad essere più significativa a basse velocità del vento, dove predominano i fenomeni locali e la rugosità del terreno; infatti, gli effetti della rugosità del suolo sono più marcati agli strati inferiori.

Generalmente le intensità di turbolenza sono generalmente inferiori a 0.2, il che è favorevole dal punto di vista delle prestazioni aerodinamiche e della stabilità strutturale delle pale.

5.4.1 Classificazione ventosità

Per classificare accuratamente un sito onshore, è importante disporre di dati dettagliati di velocità del vento, densità di potenza e intensità di turbolenza. Questi parametri sono poi confrontati con tabelle di riferimento specifiche per siti onshore, tenendo conto dell'altezza prevista del mozzo della turbina e delle condizioni locali (rugosità del terreno, ostacoli, ecc.) [12].

La densità di potenza specifica viene ricavata tramite il rapporto tra la potenza erogata dagli aerogeneratori fratto l'area del rotore spazzato.

Classe	Categoria Risorsa	Densità Potenza [W/m ²]	Velocità Vento [m/s] (a 50 m)
1	Povero	< 100	< 4.5
2	Marginale	100–200	4.5–5.5
3	Discreto	200–300	5.5–6.5
4	Buono	300–400	6.5–7.5
5	Eccellente	400–500	7.5–8.5
6	Eccezionale	> 500	> 8.5

Figura 5.18 Classificazione ventosità

Dai valori tabellati, possiamo concludere che, viste le velocità di riferimento e le densità di potenza, il sito di Ascoli Satriano è tra la categoria 2 e 3, cioè 'marginale' e 'discreto'.

Capitolo 6: Le turbine eoliche

Le turbine eoliche sono dispositivi che trasformano l'energia cinetica del vento in energia meccanica, che viene poi convertita in energia elettrica tramite un generatore. Questo processo si basa sulla legge della conservazione dell'energia e sull'efficienza dei materiali utilizzati. Le turbine eoliche sono una delle principali fonti di energia rinnovabile, contribuendo alla produzione di energia pulita e sostenibile a livello globale.

6.1 La produzione di energia eolica nel tempo

Il primo reperto che è stato rinvenuto risale al 1700 A.C., in Mesopotamia (Iran). Sembrerebbe che il re di Babilonia Hammurabi tentò di utilizzare il vento per l'irrigazione dei campi mediante generatori ad asse verticale, che avevano deflettori mobili.



Figura 6.1 Prima testimonianza storica di mulino a vento [2]

Successivamente, in Cina, il generatore eolico viene ripreso da quello persiano ed utilizzato per il pompaggio di acqua e macinatura del grano. Analogamente ai mulini persiani, quelli cinesi del 1200 erano ad asse verticale, ma in aggiunta avevano la possibilità di regolare la posizione delle vele in relazione alla direzione del vento. Successivamente si hanno notizie e rappresentazioni di mulini ad asse orizzontale usati per il pompaggio dell'acqua. La configurazione che possedevano i mulini a palo era sviluppata attorno ad un singolo albero centrale che poi permetteva la rotazione di tutto l'insieme e la direzione del vento era garantita da un mugnaio che si occupava di girare la struttura mediante una lunga asta di comando.

In Olanda poi, nasce lo Smock Mill (figura 6.2) che si diffuse principalmente in Olanda. Il corpo principale è fisso ed in legno mentre la parte superiore è svincolata da quest'ultima per consentire alla girante di orientarsi nella direzione del vento ed in questo modo si è riusciti a realizzare mulini più alti e larghi in modo tale da avere pale più grandi.



Figura 6.2 Mulino Smock Mill [2]

Il passaggio dai mulini tradizionali alle moderne turbine eoliche iniziò nel XIX secolo. Nel 1887, il professor James Blyth progettò a Glasgow la prima turbina eolica per la produzione di energia elettrica, un dispositivo ad asse verticale con pale concave. Si trattava di un generatore ad asse verticale con un diametro di 17 metri, le cui pale sfruttavano la resistenza aerodinamica. L'anno successivo, negli Stati Uniti, Charles Brush sviluppò la prima turbina eolica su larga scala, un modello ad asse orizzontale con un rotore di 17 metri di diametro e un'altezza di 18 metri, capace di generare 12 kW di potenza destinata principalmente per l'autoconsumo.

Nel 1941, la turbina Smith-Putman segnò un altro traguardo, diventando la prima turbina multi-megawatt al mondo, con una potenza di 1.25 MW. Questo progetto aprì la strada a ulteriori sviluppi, specialmente in Europa, dove la ricerca e l'innovazione nel settore eolico continuarono a crescere.



Figura 6.3 Primo aerogeneratore Multi-megawatt

Durante la Seconda guerra mondiale, la ricerca sulle turbine eoliche proseguì a ritmo sostenuto, specialmente in Europa occidentale. In Danimarca, Poul La Cour e il suo collaboratore Johannes Juul contribuirono allo sviluppo di turbine da 45 kW, capaci di produrre milioni di chilowattora all'anno. In questo periodo, la configurazione a tre pale si affermò come la più efficiente, riducendo le vibrazioni e migliorando la stabilità.

Negli ultimi decenni, le turbine eoliche hanno raggiunto livelli di efficienza e potenza senza precedenti, grazie ai progressi nell'aerodinamica, nei materiali e nell'ingegneria. Oggi, le turbine moderne possono catturare fino all'80% dell'energia teoricamente disponibile nel vento, con profili aerodinamici ottimizzati per diverse condizioni operative. [2]

6.2 Classificazione turbine eoliche

Le turbine eoliche possono essere classificate in base a diversi criteri, tra cui la taglia, il principio aerodinamico, l'orientamento dell'asse e la solidità del rotore.

6.2.1 Classificazione per taglia

Le turbine eoliche possono essere classificate in base alla loro potenza nominale e al diametro del rotore, poiché la potenza in uscita è proporzionale al quadrato del raggio dell'area spazzata. Si distinguono tre categorie principali:

- Micro eolico: turbine con potenze inferiori a 1 kW e diametri inferiori a 1,8 metri, non soggette a normative specifiche.
- Minieolico: turbine con potenze inferiori a 100 kW e diametri sotto i 16 metri, regolamentate dalla normativa IEC 61400-2.
- Maxi eolico: turbine con potenze superiori a 100 kW e diametri oltre i 16 metri, regolamentate dalle norme IEC 61400-1 per impianti onshore e IEC 61400-2 per impianti offshore.

6.2.2 Classificazione per azione aerodinamica

- Resistenza aerodinamica: tipica delle turbine ad asse verticale, sfrutta la differenza di pressione tra le superfici investite dal vento. Questa configurazione è meno efficiente perché la velocità relativa del vento diminuisce con l'aumento della velocità di rotazione.

- Portanza aerodinamica: caratteristica delle turbine ad asse orizzontale, sfrutta la differenza di pressione tra le superfici della pala per generare una forza di sollevamento che permette la rotazione. Questa soluzione è più efficiente e maggiormente impiegata per la produzione su larga scala.

6.2.3 Classificazione in base a orientamento asse

- Asse verticale (VAWT): meno sensibili alla direzione del vento, non necessitano di meccanismi di orientamento, ma hanno un'efficienza inferiore e richiedono un sistema di avviamento esterno.
- Asse orizzontale (HAWT): più efficienti, in grado di auto-avviarsi e con maggiore stabilità strutturale, sebbene necessitino di un sistema di imbardata per allinearsi al vento.

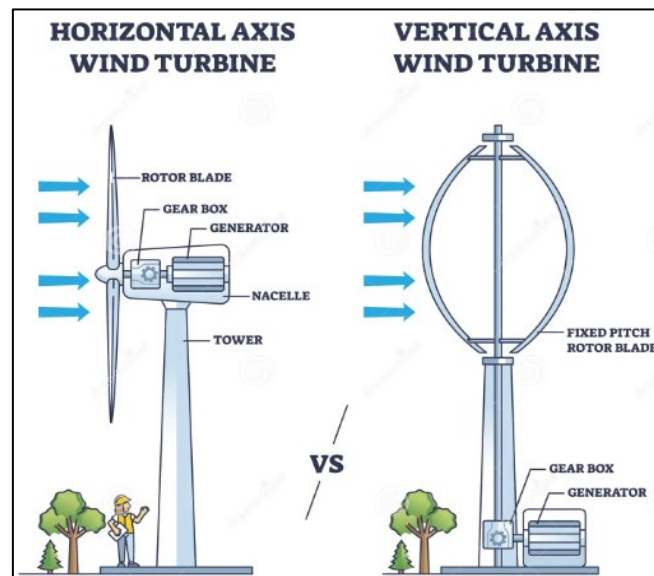


Figura 6.4 Orientamento ad asse orizzontale e verticale [20]

6.2.4 Classificazione in base alla solidità

La solidità, definita come il rapporto tra l'area occupata dalle pale e l'area spazzata dal rotore, influenza le prestazioni della turbina. Le turbine a bassa solidità, come quelle tripala, sono più adatte alla produzione di energia elettrica, mentre quelle ad alta solidità, come i multi-pala americani, sono meno efficienti. Analiticamente segue come:

$$\sigma = \frac{\text{area occupata dalle pale}}{\pi R^2} \quad (6.1)$$

6.2.5 Classificazione in base al piano rotorico

- Upwind: il rotore è posizionato a monte della navicella e viene investito direttamente dal vento.
- Downwind: il rotore è collocato a valle della navicella, una configurazione meno diffusa a causa delle turbolenze generate dalla struttura.

6.2.6 Classificazione in base al tubo di flusso

- I generatori maggiormente diffusi hanno il tubo di flusso libero ed in grado di espandersi nella fase di avvicinamento, attraversamento ed allontanamento dal piano rotorico per la necessità di conservare la portata massica elaborata.
- I generatori intubati hanno invece una carenatura attorno all'asse del rotore che consente un convogliamento del flusso da elaborare verso le pale. I secondi hanno chiaramente una maggiore difficoltà realizzativa ed un impatto visivo non trascurabile.

6.2.7 Classificazione in base al sito e controllo

Le macchine eoliche possono essere classificate in base al sistema di controllo e alla destinazione di installazione. Per quanto riguarda il controllo, si distinguono due aspetti principali: la gestione dei giri (fissi o variabili) e l'angolo di attacco delle pale (fisso o variabile). La configurazione più semplice prevede giri fissi e angolo delle pale bloccato, mentre quella più avanzata combina giri variabili con la regolazione dell'angolo di attacco. La scelta tra queste opzioni dipende da fattori economici e dal tipo di generatore elettrico impiegato.

Un'ulteriore classificazione riguarda la destinazione di installazione:

- Onshore: macchine installate su terraferma, generalmente di dimensioni più contenute e con fondazioni meno complesse.
- Offshore: macchine progettate per l'installazione in mare, caratterizzate da potenze maggiori, fondazioni specializzate e costruttive più robuste per resistere alle condizioni marine.

Le due tipologie differiscono anche per le classi IEC di riferimento e per le specifiche tecniche adottate in base all'ambiente operativo. [2]

6.3 Componenti di un aerogeneratore

Una turbina eolica è un sistema molto complesso ma affascinante composto da diverse componenti che lavorano insieme per convertire l'energia cinetica del vento in elettrica. Le parti principali che compongono un aerogeneratore sono illustrate di seguito.

6.3.1 Rotore

Il rotore è costituito da un certo numero di pale fissate su di un mozzo. Le pale sono gli elementi che catturano l'energia del vento. Hanno un profilo aerodinamico ottimizzato per massimizzare l'efficienza e sono realizzate in materiali compositi (fibra di vetro, carbonio) per garantire leggerezza e resistenza. Il mozzo invece è la parte centrale che collega le pale all'albero principale. Trasmette il movimento rotatorio generato dalle pale. I rotori ad asse orizzontale possono essere monopala (poco diffuse ed essendo sbilanciate generano sollecitazioni meccaniche e rumore), bipala che hanno due pale poste a 180° tra loro ovvero nella stessa direzione e verso opposto (prestazioni intermedie) e le tripala che hanno tre pale poste a 120° una dall'altra (le più utilizzate al giorno d'oggi).

I materiali più usati per la costruzione delle pale sono l'acciaio, materiali compositi rinforzati con fibra di vetro, il legno, le leghe d'alluminio e materiali compositi di tipo innovativo (ad esempio quelli che utilizzano fibre di carbonio e Kevlar come materiali rinforzanti). A prescindere dai materiali utilizzati, tutti i costruttori sottopongono a collaudo e verifica i vari componenti della turbina eolica.

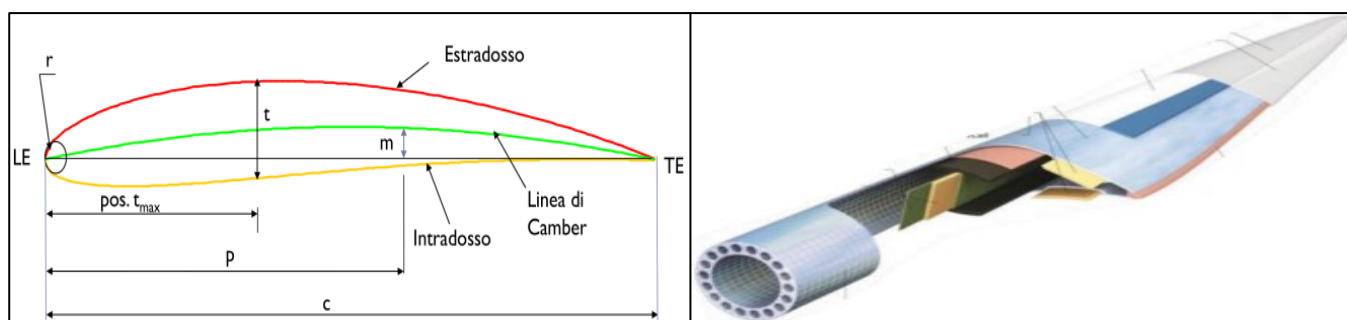


Figura 6.5 Profilo aerodinamico e sezione interna di una pala

Si utilizza principalmente una resina epossidica (più performante rispetto al poliestere) composta da una resina e un indurente che miscelandosi conferiscono durezza alla pala. Per poter dare poi la forma desiderata alla pala si impiegano diversi strati tessuti di vetro che vengono impregnati con la resina e poi stratificati creando così la fibra di vetro, materiale resistente ma leggero allo stesso tempo. In alternativa, si potrebbe usare il tessuto di carbonio, che è ancora più leggero,

ma ha un problema: è più fragile e richiede una quantità precisa di resina, altrimenti potrebbe comportarsi in modo imprevedibile.

Le pale essendo poi la parte più sollecitata di una turbina eolica, devono resistere a forze enormi durante la rotazione, passando da compressione a flessione e trazione e quindi il design deve bilanciare resistenza e peso. E per questo che è composto da due elementi:

-guscio: realizzato in fibra di vetro che resiste principalmente alla torsione

-longherone interno: struttura progettata per resistere a flessione e taglio

Oltre alle forze meccaniche, le pale devono affrontare altre sfide, come la forza centrifuga, la turbolenza del vento e le sollecitazioni aerodinamiche. Per ridurre questi effetti, le pale sono dotate di:

- *Winglets*: Piccole "ali" alle estremità delle pale che riducono i vortici di turbolenza.
- *Vortex generator*: Dispositivi che aiutano a mantenere il flusso d'aria attaccato alla superficie della pala, migliorandone l'efficienza.

Per la riduzione del rumore invece, le turbine eoliche siccome ne producono molto durante il funzionamento, utilizzano sul bordo dei dispositivi chiamati 'Serrated Trailing Edges' che riducono le emissioni sonore del 30%.

6.3.2 Navicella o gondola

È l'elemento, collocato in cima alla torre, che ospita i componenti principali dell'aerogeneratore, proteggendoli dagli agenti esterni con il suo involucro. Tra questi troviamo: moltiplicatore di giri, albero lento, generatore di corrente, sistemi di controllo e raffreddamento. Possiede dimensioni tali da poter ospitare i tecnici all'interno durante le opere di manutenzione ed è importante inoltre mantenere nel tempo un allineamento quanto più continuo possibile tra l'asse del rotore e la direzione del vento per garantire la massima produttività della macchina.

6.3.3 Torre

La torre sostiene la navicella e il rotore, portandoli all'altezza ottimale per catturare il vento. È realizzata in acciaio o cemento e può essere tubolare o a traliccio. L'altezza varia in base alla potenza della turbina e alle condizioni del sito.

6.3.4 Sistema di imbardata

Il meccanismo di imbardata utilizza un motore elettrico che permette alla navicella di ruotare per allineare il rotore alla direzione del vento. È composto da motori, ingranaggi e un sistema di controllo che garantisce l'orientamento ottimale. Di solito l'angolo di imbardata varia di pochi gradi ogni qual volta che si registra una variazione nella direzione del vento.

6.3.5 Fondazioni

Per le turbine onshore, la fondazione è tipicamente una struttura in cemento armato ancorata al terreno.

Per le turbine offshore, le fondazioni sono più complesse e possono includere monopoli, strutture a tripode o piattaforme galleggianti, a seconda della profondità dell'acqua.

6.3.6 Sistema elettrico e di connessione

Include cavi interni alla turbina, trasformatori (spesso integrati nella navicella o alla base della torre) e un sistema di connessione alla rete elettrica per trasferire l'energia prodotta.

6.3.7 Sistema di raffreddamento e ausiliari

Le turbine sono dotate di sistemi di raffreddamento per il generatore e altri componenti, nonché di ausiliari come gru per la manutenzione e sistemi antighiaccio per le pale.

6.3.8 Generatore elettrico

Il generatore elettrico è il componente chiave che trasforma l'energia meccanica prodotta dalla rotazione delle pale in energia elettrica. Questo processo avviene grazie al principio dell'induzione elettromagnetica, sfruttando l'interazione tra due parti fondamentali del generatore: lo statore e il rotore.

- **Statore:** Rappresenta la parte fissa del generatore. È composto da un nucleo in materiale ferromagnetico, avvolto da bobine di rame che generano un campo magnetico quando attraversate da corrente.
- **Rotore:** È la parte mobile, posizionata all'interno dello statore. Anch'esso è costituito da un nucleo ferromagnetico e avvolgimenti, che ruotano generando un campo magnetico variabile.

A seconda delle caratteristiche costruttive e del principio di funzionamento, i generatori elettrici possono essere suddivisi in due categorie principali: generatori sincroni e generatori asincroni.

I *generatori sincroni* operano a una velocità fissa, determinata dalla frequenza della rete elettrica a cui sono connessi e dal numero di poli magnetici del rotore. Questa velocità, detta velocità sincrona, è indipendente dalla coppia meccanica applicata.

Il Campo magnetico può essere generato in due modi:

- Tramite magneti permanenti, che eliminano la necessità di alimentazione esterna per il rotore.
 - Utilizzando un avvolgimento di campo, che richiede una corrente continua per creare il campo magnetico.
- Vantaggi:
 - Non necessitano di corrente reattiva per la magnetizzazione, anzi, possono fornirla alla rete.
 - Elevata efficienza e controllo preciso della potenza erogata.
 - Svantaggi:
 - Costo più elevato rispetto ai generatori asincroni.
 - Maggiore complessità meccanica e di controllo.

Questa tipologia di generatore è particolarmente adatta per turbine di grandi dimensioni e per applicazioni direct-drive, dove l'assenza di moltiplicatore di giri richiede un'elevata affidabilità e prestazioni ottimizzate. Le tipologie di generatori sincroni sono:

1. **Generatore sincrono a rotore avvolto (WRSG):** Gli avvolgimenti statorici sono collegati direttamente alla rete, fissando rigidamente la velocità di rotazione ed il rotore è alimentato da corrente continua per generare il campo magnetico. Viene utilizzato tradizionalmente nell'industria elettrica per la sua affidabilità.
2. **Generatore sincrono a magneti permanenti (PMSG):** Il rotore è dotato di magneti permanenti, eliminando la necessità di alimentazione esterna per il campo magnetico. Offre un'efficienza molto elevata, ma i materiali magnetici sono costosi e difficili da lavorare, inoltre richiede un convertitore di potenza per adattare la tensione e la frequenza alla rete. Le configurazioni più comuni includono macchine a flusso radiale, assiale e trasversale.

I *generatori asincroni* (o a induzione) sono composti dal rotore che gira a una velocità leggermente diversa rispetto al campo magnetico statorico, creando una "slip" (scorrimento) che induce corrente. Sono essenzialmente motori elettrici trifase a induzione utilizzati in modalità inversa. Per funzionare come generatori, devono operare in iper-sincronismo, ovvero a una velocità di rotazione superiore a quella del campo magnetico statorico.

- **Funzionamento:**

- Il rotore assorbe energia reattiva dalla rete (o da un banco di condensatori) per magnetizzarsi.
- L'energia meccanica fornita dalle pale fa ruotare il rotore a una velocità maggiore rispetto al campo magnetico statorico, generando così energia elettrica.

- **Vantaggi:**

- Robustezza e semplicità costruttiva.
- Costi ridotti rispetto ai generatori sincroni.
- Adattabilità a variazioni di carico e velocità del vento.

- **Svantaggi:**

- Necessitano di corrente reattiva per la magnetizzazione, che deve essere compensata tramite dispositivi esterni.
- Possono generare picchi di corrente durante l'avvio, richiedendo l'uso di avviatori statici per garantire un'accensione graduale e stabile.

Le tipologie di generatori asincroni principali sono:

1. **Generatore a gabbia di scoiattolo (SCIG):** Il rotore è costituito da barre conduttrici cortocircuitate, che formano una "gabbia". Robusto e a bassa manutenzione, ma non permette il controllo esterno delle caratteristiche elettriche e richiede un **soft starter** per limitare le correnti di spunto durante l'avvio e un sistema di compensazione della potenza reattiva.
2. **Generatore con rotore avvolto (WRIG):** Il rotore è dotato di avvolgimenti collegati a un circuito esterno tramite anelli e spazzole o dispositivi elettronici. Permette il controllo delle caratteristiche elettriche, migliorando la flessibilità operativa.

3. **Generatore a doppia alimentazione (DFIG):** Gli avvolgimenti statorici sono collegati direttamente alla rete, mentre il rotore è connesso tramite un convertitore di potenza. Offre un controllo avanzato della potenza attiva e reattiva, riducendo gli stress meccanici e migliorando l'integrazione con la rete.

La scelta del generatore dipende da fattori come la taglia della turbina, le condizioni operative e i costi. I generatori sincroni sono preferiti per applicazioni ad alta efficienza e direct-drive, mentre quelli asincroni sono ideali per soluzioni economiche e robuste. [22,23]

Capitolo 7: Aerogeneratori utilizzati

7.1 Caratteristiche tecniche e funzionamento dell'aerogeneratore SG 5.0-132

L'aerogeneratore SG 5.0-132 rappresenta una soluzione avanzata nel campo dell'energia eolica, progettata per massimizzare l'efficienza energetica in un'ampia gamma di condizioni operative. Con un diametro del rotore di 132 metri e un mozzo posizionato a 84 metri di altezza, questa turbina rientra nella categoria controvento (upwind), caratterizzata da tre pale su asse orizzontale ottimizzate per sfruttare al meglio l'energia cinetica del vento.

Funzionamento automatico e controllo del passo

Il sistema di funzionamento dell'aerogeneratore è completamente automatizzato, garantendo prestazioni ottimali in diverse condizioni di vento. La turbina si avvia autonomamente quando la velocità del vento raggiunge circa 3 m/s, valore sufficiente a generare la coppia aerodinamica necessaria per mettere in rotazione il rotore. Sotto la velocità nominale del vento, il sistema di controllo del passo regola dinamicamente l'angolo di inclinazione delle pale, ottimizzando la cattura dell'energia e massimizzando l'efficienza aerodinamica.

Quando la velocità del vento supera il valore nominale, il sistema modifica il passo delle pale per mantenere una produzione di potenza costante, evitando sovraccarichi meccanici. In caso di vento eccessivo, che supera i limiti operativi, la turbina si spegne automaticamente mediante il beccheggio delle pale (pitch control), una procedura che protegge i componenti strutturali da sollecitazioni eccessive.

7.1.1 Componenti principali dell'aerogeneratore

Rotore

Il rotore è il componente chiave della turbina, responsabile della conversione dell'energia cinetica del vento in energia meccanica. È costituito da tre pale e da un mozzo che le collega all'albero principale. La velocità di rotazione del rotore è variabile, progettata per massimizzare la potenza in uscita mantenendo bassi i carichi strutturali e il rumore. Il senso di rotazione è orario se visto da una posizione sopravento.

Il sistema di controllo del passo delle pale permette di regolare dinamicamente l'angolo di inclinazione, adattandosi alle condizioni del vento. A basse velocità, le pale sono posizionate per

sfruttare al massimo la portanza aerodinamica, mentre in caso di vento eccessivo, il passo viene modificato per ridurre la cattura dell'energia e proteggere la struttura.

Pale

Le pale dell'aerogeneratore SG 5.0-132 sono progettate con un profilo aerodinamico avanzato, ottimizzato per massimizzare l'efficienza energetica. Realizzate in fibra di vetro mediante una tecnica di infusione, combinano leggerezza e resistenza, garantendo prestazioni ottimali anche in condizioni di vento turbolento. La loro forma e struttura sono studiate per ridurre al minimo le sollecitazioni meccaniche e il rumore durante il funzionamento.

Mozzo

Il mozzo, realizzato in ghisa sferoidale, è il componente che collega le pale all'albero principale, trasmettendo la potenza estratta dal vento. La sua progettazione prevede uno spazio interno sufficiente per permettere interventi di manutenzione in sicurezza, garantendo accessibilità ai tecnici durante le operazioni di controllo e riparazione.

Navicella

La navicella, posizionata in cima alla torre, ospita i componenti principali della turbina, tra cui l'albero di trasmissione, il cambio (se presente), il generatore elettrico e i sistemi di controllo e raffreddamento. Realizzata *in fibra di vetro rinforzata* con pannelli laminati, la navicella è montata su un basamento che garantisce l'allineamento preciso dei componenti. La sua struttura è progettata per resistere alle sollecitazioni meccaniche e alle condizioni ambientali estreme.

Generatore elettrico

Il generatore elettrico è un asincrono trifase a doppia alimentazione (DFIG), dotato di un rotore avvolto e collegato a un convertitore PWM di frequenza. Questo sistema permette un controllo avanzato della potenza attiva e reattiva, migliorando l'integrazione con la rete elettrica. Il generatore è raffreddato mediante un sistema liquido/aria, che ne garantisce l'affidabilità anche in condizioni operative intense.

Torre di sostegno

La torre, alta 84 metri, è realizzata in acciaio tubolare e suddivisa in più sezioni. Dotata di una scala interna, piattaforme e illuminazione elettrica, permette un accesso sicuro alla navicella e

al sistema di imbardata. La sua struttura robusta è progettata per resistere alle sollecitazioni meccaniche e alle condizioni ambientali estreme, garantendo stabilità e durata nel tempo.

7.1.2 Limiti operativi e condizioni ambientali

Condizioni climatiche standard (STW)

L'aerogeneratore SG 5.0-132 è progettato per operare in un ampio range di temperature. In condizioni ambientali standard, la turbina è in grado di lavorare a piena potenza per temperature comprese tra -20°C e $+25^{\circ}\text{C}$. Oltre i $+25^{\circ}\text{C}$, è necessario ridurre la potenza in uscita per proteggere i componenti e garantire una lunga vita operativa. Quando non è in funzione, la struttura può resistere a temperature estreme, comprese tra -20°C e $+50^{\circ}\text{C}$.

Condizioni del vento

La turbina appartiene alla classe di ventosità IEC IA, il che significa che è progettata per operare in condizioni di vento medio-alto. È in grado di gestire una velocità media del vento annuale massima di 10 m/s e una velocità massima del vento (raffica estrema) di 50 m/s. Inoltre, è progettata per resistere a elevati livelli di turbolenza, garantendo prestazioni affidabili anche in condizioni meteorologiche avverse.[16] [24]

7.1.3 Adattabilità al sito di Ascoli Satriano

Le analisi condotte dimostrano che il sito di Ascoli Satriano presenta condizioni di vento non proprio adatte per l'installazione dell'aerogeneratore SG 5.0-132. [24]

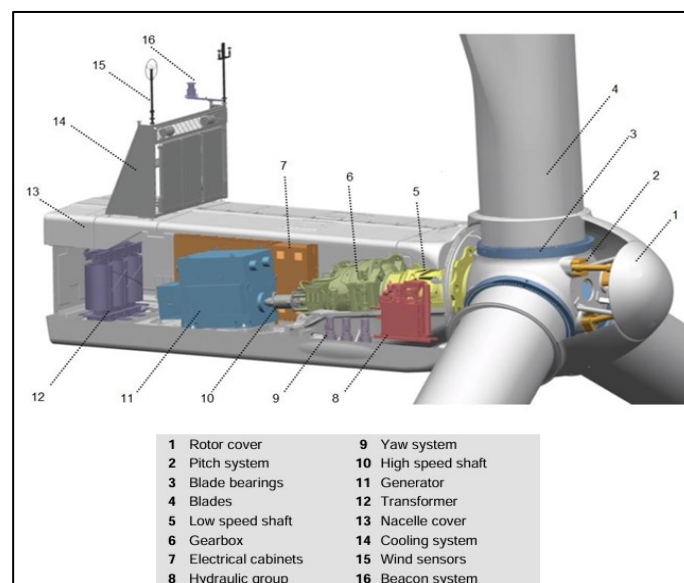


Figura 7.1 Componenti Aerogeneratori

7.2 Descrizione tecnica dell'aerogeneratore GE Renewable Energy Cypress 6.0-164

La turbina eolica Cypress-164 rappresenta una delle soluzioni più avanzate nel settore dell'energia eolica. Si tratta di una macchina a tre pale, di tipo controvento (upwind) e ad asse orizzontale, con un diametro del rotore di 164 metri. Progettata per massimizzare l'efficienza energetica, questa turbina può essere installata su una varietà di torri ibride, realizzate in acciaio tubolare e cemento, adattandosi a diverse condizioni ambientali e di vento.

Uno degli aspetti più innovativi della Cypress-164 è il suo sistema di controllo attivo, che include l'imbardata (yaw control) per orientare la turbina in direzione del vento e il controllo del passo delle pale (pitch control) per regolare la velocità del rotore. Questi sistemi, combinati con un generatore a velocità variabile e un convertitore elettronico di potenza, garantiscono prestazioni ottimali e una gestione efficiente dell'energia prodotta.

La turbina è caratterizzata da un design modulare del treno di trasmissione, in cui i componenti principali, come il cuscinetto dell'albero, il moltiplicatore di giri (gearbox), il generatore e i sistemi di imbardata, sono fissati a una piastra di base (bedplate). Questo approccio non solo semplifica la manutenzione, ma migliora anche l'affidabilità complessiva del sistema.

7.2.1 Componenti principali e funzionamento

Rotore e controllo del passo

Il rotore della Cypress-164 è il cuore della turbina, responsabile della conversione dell'energia cinetica del vento in energia meccanica. La sua velocità è regolata attraverso una combinazione di controllo del passo delle pale e della coppia del generatore. Durante il funzionamento normale, il rotore gira in senso orario quando visto da una posizione sopravento.

Il sistema di controllo del passo permette di regolare l'angolo delle pale in un range di circa 90 gradi. Quando le pale sono allineate al vento (angolo di 0 gradi), catturano la massima energia. In caso di vento eccessivo, le pale possono essere portate in posizione di bandiera (circa 90 gradi), riducendo la loro superficie esposta al vento e agendo come un freno aerodinamico. Questo sistema non solo protegge la turbina da sovraccarichi, ma ne garantisce anche un arresto sicuro in caso di emergenza.

Pale e riduzione del rumore

Le tre pale del rotore sono progettate per ottimizzare sia l'efficienza aerodinamica che la logistica di trasporto e installazione. Il loro profilo varia lungo la lunghezza: le sezioni più spesse si trovano vicino al mozzo, mentre quelle più sottili sono posizionate verso l'estremità.

Per ridurre l'impatto acustico, le pale sono dotate di Low-Noise-Trailing-Edges (LNTEs), strisce di plastica seghettate montate sul bordo posteriore. Questi dispositivi, installati direttamente in fabbrica, contribuiscono a minimizzare il rumore generato durante il funzionamento, rendendo la turbina più compatibile con aree sensibili dal punto di vista ambientale.

Mozzo e accessibilità

Il mozzo è il componente che collega le tre pale all'albero principale e ospita il sistema di controllo del passo. È progettato per garantire l'accessibilità durante le operazioni di manutenzione: tre portelli, situati vicino al tetto della navicella, permettono ai tecnici di accedere facilmente alle parti interne.

Moltiplicatore di giri e sistema di lubrificazione

Il moltiplicatore di giri (gearbox) è un componente chiave che trasmette la potenza dal rotore a bassa velocità al generatore ad alta velocità. È di tipo planetario/elicoidale a più stadi, progettato per ridurre le vibrazioni e il rumore trasmessi alla struttura. Un sistema di lubrificazione forzata e raffreddata garantisce un funzionamento affidabile e duraturo, mantenendo l'olio pulito e a temperatura controllata.

Generatore e controllo della potenza

Il generatore è di tipo a doppia alimentazione (DFIG), una scelta che permette un controllo avanzato della potenza attiva e reattiva. Questo tipo di generatore è particolarmente efficace per integrare l'energia eolica nella rete elettrica, adattandosi alle variazioni di carico e di velocità del vento.

Sistema di imbardata e orientamento

Il sistema di imbardata utilizza un cuscinetto posizionato tra la navicella e la torre per orientare la turbina in direzione del vento. I motori di imbardata, controllati da un sensore anemometrico montato sulla navicella, garantiscono un allineamento preciso. Un freno automatico impedisce movimenti indesiderati in condizioni di vento turbolento, migliorando la stabilità della turbina.

Torre e accessibilità

La turbina può essere installata su una varietà di torri ibride in acciaio tubolare e cemento, adattandosi a diverse esigenze di progetto. La torre è dotata di una porta di accesso alla base, scale interne, piattaforme di servizio e illuminazione. Opzioni aggiuntive, come sistemi di assistenza alla salita o ascensori di servizio, sono disponibili su richiesta, facilitando le operazioni di manutenzione.

Navicella e sicurezza

La navicella ospita i componenti principali della turbina, tra cui il moltiplicatore di giri, il generatore e i sistemi di controllo. È progettata per garantire un ambiente di lavoro sicuro e confortevole, con ventilazione, illuminazione e un pavimento che raccoglie eventuali perdite di liquidi. Un portello permette l'accesso alle pale e al mozzo, semplificando le operazioni di ispezione e manutenzione.

Sicurezza e protezione

La Cypress-164 è dotata di un sistema di protezione contro i fulmini, conforme allo standard IEC 61400-24 Livello I. Le pale sono equipaggiate con ricevitori per fulmini, mentre la struttura è completamente schermata e messa a terra. Nonostante queste precauzioni, i fulmini rimangono un fenomeno imprevedibile che potrebbe causare danni.

La Cypress 6.0-164 è dotata di un sistema di controllo avanzato che può essere gestito sia localmente che da remoto. Il sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) permette di monitorare e controllare la turbina da un computer remoto, mentre il controller locale offre la possibilità di bloccare manualmente alcune funzioni per garantire la sicurezza durante le operazioni di manutenzione.

Convertitore di potenza e trasformatore

Utilizza un convertitore di potenza composto da tre elementi principali: un convertitore lato rotore, un circuito intermedio in corrente continua (DC) e un inverter lato rete. Questo sistema garantisce una conversione efficiente dell'energia elettrica, adattandosi alle variazioni di velocità del rotore e alle esigenze della rete.

Per collegare la turbina al sistema di raccolta dell'energia, è presente un trasformatore a media tensione e un quadro di distribuzione (switchgear). Questi componenti permettono di trasferire l'energia prodotta dalla turbina alla rete elettrica in modo sicuro ed efficiente.

La turbina Cypress-164 rappresenta una soluzione all'avanguardia nel campo dell'energia eolica, combinando efficienza, affidabilità e flessibilità. Il suo design modulare, i sistemi di controllo avanzati e le caratteristiche di sicurezza la rendono adatta a una vasta gamma di condizioni operative e ambientali. Grazie alla sua capacità di adattarsi a diverse velocità del vento e di integrarsi efficacemente con la rete elettrica, la Cypress-164 si conferma una scelta ideale per progetti eolici di grandi dimensioni.[25]

Turbine	Cypress-164
Rotor diameter [m]	164
Rated output [MW]	Up to 6.3
Number of blades	3
Swept area [m²]	21124
Rotational direction (viewed from an upwind location)	Clockwise
Maximum speed of the blade tips [m/s]	83.3 m/s
Orientation	Upwind
Speed regulation	Pitch control
Aerodynamic brake	Full feathering
Color of outer components	RAL 7035 (light grey) and RAL 7023 (concrete grey, for concrete sections of hybrid tower only)
Reflection degree/Gloss degree Steel tower	30 - 60 gloss units measured at 60° as per ISO 2813
Reflection degree/Gloss degree Rotor blades, Nacelle, Hub	60 - 80 gloss units measured at 60° as per ISO 2813
Reflection degree/Gloss degree Hybrid Tower	Concrete gray (similar RAL 7023); gloss matte

Figura 7.2 Dati tecnici Cypress-164

7.2.2 Condizioni di Cut-Out e Cut-In

La turbina GE 6.0-164 si spegne automaticamente (cut-out) e si riavvia (cut-in) in base alle seguenti condizioni di velocità del vento:

Condizioni di Spegnimento (Cut-Out):

- Velocità del vento ≥ 25 m/s per una durata di 600 secondi (10 minuti).
- Velocità del vento ≥ 30 m/s per una durata di 30 secondi.
- Velocità del vento ≥ 34 m/s per una durata di 3 secondi.
- Velocità del vento > 38 m/s istantanea (campionata ogni secondo).

Mentre le condizioni per il riavvio della macchina si hanno quando la velocità del vento scende sotto i 34 m/s per una durata di 5 minuti dopo lo spegnimento oppure quando scende sotto i 22 m/s per una durata di 10 minuti. [28]

7.3 Caratteristiche principali della Vestas 4.0-136

La V136 è disponibile in diverse configurazioni di potenza, tra cui: 4.0 MW, da 4.2 MW con una riduzione della capacità reattiva, 3.8 MW e 3.6 MW in modalità carico ottimizzato, ideali per condizioni di vento meno intense.

Rotore e pale

Il rotore ha un diametro di 136 metri e un'area spazzata di 14.527 m². La velocità di rotazione varia tra 5.6 e 14.0 rpm. Le pale sono lunghe 66.66 metri e realizzate in fibra di vetro rinforzata con resina epossidica, fibre di carbonio e punta in metallo solido (SMT). Il sistema di pitch è idraulico, con un range di movimento da -10° a 95°. Il mozzo è di tipo sferico in ghisa, progettato per trasferire i carichi di reazione al cuscinetto principale e la coppia al moltiplicatore di giri.

Albero

L'albero principale è cavo, realizzato in ghisa o acciaio forgiato, e trasferisce la coppia al moltiplicatore.

Yaw control

Il sistema utilizza un cuscinetto a strisciamento con materiale di attrito in PETP, con una velocità di rotazione di 0.45°/sec a 50 Hz e 0.55°/sec a 60 Hz.

Generatore, convertitore e trasformatore

Il generatore è asincrono a gabbia di scoiattolo, con una potenza nominale di 4250/4450 kW e una tensione di statore di 3 x 800 V. È raffreddato da un sistema di scambio termico aria-acqua. Il convertitore è full-scale, con una potenza nominale di 5150 kVA e una tensione di rete compresa tra 15.7 e 36.0 kV.

Sistemi di protezione

Il sistema di frenatura principale è aerodinamico, con pale che si portano in posizione di stallò completo. Inoltre, è presente un freno meccanico sull'albero veloce del moltiplicatore. Il sistema di protezione include interruttori automatici per cortocircuiti e un sistema di rilevamento degli

archi elettrici. Il sistema di protezione dai fulmini (LPS) è progettato secondo gli standard IEC, con capacità di gestire picchi di corrente fino a 200 kA.

Condizioni Operative

La turbina opera in un intervallo di temperatura compreso tra -20°C e $+45^{\circ}\text{C}$ per la versione standard, e tra -30°C e $+45^{\circ}\text{C}$ per la versione a bassa temperatura; inoltre è progettata per operare fino a 1000 metri sopra il livello del mare come standard, con opzioni per altitudini fino a 2000 metri.

Sicurezza e Accesso

L'accesso alla turbina avviene attraverso una porta situata a circa 3 metri dal suolo. La torre è dotata di scale e piattaforme di riposo ogni 9 metri. Ovviamente sono presenti pulsanti di emergenza in tutta la torre.[21] [26]

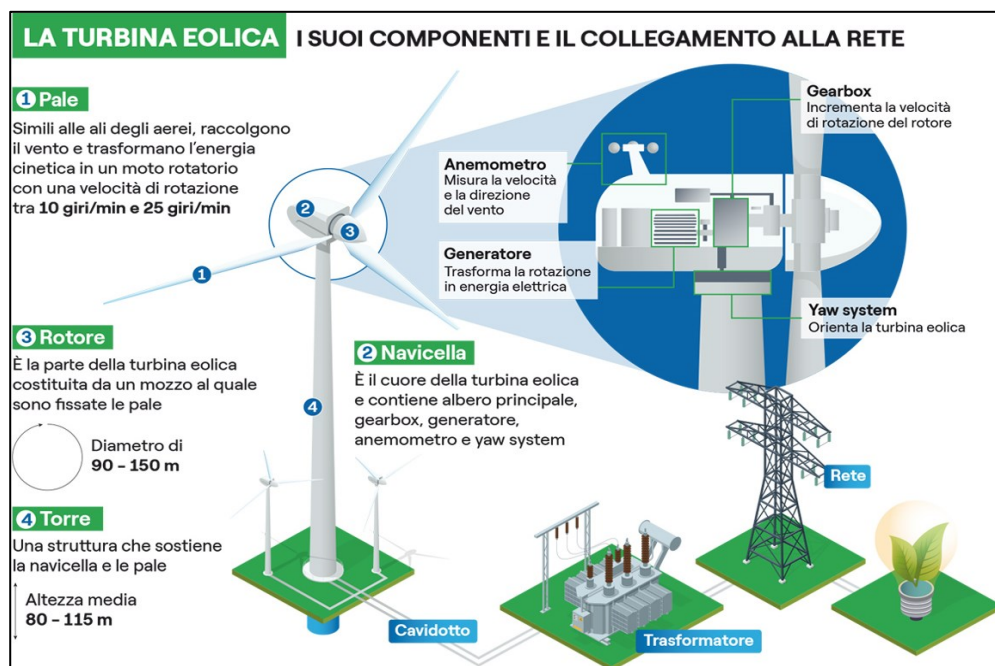


Figura 7.3 Panoramica di un Parco eolico

Capitolo 8: Tecniche di controllo degli aerogeneratori

Con l'evoluzione del settore eolico, gli aerogeneratori sono passati da progetti relativamente semplici a sistemi complessi e altamente tecnologici. Questa crescente complessità, unita alla forte dipendenza da fattori climatici e ambientali, ha reso indispensabile l'integrazione di sistemi di controllo avanzati per garantire un funzionamento efficiente, sicuro e duraturo delle turbine.

I sistemi di controllo nelle turbine eoliche hanno diverse funzioni chiave:

- Ottimizzare la resa energetica: massimizzare l'energia prodotta in base alle condizioni del vento.
- Ridurre i carichi meccanici: minimizzare le sollecitazioni statiche e dinamiche sui componenti della turbina, prolungandone la vita utile.
- Garantire la sicurezza: Gestire situazioni critiche, come venti eccessivi, attraverso arresti di emergenza controllati.

Senza questi sistemi, il numero di giri del generatore e la potenza prodotta aumenterebbero indefinitamente con la velocità del vento, superando i limiti strutturali della turbina. Questo potrebbe portare a guasti meccanici, danni ai componenti e, in casi estremi, alla completa non operabilità della macchina. Pertanto, è essenziale che il numero di giri e la potenza in uscita rimangano entro valori prestabiliti, garantendo la stabilità e l'affidabilità dell'intero sistema.

8.1 Tecniche di controllo della potenza in uscita

I sistemi di controllo per le turbine eoliche hanno due obiettivi principali che sono il mantenere la potenza in uscita costante quando la velocità del vento supera un certo valore nominale e massimizzare la potenza estratta dal vento quando la velocità del vento è inferiore al valore nominale. In questa sezione si analizzano le diverse tecniche di controllo utilizzate per regolare la potenza in uscita, mettendo in evidenza vantaggi e svantaggi e applicazioni di tipo pratico.

8.1.1 Controllo a stallo passivo

Il controllo a stallo passivo è una delle tecniche più semplici ed economiche per regolare la potenza in uscita. Questa soluzione è tipicamente adottata in turbine con numero di giri fisso e angolo di pitch fisso.

- *Funzionamento:* Le pale sono progettate aerodinamicamente in modo che, in condizioni di vento forte, si verifichi il fenomeno dello stallo. Lo stallo si manifesta quando l'angolo di attacco della pala diventa troppo elevato, causando il distacco del flusso d'aria dal dorso della pala. Questo fenomeno riduce la portanza, la coppia motrice e, di conseguenza, la potenza prodotta.
- *Vantaggi:* È una soluzione semplice, economica e non richiede attuatori aggiuntivi.
- *Svantaggi:* Non garantisce un controllo preciso della potenza, che tende a fluttuare. Inoltre, lo stallo introduce turbolenze e carichi variabili sulle pale, aumentando lo stress meccanico.

Ed è per questa serie di ragioni che questo tipo di controllo è raramente utilizzato nelle turbine di grandi dimensioni. La turbina opera ad una velocità costante determinata dalla frequenza della rete e quando la velocità del vento supera un certo valore, l'angolo di attacco delle pale aumenta fino a causare il distacco del flusso (stallo), riducendo così la potenza aerodinamica estratta. [27]

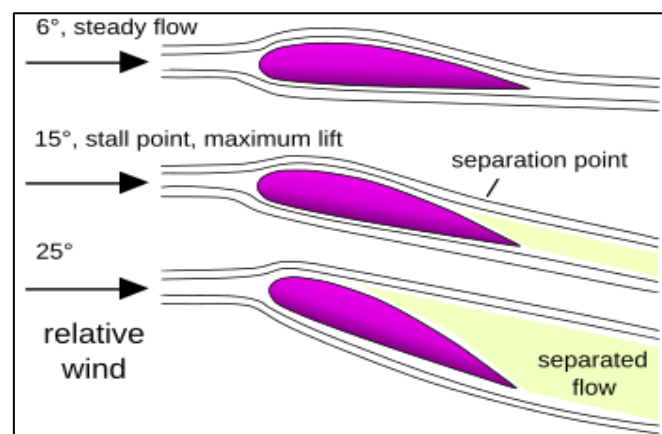


Figura 8.1 Formazione della condizione di stallo [27]

8.1.2 Controllo a stallo attivo

Il controllo a stallo attivo è una tecnica più avanzata, adatta a turbine con angolo di pitch variabile ma giri fissi. Il pitch viene variato per indurre il distacco del flusso in modo controllato.

A basse velocità del vento, le pale vengono ruotate per aumentare l'angolo di attacco, massimizzando la portanza e la potenza estratta. A velocità del vento superiori al valore nominale, le pale vengono ruotate per ridurre l'angolo di attacco, limitando la potenza e proteggendo la turbina da sovraccarichi.

- *Vantaggi:* Offre un controllo più preciso della potenza rispetto allo stallo passivo soprattutto perché avendo pitch variabile viene adattata la turbina alle condizioni del vento.

- *Svantaggi:* Anche questa tecnica non è molto diffusa nelle turbine multi-megawatt, poiché la maggior parte di esse utilizza il controllo del pitch, che risulta più efficiente e affidabile. Aumentano i costi e la complessità della turbina e richiedono più manutenzione.

8.1.3 Controllo a Giri Variabili e Pitch Fisso

Il controllo a giri variabili consente alla turbina di operare a velocità di rotazione variabile, adattandosi alle condizioni del vento per massimizzare l'efficienza aerodinamica. In questo sistema, l'angolo di pitch delle pale rimane fisso, e la regolazione avviene attraverso il controllo della coppia del generatore.

Caratteristiche:

La turbina può operare a diverse velocità, inseguendo il punto di massima efficienza (λ ottimale) per ogni condizione di vento. L'angolo di pitch non viene regolato, semplificando il sistema meccanico e la coppia del generatore viene regolata elettronicamente per adattare la velocità di rotazione alla velocità del vento.

- *Vantaggi:* La possibilità di variare la velocità di rotazione permette di massimizzare il coefficiente di potenza (C_p) in un ampio range di velocità del vento e la flessibilità operativa riduce i picchi di carico sulla struttura della turbina.
- *Svantaggi:* Il sistema richiede un controllo elettronico avanzato per regolare la coppia del generatore e questo aspetto porta all'aumento dei costi iniziali e di manutenzione.

8.1.4 Controllo a Giri Variabili e Pitch Variabile

Il controllo a giri variabili con pitch variabile rappresenta la soluzione più avanzata e flessibile per gli aerogeneratori moderni. Questo sistema combina la regolazione della velocità di rotazione con il controllo attivo dell'angolo di pitch, permettendo di ottimizzare le prestazioni della turbina in tutte le condizioni operative.

Caratteristiche: La turbina può adattarsi alle condizioni del vento, operando a velocità variabile per massimizzare l'efficienza. L'angolo di pitch viene regolato per mantenere la potenza entro i limiti nominali e ridurre i carichi meccanici. Inoltre, il sistema combina il controllo elettronico della coppia del generatore con la regolazione meccanica del pitch.

- *Vantaggi:* Questo sistema permette di inseguire il punto di massima efficienza (λ ottimale) e di mantenere la potenza costante in condizioni di vento variabile ed inoltre, come già anticipato, riduce significativamente i carichi dinamici sulla struttura della turbina.

- *Svantaggi:* Il sistema richiede un controllo elettronico e meccanico avanzato, aumentando i costi e la complessità della turbina richiedendo una manutenzione regolare.

8.1.5 Sistema di imbardata

L'imbardata è l'angolo tra la direzione del vento e l'asse di rotazione del rotore. Un disallineamento tra questi due elementi riduce l'efficienza della turbina.

- *Funzionamento:* La navicella della turbina può ruotare attorno all'asse verticale della torre per allinearsi alla direzione del vento. In caso di vento eccessivo, la turbina può essere "sfilata" dal vento per limitare la potenza in uscita.
- *Vantaggi:* È utile come misura di emergenza per ridurre la potenza assorbita.
- *Svantaggi:* Non è adatto come metodo di controllo principale, poiché introduce carichi meccanici significativi e non garantisce una regolazione precisa della potenza.

8.1.6 Controllo dell'angolo di pitch (β)

Il controllo dell'angolo di pitch è la tecnica più diffusa nelle turbine multi-megawatt. L'angolo di pitch (β) è l'angolo tra la velocità relativa del vento e il piano rotorico.

- *Funzionamento:*
 - Aumentando l'angolo di pitch, si riduce l'angolo di attacco, diminuendo la portanza e, di conseguenza, la potenza estratta.
 - Diminuendo l'angolo di pitch, si aumenta l'angolo di attacco, ma ciò può portare a carichi meccanici eccessivi.

Le turbine moderne utilizzano un controller elettronico che regola l'angolo di pitch in tempo reale, garantendo una potenza costante in uscita anche in condizioni di vento forte.

Controllo del pitch collettivo (CPC):

- *Funzionamento:* Tutte le pale vengono regolate contemporaneamente con lo stesso angolo di pitch.
- *Vantaggi:* È una soluzione semplice ed economica.
- *Svantaggi:* Non tiene conto delle differenze nei carichi aerodinamici tra le pale, causando stress meccanici sbilanciati.

Controllo del pitch individuale (IPC)

- Funzionamento: Ogni pala viene regolata indipendentemente, in base ai carichi aerodinamici rilevati da sensori specifici.
- Vantaggi: Riduce i carichi di fatica sulle pale, sul mozzo e sulla struttura della torre, aumentando la durata della turbina e permettendo design più leggeri.
- Svantaggi: Richiede un sistema di controllo più complesso e costoso, ma i benefici in termini di efficienza e durata giustificano l'investimento.

Controllo per la massimizzazione della potenza estratta

Nell'intervallo di velocità del vento compreso tra la velocità di cut-in e la velocità nominale, l'obiettivo è massimizzare la potenza estratta. Questo risultato si ottiene massimizzando il coefficiente di potenza (C_p), che dipende dal Tip Speed Ratio (λ) e dall'angolo di attacco (α).

-Per ogni velocità del vento, esiste un numero di giri ottimale del rotore che massimizza C_p .

-Combinando la regolazione del numero di giri con il controllo dell'angolo di pitch, è possibile ottenere una gestione efficiente della potenza: massimizzando C_p a basse velocità del vento e stabilizzando la potenza in uscita a velocità superiori al valore nominale.[22]

Di seguito sono illustrati dei grafici che confrontano le differenze della curva di potenza in base alla regolazione che si vuole attuare:

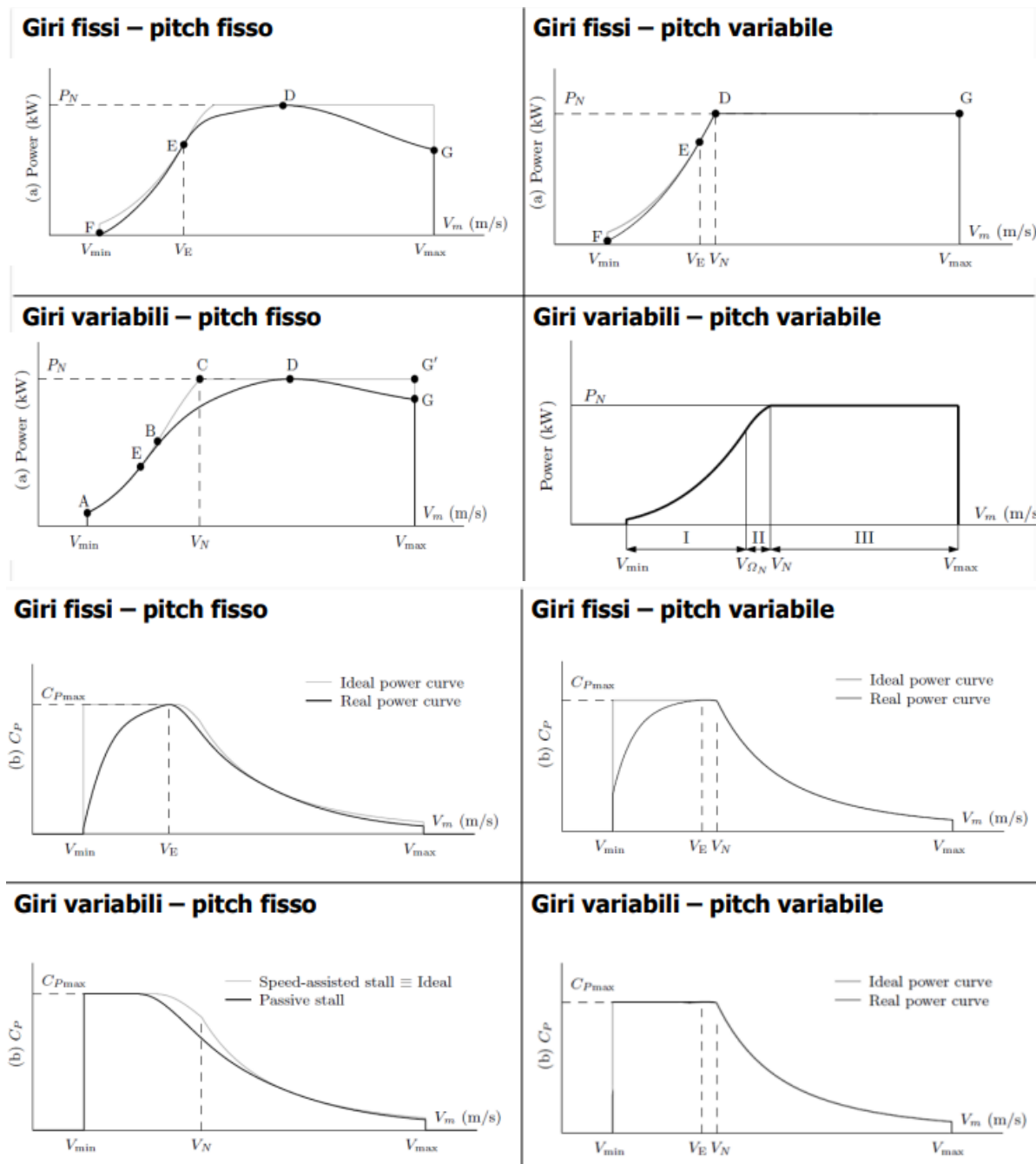


Figura 8.2 Confronto curve di potenza tra le varie configurazioni [22]

Capitolo 9: Software WindSim

Il lavoro di tesi è proceduto, dopo aver fatto una panoramica su quelli che sono gli aerogeneratori e le analisi fatte su Matlab, spostandosi su WindSim.

In questo capitolo verrà illustrato in maniera generica quali sono i moduli di WindSim e come si è arrivati alla configurazione dei domini del terreno.

9.1 Introduzione al software

WindSim è un software basato sulla dinamica dei fluidi computazionale (CFD) che consente di analizzare e ottimizzare la produzione energetica dei parchi eolici. Grazie al suo utilizzo di Phoenix, un simulatore CFD sviluppato da CHAM, e GLviewer, un visualizzatore 3D realizzato da Ceetron, il software è in grado di calcolare con precisione le caratteristiche del vento in un'area digitalizzata. Questo processo si basa sulla risoluzione delle equazioni RANS (Reynolds Averaged Navier-Stokes), che tengono conto della topografia complessa e della rugosità del terreno.

L'input principale richiesto è un modello digitale del terreno (DEM), accompagnato da una mappa della rugosità. La scala di risoluzione può essere adattata alle specifiche dell'area, passando da grandi domini a zone più ristrette. Una volta elaborati i dati, WindSim permette di stimare il potenziale energetico del vento e ottimizzare la disposizione delle turbine, al fine di massimizzare la produzione e ridurre i carichi strutturali.

Il software si compone di sei moduli da eseguire in sequenza: **Terrain**, per l'analisi del terreno; **Wind Fields** per la simulazione del campo di vento; **Objects**, per l'integrazione di oggetti come le turbine; **Results**, per la visualizzazione dei risultati; **Wind Resources**, per la stima delle risorse eoliche; ed **Energy**, per il calcolo della produzione energetica. Questa sequenza garantisce una gestione strutturata e progressiva dell'analisi.

Grazie alla sua capacità di simulare accuratamente il flusso del vento, WindSim è uno strumento fondamentale per i progettisti nella definizione di parametri cruciali come il wind shear e la turbolenza. Tuttavia, quando si opera in aree con orografia complessa, è consigliabile verificare i risultati attraverso test in situ per validare le simulazioni. [13]

9.1.1 Modulo Terrain

Il modulo *Terrain* di WindSim è dedicato all'inserimento delle informazioni relative all'orografia e alla rugosità del sito di interesse, necessarie per la creazione del modello digitale del terreno (DEM). Per iniziare, è richiesto il caricamento di un file .gws (che analizzeremo in seguito) che rappresenta l'area di analisi, contenente i dati sull'elevazione del terreno e sulla rugosità.

Una volta creato il modello 3D, è possibile configurare una griglia di calcolo (mesh) per definire il livello di dettaglio dell'analisi. Il mesh è costituito da celle, il cui numero e disposizione influenzano direttamente la precisione dei risultati e il carico computazionale. I parametri principali configurabili includono:

- **Heigh Distribution Factor (HDF):** definisce il rapporto dimensionale tra la cella più vicina al terreno e quella immediatamente sopra, ottimizzando la risoluzione del gradiente di velocità vicino al suolo.
- **Number of Cells in Z Direction:** stabilisce il numero di celle nella direzione verticale, con un valore minimo di 20 e massimo di 50.
- **Maximum Number of Cells:** determina il limite massimo di celle che compongono la griglia, in base alla risoluzione del DEM e alle capacità del sistema computazionale.
- **Terrain Smoothing Limit:** consente di limitare la derivata seconda dell'altezza del terreno, riducendo brusche variazioni di pendenza che potrebbero compromettere la convergenza della simulazione.

Un aspetto cruciale è l'altezza del mesh, ovvero la distanza tra il punto più alto del terreno e il limite superiore del dominio computazionale. Un'altezza troppo ridotta potrebbe causare fenomeni di bloccaggio del flusso, mentre un'altezza troppo elevata comporterebbe una distribuzione meno densa dei nodi nella direzione verticale, riducendo la precisione vicino al suolo. Per risolvere queste problematiche, WindSim adotta il criterio dell'area aperta, garantendo che il rapporto tra l'area aperta minima e quella massima sia superiore a 0,95.

Per migliorare la stabilità della simulazione, sono disponibili funzionalità aggiuntive come:

- Grid Refinement: consente di aumentare la densità del mesh in aree di particolare interesse, migliorando la precisione locale.
- Orthogonalize 3D Grid: regola la griglia per renderla perpendicolare al terreno, riducendo errori associati alla conformazione del suolo.

Queste opzioni rendono il modulo *Terrain* uno strumento flessibile e potente per l'ottimizzazione delle analisi eoliche, anche in presenza di terreni complessi.[14]

9.1.2 Modulo WindFields

Il modulo *WindFields* di WindSim si occupa della simulazione fluidodinamica del campo di vento nell'area di interesse, utilizzando le equazioni Reynolds Averaged Navier-Stokes (RANS) come base teorica. Queste equazioni, derivate dalla media temporale delle equazioni di conservazione della massa e della quantità di moto, vengono risolte tramite il metodo dei volumi finiti.

Il software consente di simulare il campo di vento per diverse direzioni della rosa dei venti, configurabili dall'utente con un numero di settori che può variare da 12 a 36. Le simulazioni calcolano diverse variabili fondamentali del flusso, tra cui:

- Pressione (p);
- Componenti della velocità (u , v , w);
- Energia cinetica turbolenta (k);
- Tasso di dissipazione turbolenta (ϵ o ω).

Le condizioni al contorno possono essere specificate tramite profili analitici o nesting.

I profili analitici sono basati su profili logaritmici validi per terreni pianeggianti; tuttavia, non sono adatti per rappresentare correttamente flussi in orografie complesse.

La tecnica nesting invece permette di utilizzare i risultati di un precedente modello 3D come input per simulazioni successive, migliorando l'accuratezza nei siti con orografia complessa.

Un aspetto cruciale per simulazioni accurate in aree con terreni irregolari è la selezione di condizioni appropriate come il *boundary condition at top*. In caso di orografie complesse, è consigliato l'uso dell'opzione fixed pressure.

WindSim include diversi modelli di turbolenza basati sull'ipotesi di Boussinesq, che relaziona linearmente gli sforzi di Reynolds al gradiente di deformazione del flusso medio. Tra questi:

- *Standard k - ε* : utilizza l'energia cinetica turbolenta (k) e la dissipazione turbolenta (ε) per descrivere la turbolenza.
- *Realizable k - ε e RNG k - ε* : varianti migliorate del modello standard.
- *k - ω di Wilcox*: modello più accurato per flussi con elevati gradienti di pressione avversi e per strati limite. È particolarmente indicato per flussi separati e taglio libero, grazie alla sua capacità di integrarsi nel sottostrato viscoso senza funzioni di smorzamento.

Per quanto riguarda invece i solutori, WindSim offre diverse opzioni per la risoluzione delle equazioni:

- **Coupled Solver**: risolve simultaneamente i campi di velocità e di pressione;
- **Segregated Solver**: risolve separatamente i campi di velocità e pressione.
- **GCV Solver (General Collocated Velocity)**: soluzione più robusta per griglie non ortogonali, con capacità di gestire angoli molto stretti e garantire la convergenza. È particolarmente indicato per simulazioni su terreni complessi, come dimostrato nelle simulazioni condotte.

La convergenza numerica viene raggiunta quando i valori delle grandezze calcolate si stabilizzano al crescere delle iterazioni, risultando in grafici privi di oscillazioni significative.

9.1.3 Modulo Objects

Il modulo *Objects* è utilizzato per definire gli elementi principali dello studio di un parco eolico, come turbine, anemometri e anemometri trasferiti. Con l'oggetto "turbina" è possibile specificare la posizione delle macchine e le loro caratteristiche, tra cui la curva di potenza e il coefficiente di spinta. Inoltre, è possibile estrarre il profilo verticale della velocità del vento per ciascuna turbina utilizzando i risultati delle simulazioni CFD.

Invece l'oggetto "anemometro" consente di inserire dati sperimentali sul vento, come velocità e direzione, registrati da stazioni anemometriche reali presenti nel sito. Questi dati possono essere utilizzati per ponderare i risultati delle simulazioni CFD, migliorando l'affidabilità delle previsioni.

L'altro aspetto che, soprattutto ai fini di questa tesi rappresenta un aspetto importante, è il “transferred climatology”; in sostanza questo comando permette di creare una stazione anemometrica virtuale basata sui dati sperimentali disponibili in un'altra posizione all'interno del sito. Ad esempio, a partire dai dati di velocità e direzione del vento rilevati in un punto A, è possibile trasferire tali informazioni per stimare le condizioni del vento in un nuovo punto B, ampliando le analisi senza la necessità di ulteriori misurazioni sul campo. I dati però devono essere opportunamente convertiti nel formato compatibile di WindSim (.wws o .tws).

9.1.4 Modulo Results

Il modulo *Results* consente di estrarre e analizzare le informazioni relative alle variabili fluidodinamiche calcolate nel modulo *Wind Fields*. Le grandezze fisiche simulate possono essere visualizzate su apposite mappe, permettendo un'analisi dettagliata del campo di velocità e delle altre variabili nell'area studiata.

L'utente può variare l'altezza della superficie di osservazione per ottenere dati a diverse altitudini, fornendo una visione completa e tridimensionale del comportamento del vento in ogni punto del dominio simulato.

9.1.5 Modulo Wind Resources

Il modulo *Wind Resource* permette di calcolare mappe orizzontali della velocità del vento sull'intero sito, combinando i risultati CFD con i dati anemometrici sperimentali. L'utente può inoltre specificare le altezze a cui estrarre i piani orizzontali, ottenendo mappe dettagliate della risorsa eolica. Il programma consente di generare mappe di ventosità per ciascun settore della rosa dei venti definito in precedenza e per ogni stazione anemometrica inclusa nel progetto.

9.1.6 Modulo Energy

Tramite quest'ultimo invece, si calcola l'energia annua prodotta (AEP) per ogni turbina eolica e di tutto il campo eolico.

9.2 Digital Terrain Model

Il terreno in formato digitale è stato inserito grazie all’ausilio di Global Mapper tramite la creazione di un file .gws.

L’approccio da avere è utilizzare tre domini distinti, con dimensioni progressivamente ridotte, per rappresentare accuratamente l’orografia del terreno. Si parte da uno molto esteso per poi andare via via a ridursi sempre più.

Il dominio più grande impiega i profili di vento preregistrati di *WindSim*, mentre nei domini più piccoli viene applicata la tecnica di *nesting* per migliorare l'affidabilità dei risultati. Questo perché, il Lidar presente ad Ascoli Satriano non ha acquisito un anno di campionamento e di conseguenza è stato fatto riferimento anche ad altri dati anemometrici.

Più precisamente i dati che sono stati presi in considerazione fanno riferimento:

- Anemometro di Foggia a coppette situato in una zona pianeggiante a 56 metri di altitudine sul livello del mare e distante circa 35 chilometri dal parco di interesse, infatti è stato utilizzato il ‘*transferred climatology*’.
- L’altra situazione presa in considerazione è l’anemometro situato presso Castelluccio dei Sauri a circa 4 chilometri da Ascoli Satriano e ad un’altitudine di 230 metri dal livello del mare. È composta da una torre anemometrica con due anemometri a coppette, uno installato a 20 metri e uno a 30 metri dal suolo.

C’è da sottolineare che tutti e due gli anemometri ricadono nel dominio più grande (figura 6.1) e quindi, come anticipato, la lettura dei dati al loro interno avverrà per mezzo di *transferred climatology*, così che questi possano essere trasferiti prima nel dominio medio e poi nel dominio più piccolo.

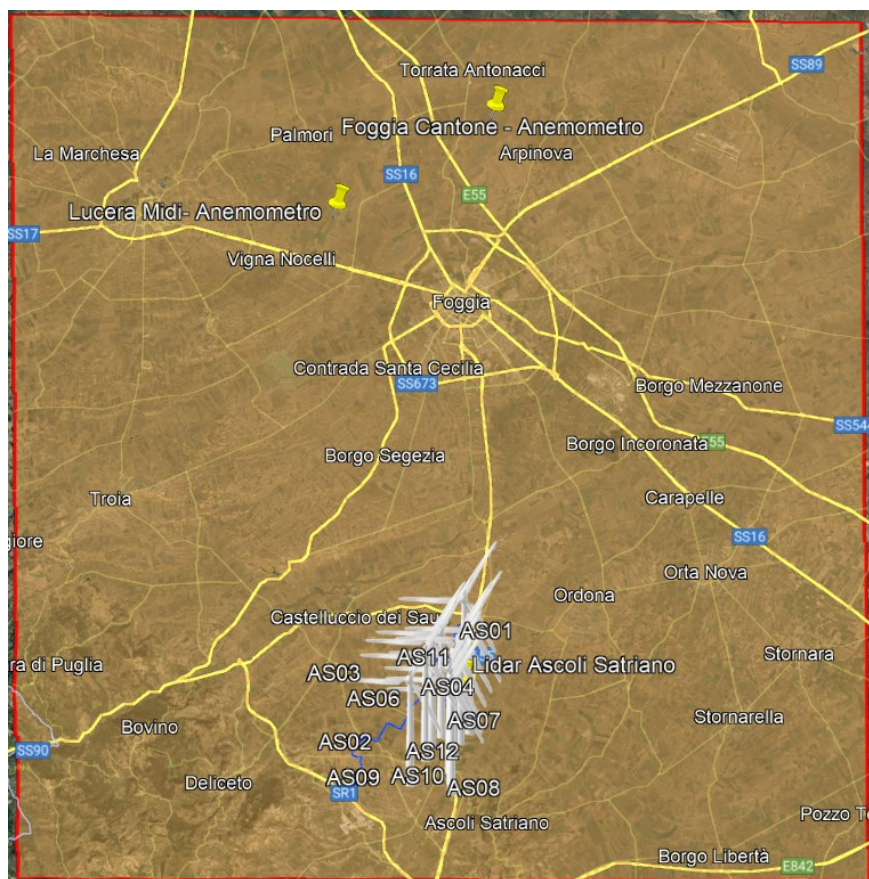


Figura 9.1 Visualizzazione dominio esteso da Google Earth

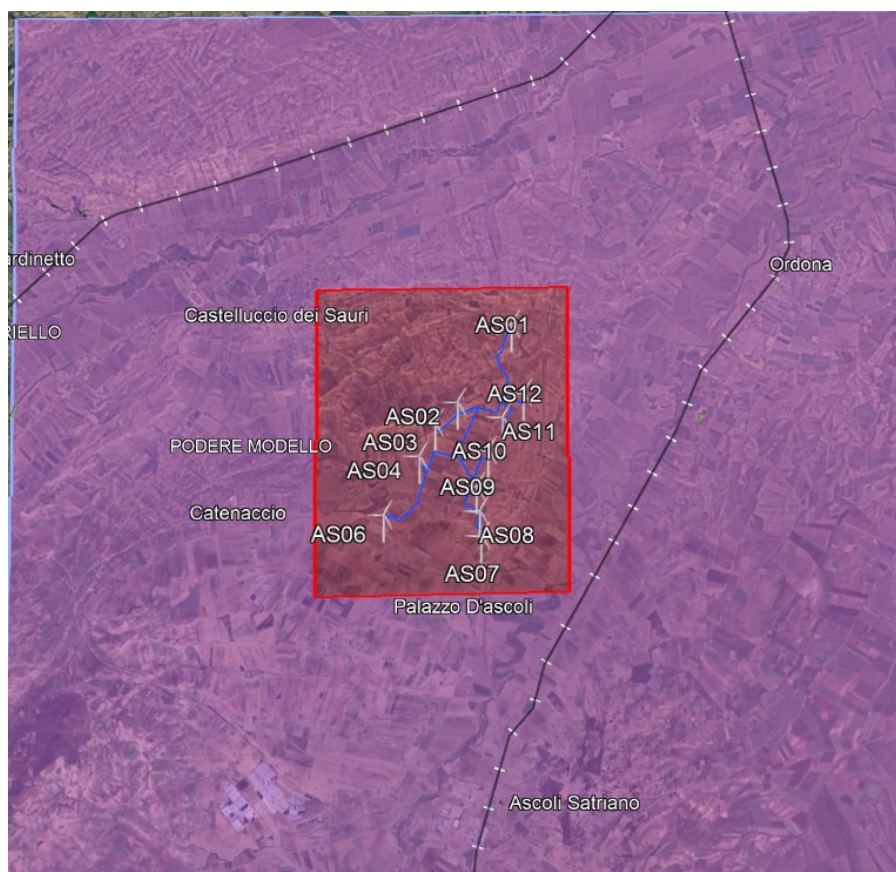


Figura 9.2 Dominio intermedio e piccolo da Earth

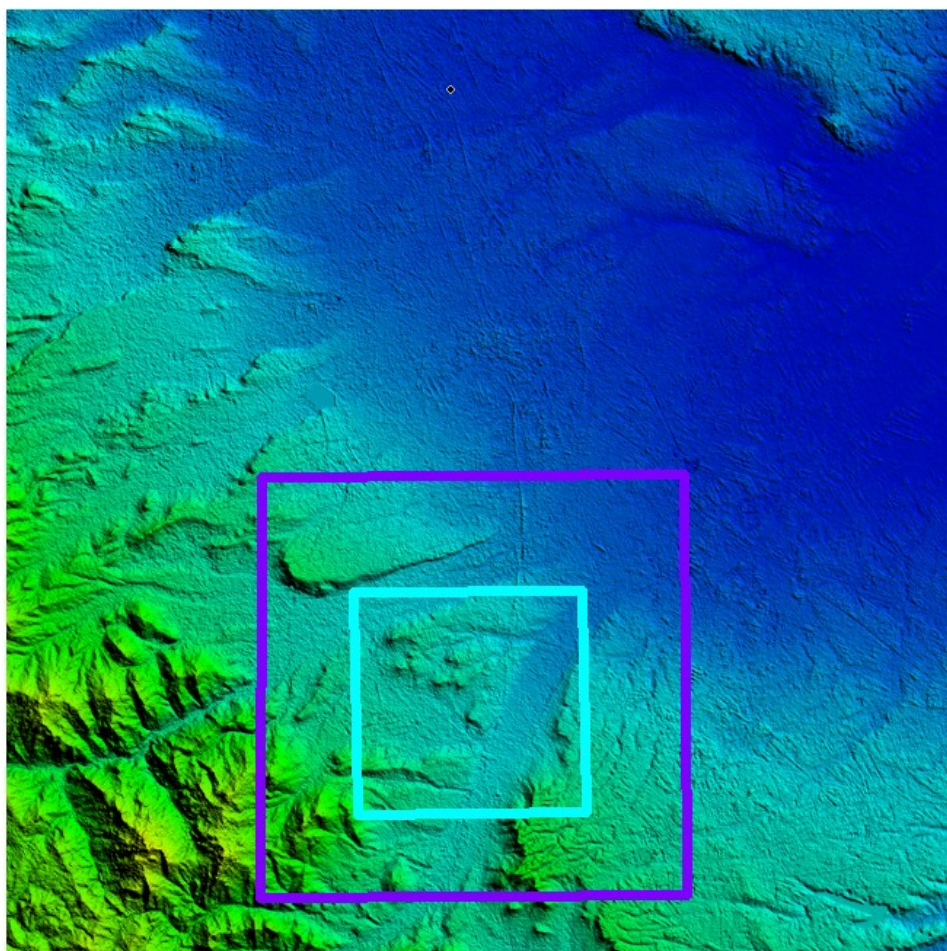


Figura 9.3 Visualizzazione domini da Global Mapper

Il DEM del terreno di interesse è stato scaricato da Global Mapper ed è un ‘ASTER GDEM v3 Worldwide Elevation Data’ con una risoluzione di 30 metri.

Per la rugosità, come già anticipato in precedenza, è stata utilizzata la mappa ‘Corine Land Cover 2012’ con una risoluzione a 100m.

Di seguito, verranno analizzate tutte le aree di interesse, dalla più grande alla più piccola.

9.2.1 Analisi del dominio maggiore

È necessario partire dalla simulazione più vasta in WindSim poiché essa permette, tramite le operazioni di nesting, di utilizzare i dati e le condizioni al contorno per i domini successivi, cioè i domini più piccoli.

In questa sezione non viene inserito nessun aerogeneratore, bensì viene posta attenzione all’inserimento corretto degli anemometri.

L’area risulta molto estesa (circa 2800 km²) per avere al suo interno i dati corretti.

Properties	
1: Terrain extension	
Coordinate system	Global
X-range	1693523.991; 1765123.991
Y-range	5005456.103; 5077056.103
Projection	MERCATOR_WGS_84_0
2: Roughness	
Roughness height	Read from grid.gws
3: Numerical model	
Automatic gridding	False
Refinement type	No refinement
Height above terrain	7000
Maximum number of cells	10000000
Vertical expansion	Arithmetical
Height distribution factor	0.1
Number of cells in Z direction	20
4: Smoothing	
Smoothing type	Bi-linear smoothing
Terrain smoothing limit	0.007
Smoothing radius	0
Gradual smoothing type	Inner gradual smoothing
5: Forest	
Forest	Disregard forest

Figura 9.4 Proprietà del terrain

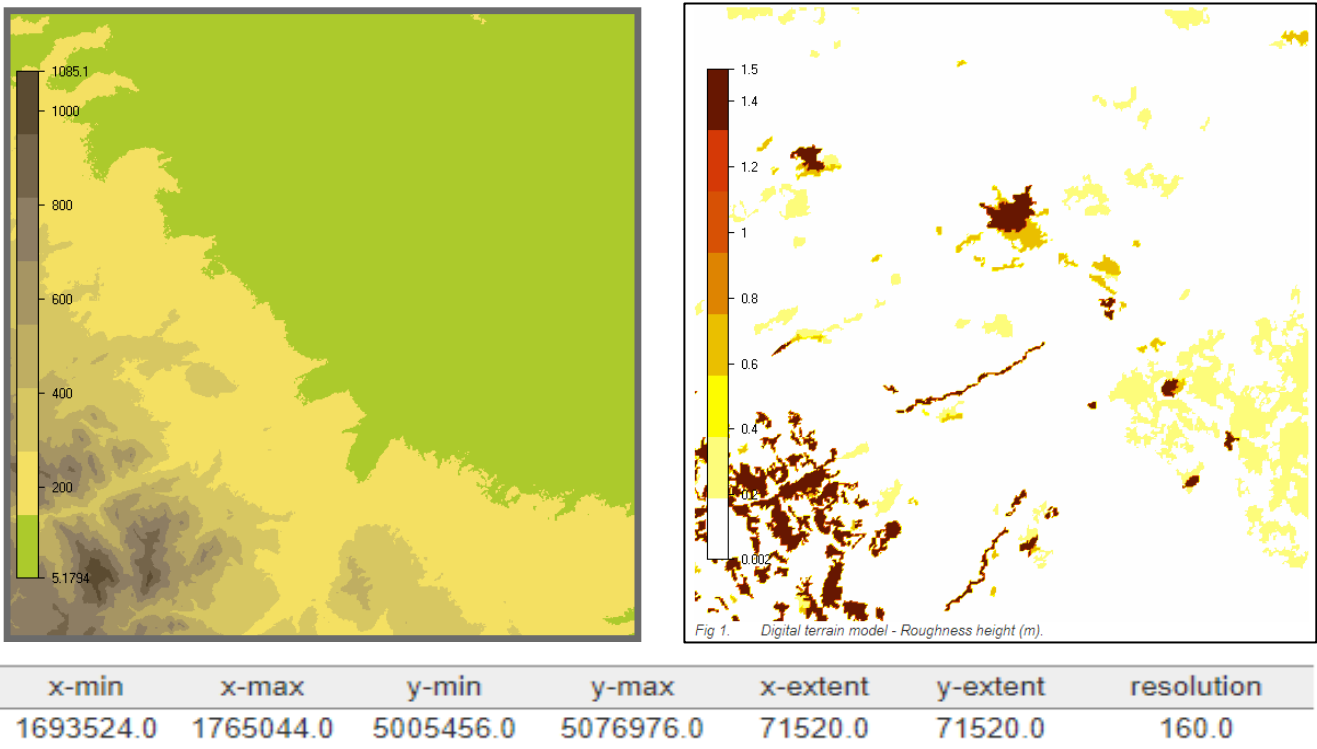


Figura 9.5 Elevazione terreno, estensione e livello di rugosità

Dopo il *Terrain* si passa al *WindField* per calcolare il campo di moto nel dominio.

1: Boundary and initial conditions	
Do Nesting	Disregard nesting
Sector input type	Uniform distribution of the sector angles
Number of sectors	12
Sectors for next run	0:30;60;90;120;150;180;210;240;270;300
Height of boundary layer	999
Speed above boundary layer	10
Use previous run as input	False
Boundary condition at top	Fixed pressure
2: Physical models	
Potential temperature	Disregard temperature
Air density	1.225
Turbulence model	Standard k-epsilon
3: Calculation parameters	
Solver	GCV
Number of simultaneous sector	1
Convergence settings	Manual definition
Number of iterations	500
Convergence criteria	0.001
4: Convergence monitoring	
Coordinate system	Global
Spot value X position	1727000
Spot value Y position	5030000
Spot value Z position	30
Field value to monitor	Speed scalar XYZ
5: Output	
Height of reduced wind databas	300

Figura 9.6 Proprietà WindField

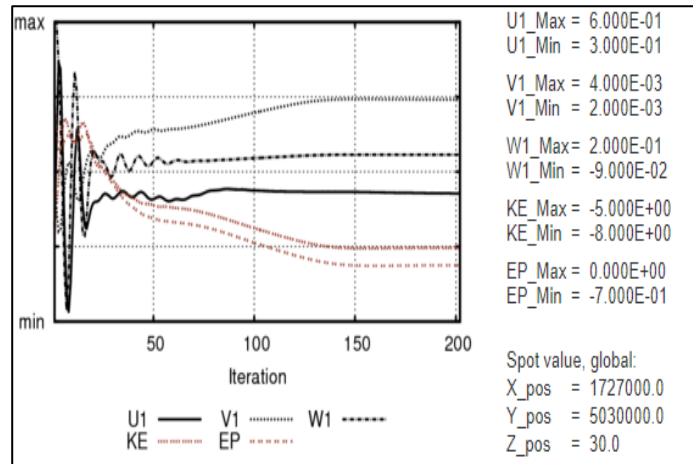


Figura 9.7 Convergenza del settore

Per questa simulazione iniziale, è stato utilizzato il profilo di velocità del vento predefinito integrato in WindSim come parametro di input. La quota del boundary layer è stata definita a 7000 metri per evitare effetti di bloccaggio, mentre oltre tale altitudine la velocità del vento è stata fissata a 10 m/s.

L'immagine seguente illustra il tempo impiegato per il calcolo in ciascuno dei dodici settori considerati, il numero di iterazioni richieste per ottenere la convergenza e la conferma del raggiungimento della stessa, indicata con il simbolo "C".

Date	Time	Sector	Solver	Conwiz	#Iter	#Iter exe	Time exe (S)
17.11.24	02:39:29	000	GCV	No	500	202	03:05:13 (C)
17.11.24	06:16:51	030	GCV	No	500	240	03:36:55 (C)
17.11.24	09:42:40	060	GCV	No	500	226	03:25:18 (C)
17.11.24	12:45:53	090	GCV	No	500	201	03:02:43 (C)
17.11.24	16:44:34	120	GCV	No	500	261	03:58:10 (C)
17.11.24	20:08:16	150	GCV	No	500	231	03:23:09 (C)
17.11.24	23:13:52	180	GCV	No	500	210	03:05:02 (C)
18.11.24	02:53:27	210	GCV	No	500	253	03:39:01 (C)
18.11.24	06:43:06	240	GCV	No	500	264	03:49:03 (C)
18.11.24	09:50:31	270	GCV	No	500	216	03:06:48 (C)
18.11.24	13:36:42	300	GCV	No	500	266	03:45:34 (C)
18.11.24	17:10:48	330	GCV	No	500	233	03:33:26 (C)

Figura 9.8 Convergenza dei settori

Nella sezione *objects*, il dominio analizzato comprende due torri anemometriche, ciascuna dotata di più punti di misura. La stazione situata nella provincia di Foggia è equipaggiata con un unico sensore posto a 50 metri dal suolo, mentre quella di Castelluccio dei Sauri dispone di due sensori posizionati rispettivamente a 20 e 30 metri di altezza.

I dati rilevati dalla stazione di Foggia, disponibili per l’anno 2008, risultano completi e continui. Al contrario, la stazione di Castelluccio dei Sauri fornisce dati relativi al periodo 2006-2010, ma presenta significative lacune. Per questo motivo, si è deciso di utilizzare esclusivamente i dati del 2009, ritenuti più affidabili.

Per entrambe le torri è stata adottata la metodologia di *transferred climatology* tramite il software WindSim. Le coordinate di trasferimento sono state definite in modo da ottenere dati interpolati compatibili con il dominio intermedio. Successivamente, tali dataset sono stati ulteriormente trasferiti per analizzare il dominio più ristretto e stimare il potenziale energetico del parco eolico.

Le figure seguenti illustrano i dati sperimentali sotto forma di rose dei venti e grafici non categorizzati, rappresentando la distribuzione della velocità media del vento per intervalli di velocità (*bins*) e direzioni (*sectors*).

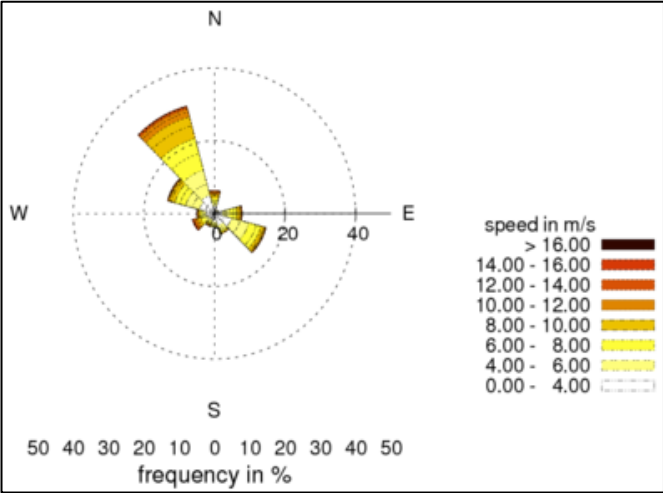


Figura 9.9 Rosa dei venti Foggia

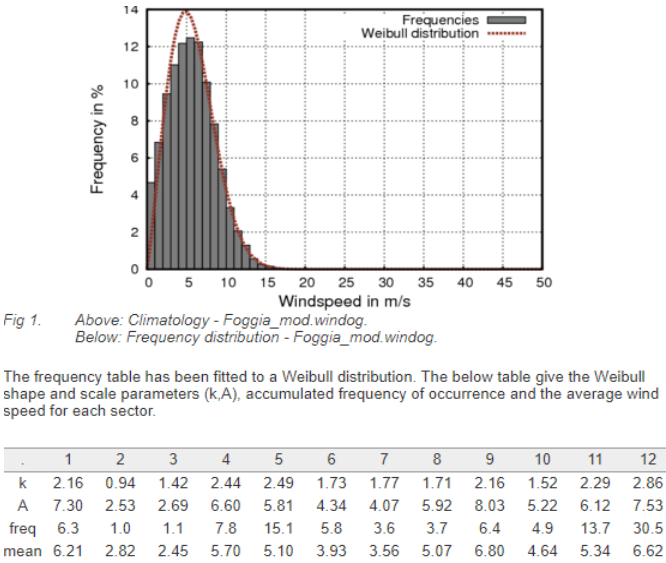


Figura 9.10 Distribuzione di Weibull e velocità media per settore

L’anemometro di Foggia fornisce dati dal 1° gennaio 2008 (ore 00:10) al 31 dicembre 2008 (ore 23:50). Esso si trova a un’altezza di 50 metri, e la maggior parte della ventosità si concentra in direzione nord-ovest (330°). Questi dati sono stati utilizzati per le stime di producibilità, poiché il *Lidar* di Ascoli Satriano non dispone di un intero anno di campionamento.

Come già anticipato, sono disponibili anche dati provenienti dall'anemometro di Castelluccio dei Sauri, situato a un'altezza di 30 metri. Tuttavia, tali dati coprono solo il periodo compreso tra il primo e il 31 gennaio 2009 e non risultano adeguati all'analisi.

I venti predominanti, infatti, provengono principalmente dai settori 230° e, in misura minore, 330°. Pertanto, per le stime di producibilità, si è scelto di fare riferimento esclusivamente ai dati dell'anemometro di Foggia.

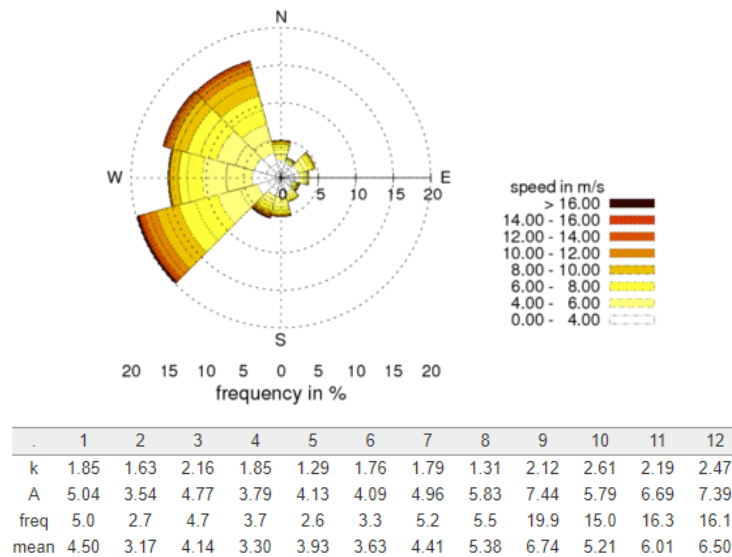


Figura 9.11 Rosa dei venti e frequenza Castelluccio dei Sauri

Dopo aver fornito una panoramica generale dei dati presi in considerazione per le simulazioni, l'attenzione si concentra sul dominio più ristretto, che costituisce la base per le conclusioni finali. Il dominio intermedio non è stato trattato in dettaglio, poiché è stato utilizzato unicamente come tramite per trasferire le condizioni dal dominio più ampio a quello più piccolo.

9.2.2 Analisi dominio ristretto

In seguito alle analisi effettuate sul dominio di dimensione maggiore, è stata posta attenzione sulla simulazione del dominio che si limita all'area del sito eolico per andare a stimare l'energia prodotta dal singolo parco e valutare le possibili interferenze.

Il passaggio cruciale da tenere in considerazione e che caratterizza questo paragrafo, è l'aggiunta di tutti gli aerogeneratori così che sia possibile calcolare l'Annual Energy Production (AEP).

Terrain

L'area di riferimento è vasta circa 42,5 km² e ciò permette di effettuare un'analisi molto accurata (figura 6.12).



Figura 9.12 Area di interesse del dominio

Ponendo attenzione alle immagini che seguono, si vanno a mettere in evidenza alcune differenze rispetto al dominio più grande.

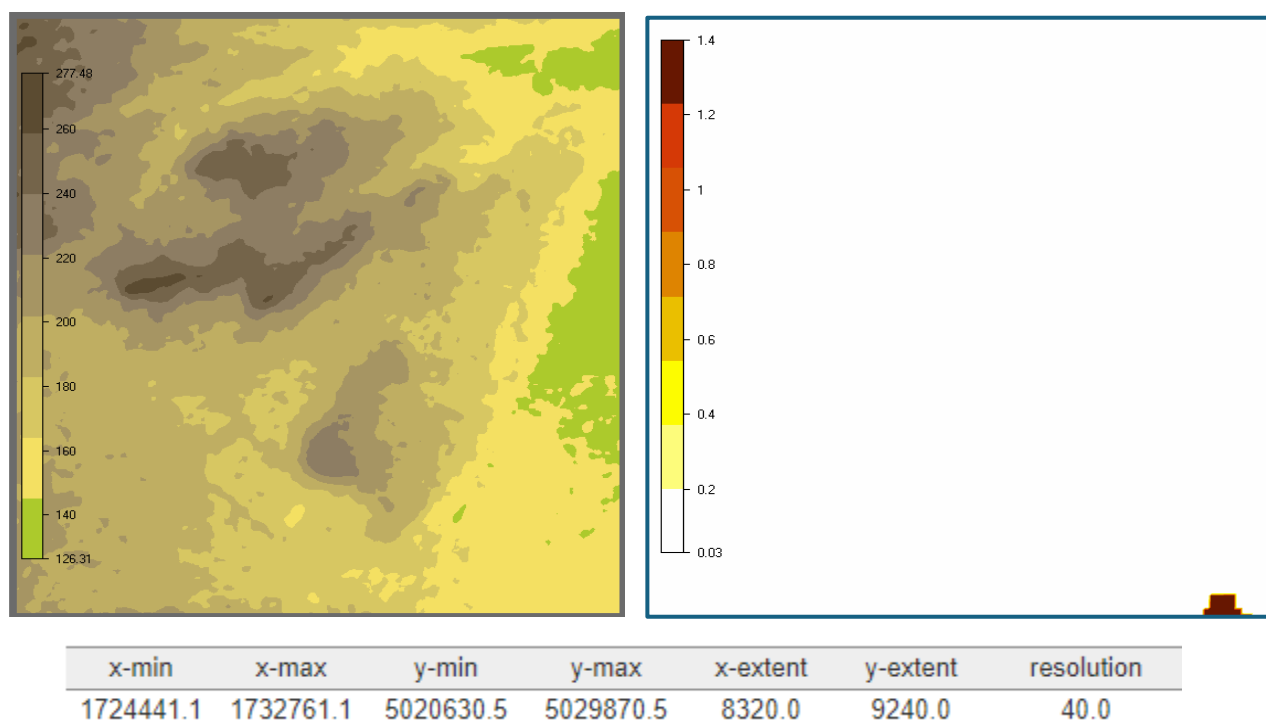


Figura 9.13 Elevazione, rugosità ed estensione dominio

Nel dominio di minori dimensioni viene ridotta la spaziatura da 80 a 40m così che il livello di dettaglio di modellazione del terreno sia superiore.

Il valore di rugosità si dimostra essere inerente a quello ottenuto in Matlab; infatti, tutta l'area di interesse ha un valore di $z_0=0.03$.

Anche l'area analizzata presenta un'altitudine massima di 277,48 metri rispetto ai 1085 metri del dominio maggiore e quindi si nota come l'area è pianeggiante e omogenea.

Windfield

Durante il *WindField*, è stato implementato il metodo del **nesting**, utilizzando i risultati ottenuti nel dominio intermedio come condizioni iniziali per il dominio più ristretto. L'altezza del boundary layer e la velocità del vento sopra tale quota sono rimaste inalterate rispetto alle simulazioni precedenti.

Grazie alla riduzione delle dimensioni del dominio, il tempo di calcolo per ciascun settore esaminato si è ridotto. Tuttavia, l'elevata densità della griglia di calcolo ha mantenuto il tempo di elaborazione complessivamente significativo. In tutti i settori analizzati, i criteri di convergenza sono stati soddisfatti, come evidenziato nei report generati (figura 6.14).

Date	Time	Sector	Solver	Conviz	#Iter	#Iter exe	Time exe (S)
28.11.24	12:28:00	000	GCV	No	500	134	00:53:09 (C)
28.11.24	13:18:52	030	GCV	No	500	127	00:50:21 (C)
28.11.24	14:09:02	060	GCV	No	500	126	00:49:40 (C)
28.11.24	14:57:01	090	GCV	No	500	120	00:47:28 (C)
28.11.24	15:53:41	120	GCV	No	500	141	00:56:08 (C)
28.11.24	16:47:57	150	GCV	No	500	136	00:53:44 (C)
28.11.24	17:36:19	180	GCV	No	500	122	00:47:46 (C)
28.11.24	18:28:56	210	GCV	No	500	132	00:52:01 (C)
28.11.24	19:17:18	240	GCV	No	500	124	00:47:45 (C)
28.11.24	20:05:22	270	GCV	No	500	124	00:47:26 (C)
28.11.24	20:59:00	300	GCV	No	500	137	00:52:58 (C)
28.11.24	21:53:38	330	GCV	No	500	139	00:53:58 (C)

Figura 9.14 Conferma convergenza dei settori

Objects

Nel dominio in esame, gli oggetti integrati nel modulo sono stati generati attraverso l'operazione di "transferred climatology", applicata inizialmente al dominio più esteso e successivamente a quello intermedio. Questo processo ha consentito di interpolare i dati sperimentali raccolti dalle due torri anemometriche. Le coordinate per il trasferimento dei dati sono state scelte con l'obiettivo di ottenere una corrispondenza ottimale tra le condizioni ambientali delle aree di origine e quelle delle aree di destinazione. Tale approccio è stato fondamentale per preservare l'accuratezza dei dati trasferiti e assicurare un'analisi finale robusta e rappresentativa.

Il trasferimento è stato effettuato applicando a ciascun vettore di velocità, identificato da un punto della tabella corrispondente al centro di un settore e di un bin, un coefficiente moltiplicativo (Speed Up) e una correzione angolare della direzione (direction shift). Ripetendo questa operazione per ogni punto e sommando le frequenze, è stato possibile ottenere la climatologia trasferita. I valori dei coefficienti moltiplicativi e delle correzioni di direzione sono stati calcolati utilizzando i risultati presenti nel database WindFields, in base alle coordinate di ciascuna coppia di punti e per ogni settore di riferimento.

Properties

1: Boundary and initial conditions
Do Nesting From WindSim project
Project file name E:\PROGETTI WINDSIM 2\PROG
Sector input type Uniform distribution of the sector angles
Number of sectors 12
Sectors for next run 0:30;60;90;120;150;180;210;240;270;30
Use previous run as input False
Boundary condition at top Fixed pressure

2: Physical models
Potential temperature Disregard temperature
Air density 1.225
Turbulence model RNG k-epsilon

3: Calculation parameters
Solver GCV
Number of simultaneous sector 1
Convergence settings Manual definition
Number of iterations 500
Convergence criteria 0.001

4: Convergence monitoring
Coordinate system Global
Spot value X position 1728366.75
Spot value Y position 5025513
Spot value Z position 30
Field value to monitor Pressure

5: Output
Height of reduced wind databas 300

Figura 9.15 Interfaccia proprietà sezione 'objects'

Do Nesting: Indica che è stato usato il nesting, basato su un progetto precedente di WindSim. Il nesting consente di utilizzare risultati di simulazioni su domini più grandi come condizioni iniziali per domini più piccoli, migliorando la precisione locale.

Sector Input Type: Specifica una distribuzione uniforme degli angoli dei settori, utile per simulare il vento proveniente da direzioni distribuite uniformemente.

Number of Sectors: Sono stati definiti 12 settori, che rappresentano le direzioni principali del vento.

Sectors for Next Run: Gli angoli specificati (0, 30, 60, ecc.) indicano le direzioni da analizzare in dettaglio.

Boundary Condition at Top: La pressione è stata fissata (Fixed Pressure), tipica per simulazioni atmosferiche in cui la pressione al confine superiore è un parametro noto.

Potential Temperature: È stata ignorata la temperatura potenziale, indicando che la simulazione non include gli effetti della stratificazione termica.

Air Density: È stata impostata una densità dell'aria pari a $1,225 \text{ kg/m}^3$, il valore standard a livello del mare e a 15°C .

Turbulence Model: È stato scelto il modello di turbolenza *RNG k-epsilon*, che è una variante del modello k-epsilon standard. Questo modello è più preciso in situazioni con flussi turbolenti altamente anisotropi o con gradienti significativi, come nei siti complessi di energia eolica. Include una correzione per basse velocità che migliora la simulazione in condizioni di vento debole.

Solver: Il solver GCV è un metodo numerico utilizzato per risolvere le equazioni del modello.

Convergence Settings: La convergenza è definita manualmente, con un massimo di 500 iterazioni e un criterio di convergenza fissato a 0,001. Questo valore rappresenta una tolleranza di errore molto bassa, indicando una simulazione molto accurata.

Coordinate System: Il sistema di riferimento è globale.

Spot Values: Sono specificati valori di coordinate e pressione in punti di monitoraggio specifici, utilizzati per verificare la convergenza.

Height of Reduced Wind Database: L'altezza impostata per i dati del vento è di 300 metri.

Dopo aver dato una panoramica dettagliata di quelle che sono le impostazioni contenute negli ‘objects’, si analizzano nel dettaglio quali sono quelli inseriti all’interno di quest’ultima simulazione dalla quale poi verranno estratte le stime di producibilità.

Di seguito verranno illustrati tutti i *transferred* e gli aerogeneratori che sono stati inseriti per la simulazione.

- Anemometro di Castelluccio

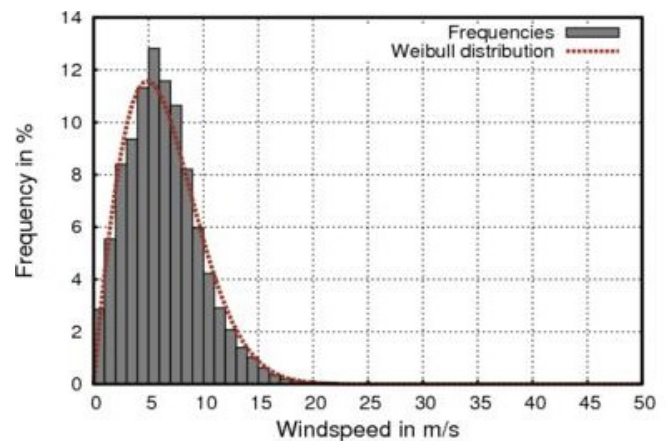
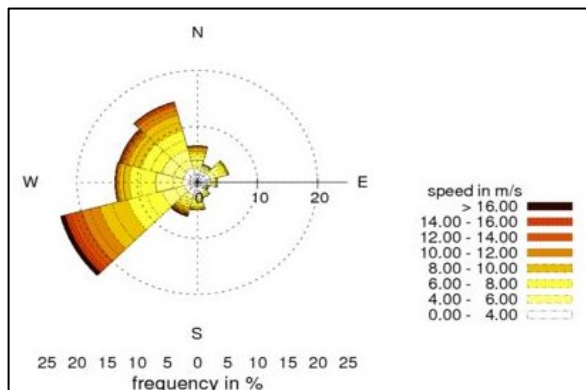


Figura 9.16 Rosa dei venti e distribuzione Weibull Castelluccio

Situato nella posizione di latitudine 41.304781° e longitudine 15.503769° e altezza 110 metri.

- Anemometro di Foggia

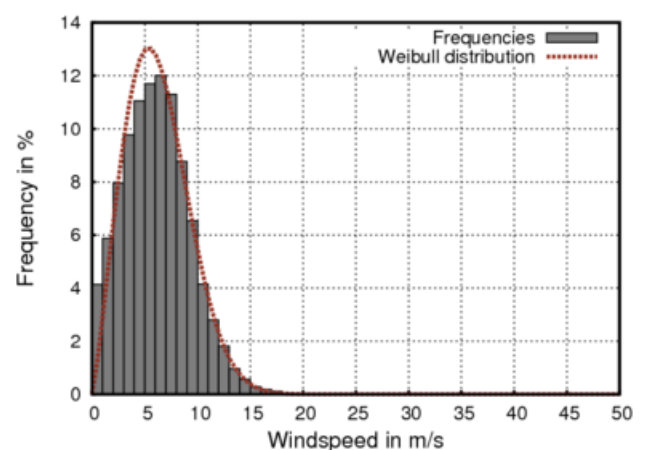
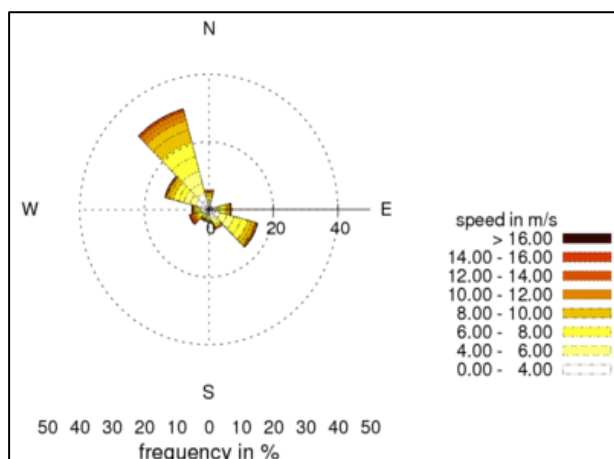


Figura 9.17 Rosa dei venti e frequenza di Foggia

Mentre il transferred climatology attuato per l’anemometro di Foggia è situato in posizione di latitudine 41.582369° e longitudine 15.533044° ad altezza 110 metri. Questi saranno i dati che prenderemo in considerazione per la stima di producibilità, nonostante forniscano dei valori energetici e di ore equivalenti inferiori a quelli di Castelluccio.

- Aerogeneratori utilizzati

Sono state effettuate diverse simulazioni con tre layout differenti, prendendo in esame diverse tipologie di turbine eoliche. Di ognuna di queste, sono stati elencate le caratteristiche ed è stato realizzato un grafico che mette in relazione la potenza che viene erogata con la velocità del vento a disposizione.

Le posizioni in cui sono state montate gli 11 aerogeneratori del sito in questione sono rappresentate nella seguente figura:

Aerogeneratore	Coordinate UTM		LATITUDINE	LONGITUDINE
	x	y		
A1	545585	4572375	41,3015	15,5445
A2	544340	4570522	41,2849	15,5295
A3	543817	4570027	41,2805	15,5232
A4	543458	4569251	41,2735	15,5189
A6	542635	4567872	41,2611	15,5089
A7	544934	4567404	41,2568	15,5364
A8	544890	4567980	41,2620	15,5359
A9	544809	4568554	41,2672	15,5350
A10	545072	4569397	41,2748	15,5382
A11	545399	4570180	41,2818	15,5421
A12	545887	4570750	41,2869	15,5480

Figura 9.18 Posizione di ogni singolo aerogeneratore

1. Siemens Gamesa SG 5.0-132

Presenta una potenza di 5.0 MW ed ha un rotore dal diametro di 132 metri ed un'altezza all'hub di 84 metri con un'altezza che raggiunge i 150 metri e appartenenti alla classe IEC IA, quindi non molto adatte a questo sito.

Di seguito viene rappresentato l'andamento del coefficiente di spinta e della potenza (figura 6.19):

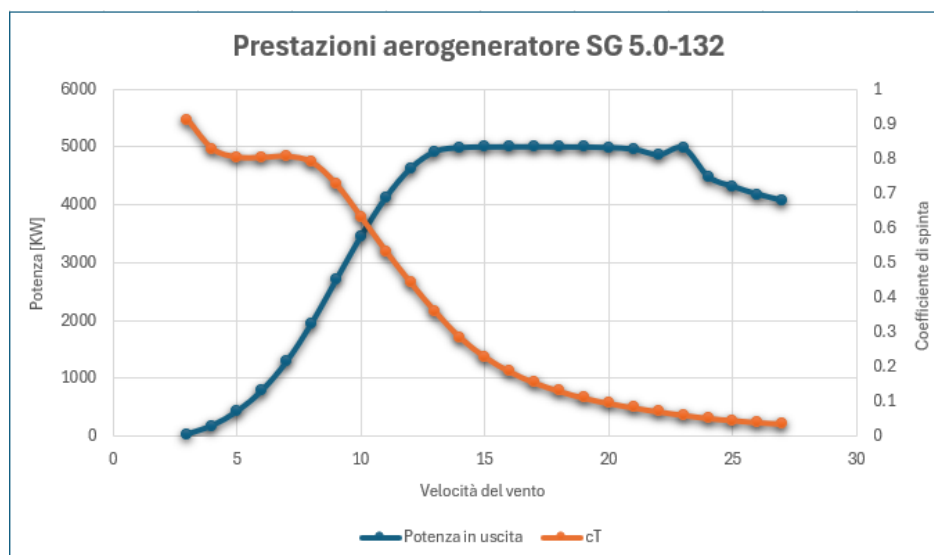


Figura 9.19 Prestazioni SG 5.0-132

2. Vestas V136

Ha una potenza di 4 MW ed un rotore di 136 metri di diametro con un'altezza all hub di 112 metri ed appartiene alla classe IEC II, quindi molto adatti al sito in esame.

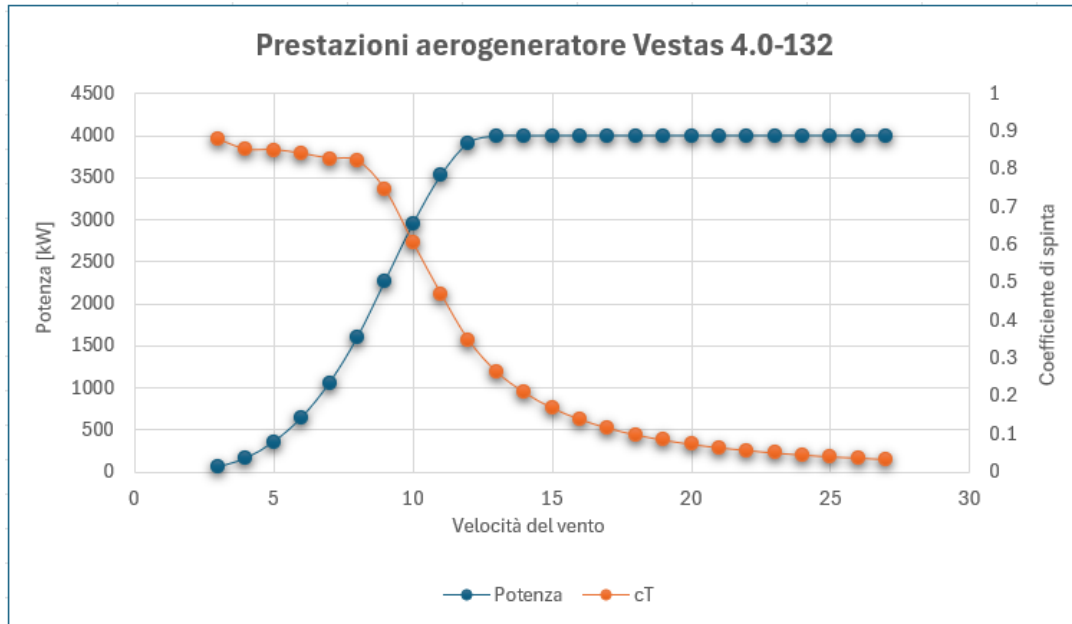


Figura 9.20 Prestazioni Vestas 4.0-136

3. GE Renewable Energy 6.0-164

Aerogeneratore con una potenza di 6.0 MW e rotore di diametro 164 metri con un'altezza all'hub di 114 metri ed è di classe IEC S.

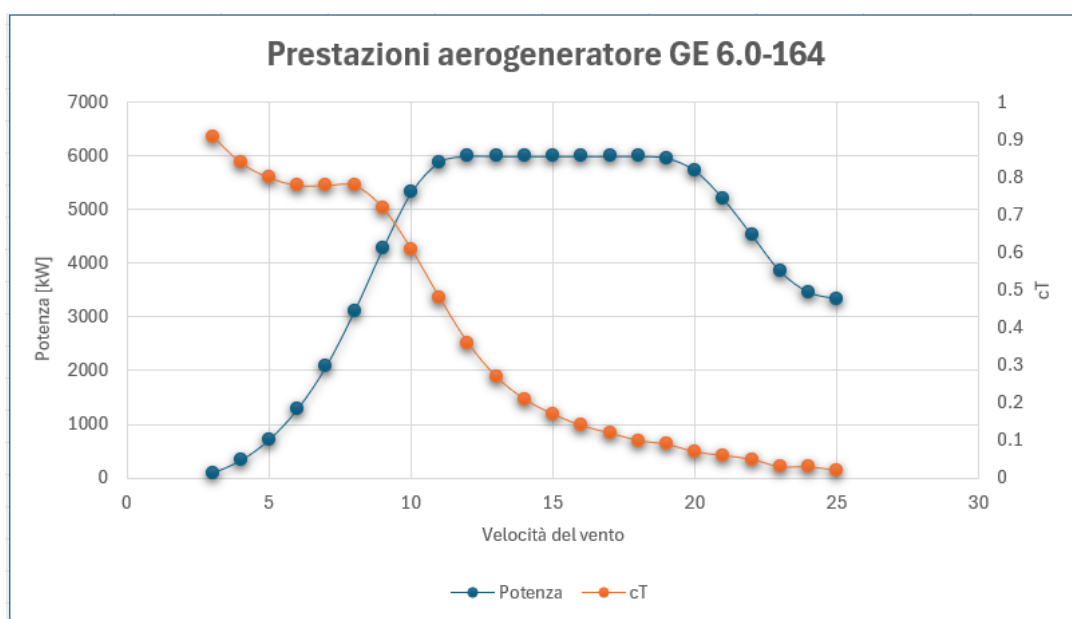


Figura 9.21 Prestazioni GE 6.0-164

Per comprendere meglio dove sono stanziati sia gli anemometri che gli aerogeneratori, di seguito sono allegate due immagini che illustrano la loro collocazione sulla mappa del terrain.

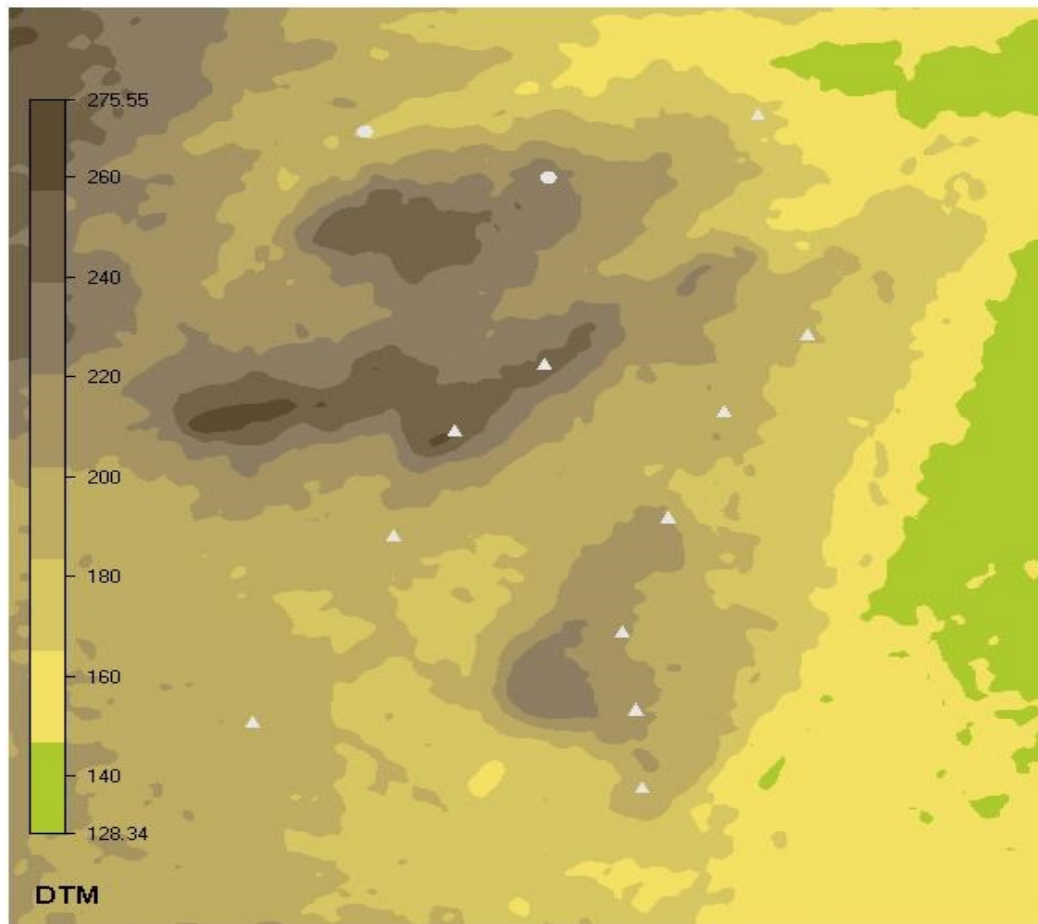


Fig 1. Digital terrain model with objects ▲ Wind turbine ● Climatology station

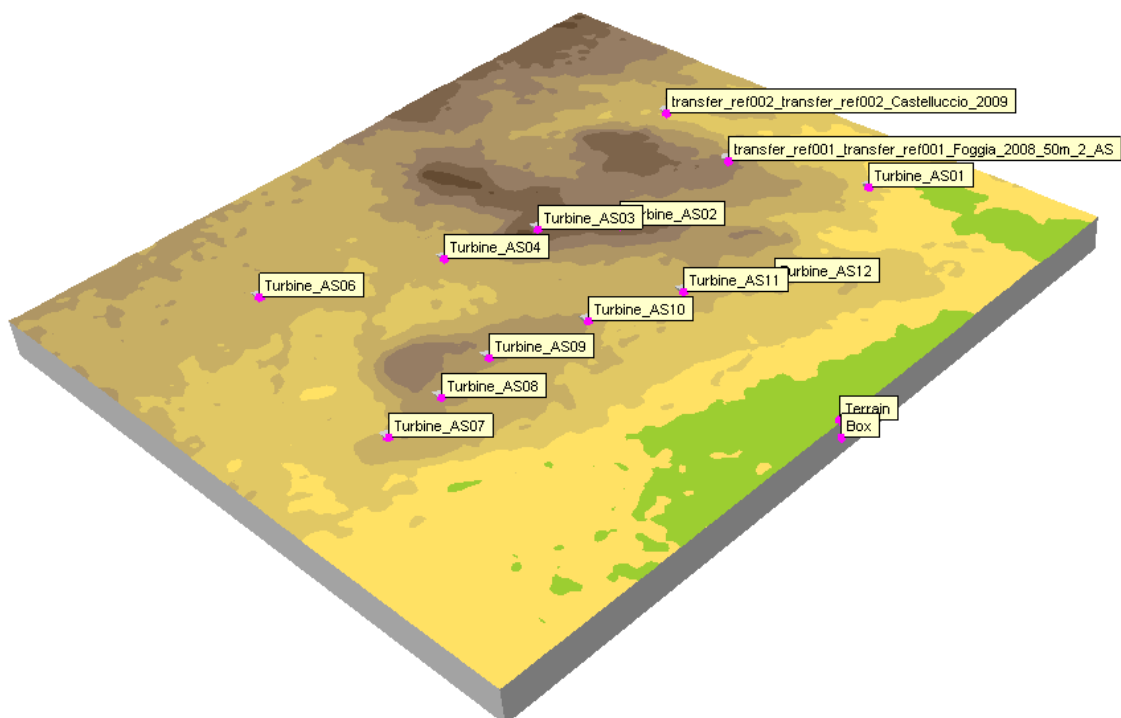


Figura 9.22 Mappa rappresentante il dominio piccolo completa

Results

Il software WindSim offre la possibilità di analizzare in dettaglio le caratteristiche del vento attraverso l'elaborazione di mappe specifiche che rappresentano le grandezze fisiche calcolate durante la simulazione fluidodinamica. Dopo aver inserito i vari elementi all'interno del modulo precedente, il programma consente di visualizzare dati che non sono direttamente accessibili nel modulo Windfield, fornendo così un quadro più completo del comportamento del flusso atmosferico nell'area di studio.

Nel caso in esame, la torre anemometrica situata a Foggia è stata scelta come riferimento, poiché rappresentativa delle condizioni di vento nel sito di Ascoli Satriano. Grazie a questa metodologia, WindSim è in grado di produrre mappe dettagliate della distribuzione del vento a diverse altezze, definite dall'utente, offrendo così una rappresentazione accurata e funzionale per la progettazione di impianti eolici. Di seguito vengono illustrate tutte le mappe più significative:

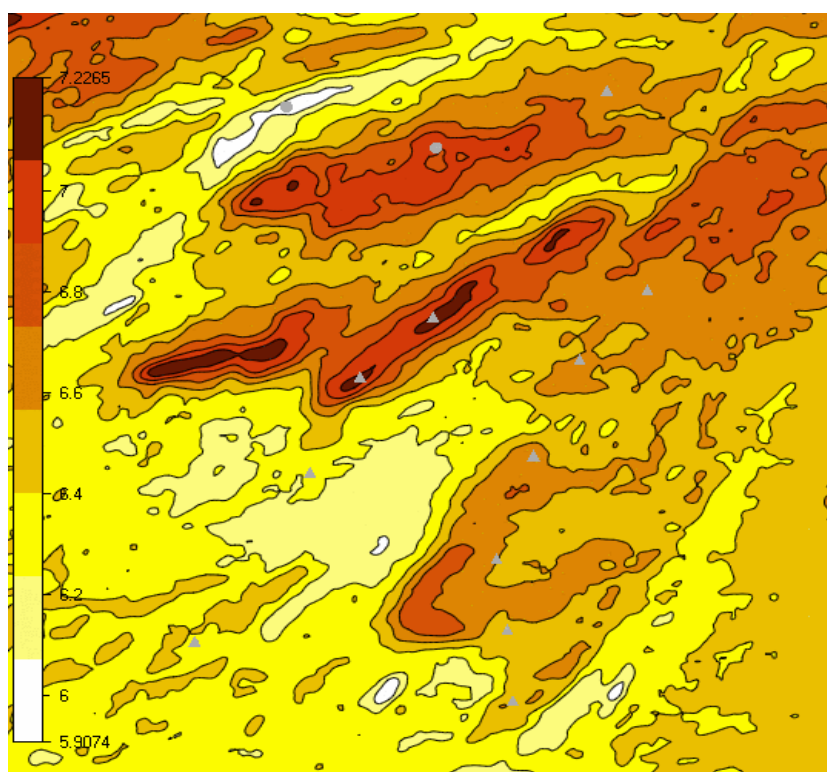


Figura 9.23 Velocità media del vento presa a 112 m

La mappa dei risultati mostra la distribuzione spaziale della velocità del vento a 112 metri dal suolo, che corrisponde approssimativamente all'altezza del mozzo delle turbine eoliche. Si osservano variazioni significative nella velocità del vento in funzione della topografia locale e delle caratteristiche del terreno. Le aree colorate in tonalità di rosso e arancione rappresentano regioni con velocità del vento più elevate, superiori a 7,2 m/s, che possono essere considerate

particolarmente favorevoli per l'installazione di turbine eoliche, data la maggiore disponibilità di energia cinetica. Questi punti corrispondono tipicamente a creste collinari o zone esposte, dove l'effetto di accelerazione del vento (speed-up) è predominante.

Al contrario, le zone gialle e chiare indicano velocità del vento più basse, inferiori a 6,8 m/s, che sono spesso associate a valli o a zone con effetti di schermatura dovuti a ostacoli naturali o artificiali. Queste aree sono comunque adatte alla collocazione di turbine. Le variazioni nella velocità del vento evidenziano l'importanza della scelta strategica dei siti per ottimizzare la produzione di energia. La simulazione mostra una buona correlazione tra la morfologia del terreno e le distribuzioni della velocità del vento, indicando che il modello ha catturato correttamente i fenomeni fisici predominanti, come l'effetto del gradiente di velocità in funzione dell'altezza e l'interazione del flusso con il terreno.

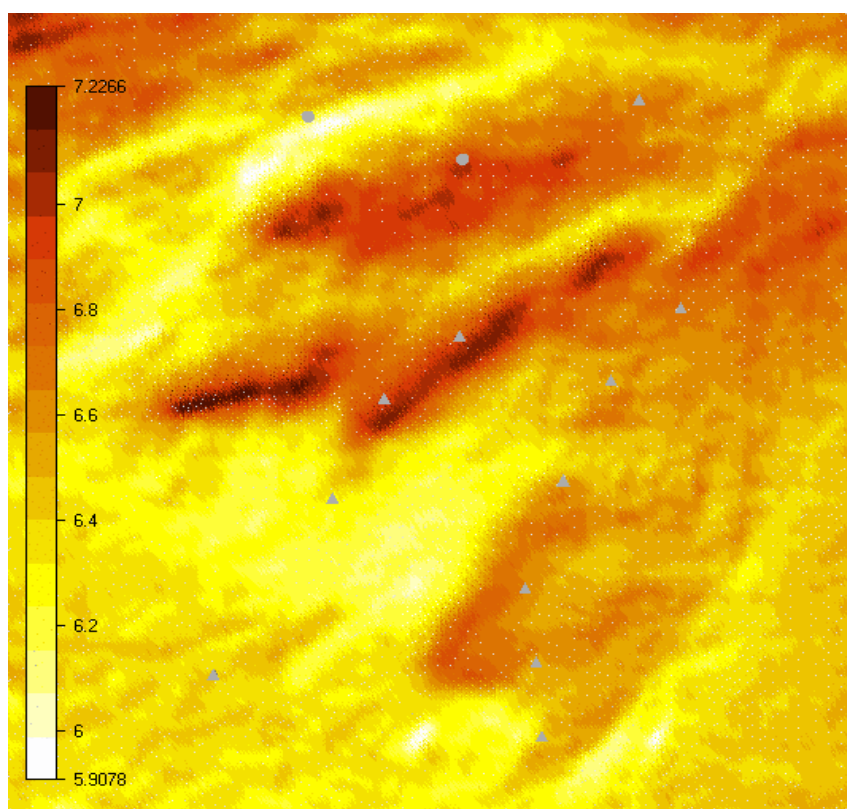


Figura 9.24 Velocità del vento lungo u,v,w

Questa immagine rappresenta la velocità del vento 3D (componenti u, v, w) non normalizzata a 112 metri di altezza per il settore 330°. A differenza della mappa della velocità del vento 2D che hai fornito in precedenza, questa simulazione include anche la componente verticale del vento (w), permettendo di ottenere una visione più dettagliata delle dinamiche del flusso atmosferico. La colorazione segue una scala cromatica simile alla precedente, dove le tonalità più scure indicano velocità più elevate, mentre quelle più chiare corrispondono a zone con vento meno

intenso. Rispetto alla velocità 2D, qui il calcolo tiene conto anche dei moti verticali, il che permette di individuare con maggiore precisione le aree di accelerazione dovute alla topografia, nonché la presenza di turbolenze e fenomeni di sollevamento o discendenza dell'aria. Si osservano zone di alta velocità allineate con la direzione dominante del vento nel settore 330°.

L'inclusione della componente verticale consente inoltre di evidenziare fenomeni come il **wind shear** e le variazioni di velocità dovute all'effetto della rugosità del terreno e alla presenza di ostacoli naturali.

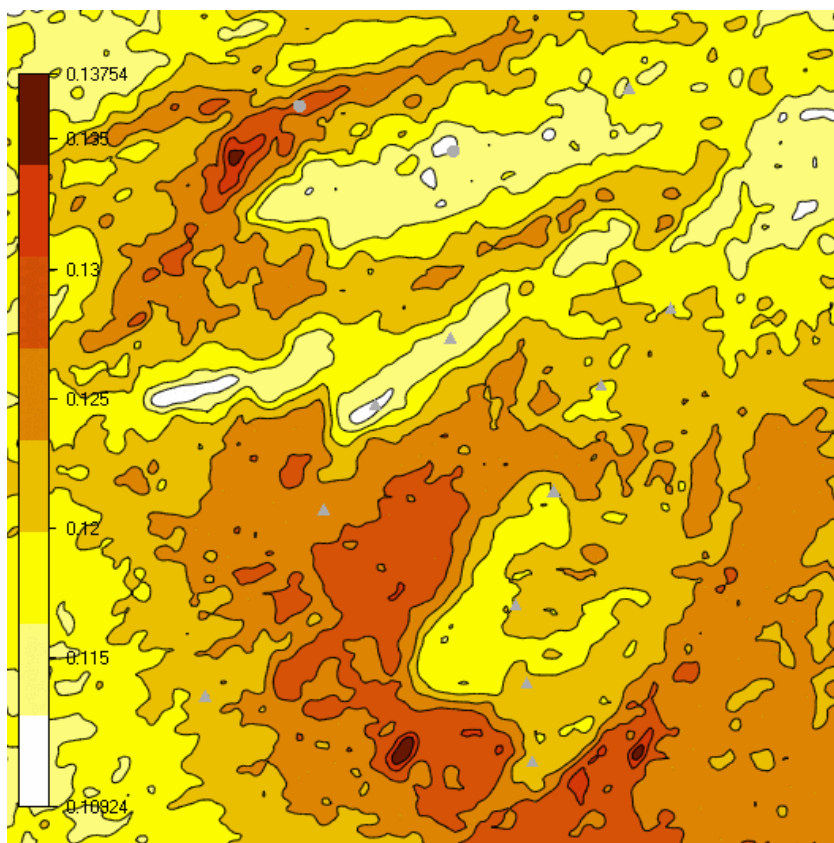


Figura 9.25 Intensità di turbolenza

Nella figura 9.25 vengono messi in risalto gli aspetti inerenti all'intensità media di turbolenza. Alcuni aerogeneratori si trovano in prossimità delle zone rossastre-marroni dove i valori di turbolenza (TI) superano i valori 0,13. Questa condizione potrebbe comportare un aumento degli sforzi meccanici sulle turbine, riducendo la loro durata operativa e aumentando i costi di manutenzione.

Alcune turbine sono collocate in regioni giallo chiaro, dove l'intensità di turbolenza è più contenuta ($0.11 < TI < 0.12$). Queste zone risultano più favorevoli per garantire un flusso d'aria più stabile e ridurre i carichi dinamici sulle pale e sulla torre.

Se alcune turbine si trovassero in aree con alta turbolenza, potrebbe essere utile riposizionarle o valutare l'uso di modelli più resistenti a condizioni di vento turbolento, però in questo caso in particolare, la gran parte delle turbine non sono attraversate da flussi turbolenti intensi e quindi la posizione è più che corretta.

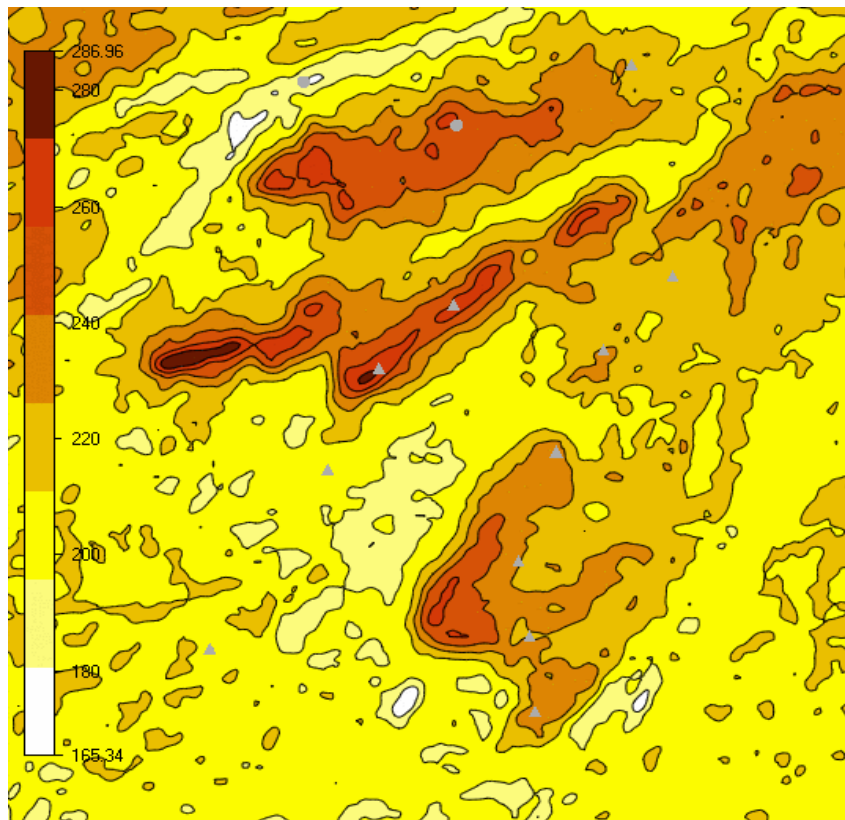


Figura 9.26 Densità di potenza a 112m

Questa mappa rappresenta la densità di potenza del vento (W/m^2) a 112 metri di altezza, che è un parametro fondamentale per valutare il potenziale energetico del sito.

La scala cromatica indica le zone con maggiore potenza specifica (in rosso/marrone scuro) e quelle con minore potenza specifica (in giallo chiaro). Le aree più scure (oltre 260 W/m^2) sono le zone con il miglior rendimento potenziale per la produzione di energia eolica. Le aree più chiare (sotto i 180 W/m^2) rappresentano zone con minore disponibilità energetica.

Alcuni aerogeneratori si trovano in prossimità delle aree con elevata power density, il che suggerisce un buon posizionamento per massimizzare la produzione energetica, in particolare quelle situate nelle zone scure che dovrebbero garantire una produzione più elevata grazie alla maggiore risorsa di energia cinetica del vento.

Confrontandolo anche con la figura 6.25, le aree con maggior power density spesso coincidono con aree di maggiore turbolenza. Questo è prevedibile, poiché venti più intensi generano maggiore energia, ma possono anche aumentare il carico sulle turbine.

È fondamentale trovare un compromesso tra alta densità di potenza e bassa turbolenza per minimizzare l'usura meccanica degli aerogeneratori.

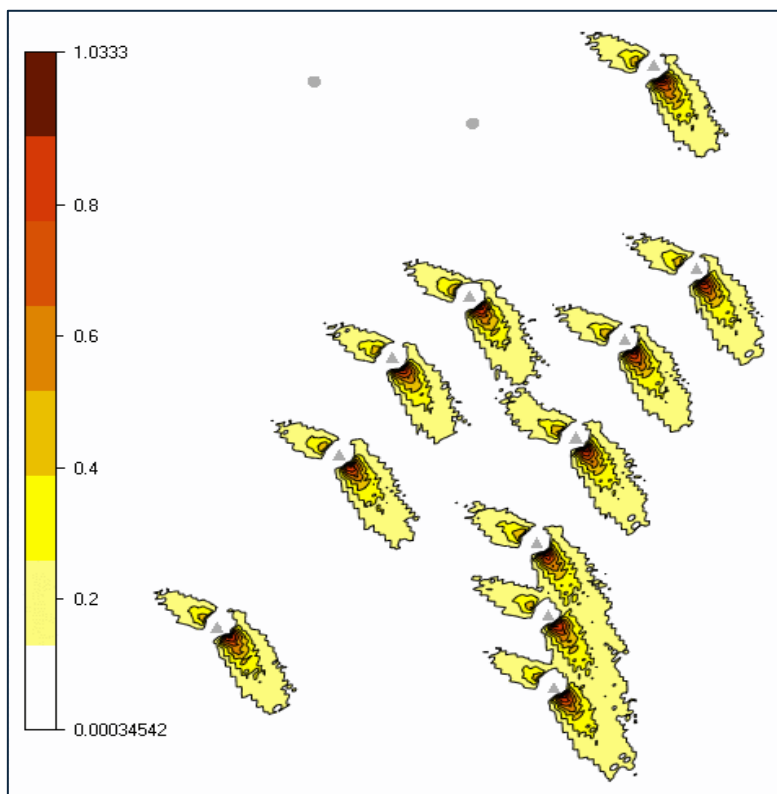


Figura 9.27 Perdite di scia a 112m

L'immagine ci illustra quelle che sono le perdite di scia intorno agli aerogeneratori, ottenuta con WindSim. Si osservano chiaramente le scie turbolente che si sviluppano a valle delle turbine eoliche, caratterizzate da una progressiva dissipazione dell'energia del vento e da una diminuzione della velocità media.

Le scie si generano a causa dell'estrazione di energia cinetica dal vento da parte degli aerogeneratori, provocando una riduzione della velocità a valle e la turbolenza prodotta nella scia dipende dal layout del parco eolico, dalla densità delle turbine e dalla direzione del vento. Le scie seguono una direzione coerente con il vento dominante e si allungano man mano che si propagano. Si nota un gradiente di velocità all'interno delle scie, con zone centrali a bassa velocità e bordi con ripristino graduale della velocità. La scia diventa meno evidente man mano che il vento si rimescola con l'ambiente circostante, favorendo il recupero della velocità. Le turbine posizionate direttamente all'interno delle scie di altre turbine soffrono di una riduzione dell'efficienza e della produzione di energia. [15]

Deve essere precisato però che questo layout fa riferimento all'anemometro di Foggia che presenta venti elevati in direzione NO e SO; quindi, i dati che vediamo sono comunque da assumere non del tutto veritieri. Possibili strategie di mitigazione includono un aumento della distanza tra le turbine o l'uso di tecniche avanzate di controllo del wake steering.

Analisi profili di velocità del vento

Per valutare l'idoneità del sito all'installazione degli aerogeneratori menzionati, è stata condotta un'analisi dei profili verticali della velocità del vento. Contestualmente, è stato sviluppato un codice in MATLAB per ricostruire il profilo verticale del vento specifico del sito, utilizzando la formula esponenziale anziché quella logaritmica. Questa scelta, applicata ai dati sperimentali raccolti tramite LIDAR, ha permesso una rappresentazione più precisa del comportamento del vento rispetto ai modelli standard.

L'analisi ha tenuto conto della direzione prevalente del vento, corrispondente al settore 330°, ed è stata basata sulla rappresentazione grafica di ciascuna turbina. Attraverso l'utilizzo di MATLAB, è stato possibile ottenere il profilo verticale medio del vento.

Altezza (m)	MeanWindSpeed	Velocità esponenziale (m/s)
40	4.9704	4.3967
48	5.0775	4.5599
60	5.1852	4.768
71	5.2554	4.9313
81	5.3011	5.063
90	5.3349	5.1708
112	5.402	5.402
114	5.4069	5.4211
120	5.4268	5.477
125	5.4405	5.5219
130	5.456	5.5654
135	5.4693	5.6076
147	5.5029	5.7039
153	5.5225	5.7497
160	5.5434	5.8014
170	5.5749	5.8722
180	5.6077	5.9397
194	5.6566	6.0294
200	5.6767	6.0662
210	5.7008	6.1257

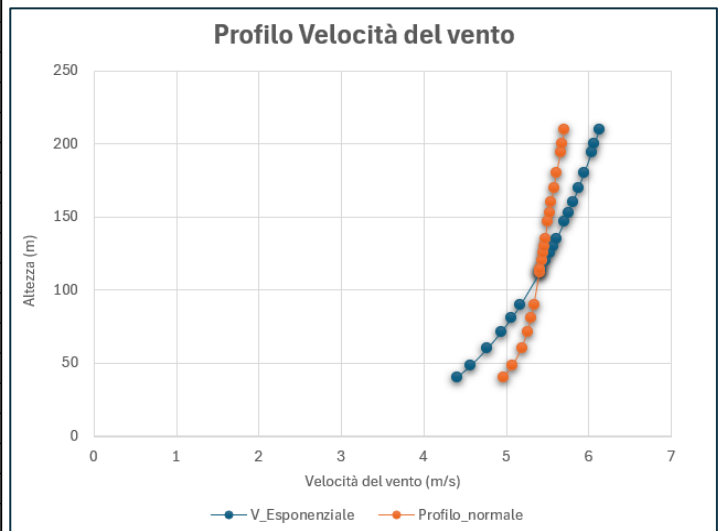


Figura 9.28 Profilo di velocità a confronto

È stato condotto un confronto tra il profilo di velocità ottenuto mediante simulazione con WindSim e quello misurato sperimentalmente attraverso il sistema LIDAR (e quindi Matlab), con l'obiettivo di identificare e quantificare eventuali differenze tra i due set di dati.

È stato definito un parametro di tolleranza per l'idoneità della turbina, stabilendo che la massima deviazione consentita tra i profili di velocità non deve eccedere il 5%.

Di seguito vengono inseriti gli scostamenti solo della GE 6.0-164 per evitare di ripetere le stesse tabelle, poiché lo scostamento è molto simile tra le diverse configurazioni.

1. Turbina AS01

Altezze simili	Velocità WindSim	Velocità Matlab	Scostamento
46	1	1	0
61	1.035152327	1.045636966	1.00270355
116	1.12353532	1.18863791	5.495034137
161	1.175761634	1.272264743	7.585143694
212	1.224305323	1.343384723	8.864132382
Scostamento med:			4.589402753

2. Turbina AS02

Altezze simili	Velocità WindSim	Velocità Matlab	Scostamento
44	1	1	0
58	1.027683266	1.045636966	1.717010779
91	1.073925147	1.133972236	5.295287432
131	1.112898237	1.220509222	8.816892396
153	1.130838231	1.260926775	10.31689917
203	1.165171667	1.330336192	12.41524702
Scostamento med:			6.42689

3. Turbina AS03

Altezze simili	Velocità WindSim	Velocità Matlab	Scostamento
44	1.0000	1.0000	0
58	1.0189	1.0456	2.561159098
90	1.0525	1.1340	7.18497577
109	1.0688	1.1847	9.782128988
130	1.0849	1.2205	11.10842635
152	1.1012	1.2609	12.66567371
201	1.1337	1.3303	14.78431101
Scostamento med:			8.298096417

4. Turbina AS04

Altezze simili	Velocità WindSim	Velocità Matlab	Scostamento
45	1	1	0
60	1.04273661	1.045636966	0.277376891
94	1.119405723	1.133972236	1.284556455
114	1.154255319	1.18863791	2.911054402
135	1.187270726	1.229763811	3.455385815
183	1.249449743	1.302594355	4.079904977
210	1.278980191	1.343384723	4.794198674
Scostamento med:			2.400353888

5. Turbina AS06

Altezze simili	Velocità WindSim	Velocità Matlab	Scostamento
45	1	1	0
60	1.040242165	1.045636966	0.515934369
94	1.108440171	1.133972236	2.251560001
114	1.139066952	1.188863791	4.188607617
135	1.168625356	1.229763811	4.971560714
183	1.225249288	1.302594355	5.93777081
210	1.25267094	1.343384723	6.752628759
Scosamento med:			3.516866039

6. Turbina AS07

Altezze simili	Velocità WindSim	Velocità Matlab	Scostamento
45	1	1	0
60	1.035930212	1.045636966	0.92831007
94	1.096907929	1.133972236	3.268537467
114	1.123510105	1.188863791	5.497155015
135	1.148730351	1.229763811	6.589351487
183	1.196752462	1.302594355	8.125468467
210	1.220072551	1.343384723	9.179214994
Scosamento med:			4.798291071

7. Turbina AS08

Altezze simili	Velocità WindSim	Velocità Matlab	Scostamento
45	1	1	0
60	1.037471939	1.045636966	0.780866283
94	1.100155414	1.133972236	2.982156139
114	1.128129857	1.188863791	5.108569599
135	1.155068209	1.229763811	6.073979465
183	1.206700052	1.302594355	7.361793252
210	1.231566223	1.343384723	8.323639383
Scosamento med:			4.375857732

8. Turbina AS09

Altezze simili	Velocità WindSim	Velocità Matlab	Scostamento
45	1	1	0
60	1.03363343	1.045636966	1.147964019
94	1.09274673	1.133972236	3.635495194
114	1.120264991	1.188863791	5.770114351
135	1.146933922	1.229763811	6.735430633
183	1.197893664	1.302594355	8.037858503
210	1.222014608	1.343384723	9.03465052
Scosamento med:			4.908787603

9. Turbina AS10

Altezze simili	Velocità WindSim	Velocità Matlab	Scostamento
45	1	1	0
60	1.036842105	1.045636966	0.841100759
94	1.1	1.133972236	2.995861375
114	1.128013582	1.188863791	5.11834989
135	1.154159593	1.229763811	6.147864934
183	1.202546689	1.302594355	7.680646353
210	1.225466893	1.343384723	8.777666461
Scosamento med:			4.508784253

10. Turbina AS11

Altezze simili	Velocità WindSim	Velocità Matlab	Scostamento
45	1	1	0
60	1.035046335	1.045636966	1.012840094
94	1.096040438	1.133972236	3.345037642
114	1.123504634	1.188863791	5.497615273
135	1.149620893	1.229763811	6.516935765
183	1.198652064	1.302594355	7.979636232
210	1.22190396	1.343384723	9.042887095
Scosamento med:			4.770707443

11. Turbina AS12

Altezze simili	Velocità WindSim	Velocità Matlab	Scostamento
45	1	1	0
60	1.041325137	1.045636966	0.412363875
94	1.110826503	1.133972236	2.041119946
114	1.141393443	1.188863791	3.992917323
135	1.169911202	1.229763811	4.867000306
183	1.222506831	1.302594355	6.14830889
210	1.24726776	1.343384723	7.154835254
Scosamento med:			3.516649371

Come si nota dai risultati, la turbina AS02 e AS03 presentano uno scostamento superiore al 5% che le potrebbero classificare come non adatte per quel sito.

La turbina vicina al crinale potrebbe essere influenzata da fenomeni di *accelerazione del vento* dovuti alla conformazione del terreno. I modelli CFD come WindSim possono catturare meglio questi effetti rispetto a Matlab, che potrebbe avere una rappresentazione più semplificata del sito. Inoltre il crinale potrebbe generare turbolenze locali o zone d'ombra aerodinamiche, che alterano il profilo del vento rispetto a quanto stimato dal modello numerico. Quindi si potrebbe anche considerare un layout differente spostando i due aerogeneratori in una posizione soggette a meno turbolenze.

Capitolo 10: Stime di producibilità

Il presente capitolo analizza le prestazioni energetiche e le potenziali interferenze del parco eolico in fase di sviluppo nel comune di Ascoli Satriano (Puglia), proponendo un confronto tra diverse configurazioni tecnologiche.

Il progetto originario prevedeva l'installazione di 11 aerogeneratori Senvion M140, ciascuno caratterizzato da una potenza nominale di 3,60 MW, diametro rotore 140 metri ed una potenza installata totale di 39.60 MW.



Figura 10.1 Impianto visto da Google Earth

Allo scopo di valutare soluzioni tecnologiche più performanti, è stato elaborato un secondo scenario basato su tre modelli alternativi:

1. GE 6.0-164: Turbina da 6.0 MW con un diametro del rotore di 164 m.
2. Vestas V136-4.2: Turbina da 4.2 MW con diametro di 136 m.
3. Siemens Gamesa SG 5.0-132: Turbina da 5.0 MW e diametro di 132 m.

Lo studio si basa su:

- Layout progettuali dettagliati per ciascuno scenario, inclusi disposizione delle turbine e distanze minime.
- Specifiche tecniche dei modelli (documentazione fornita dai produttori).
- Dati anemometrici raccolti tramite torri di misura installate nell'area, già descritte nel capitolo precedente.

RD=164m\ Meter	AS01	AS02	AS03	AS04	AS06	AS07	AS08	AS09	AS10	AS11	AS12
AS01	-	2232	2939	3779	5383	5013	4450	3899	3022	2203	1653
AS02	13.6	-	720	1547	3151	3174	2601	2023	1342	1113	1564
AS03	17.9	4.4	-	855	2458	2851	2311	1776	1404	1589	2193
AS04	23.0	9.4	5.2	-	1606	2364	1915	1520	1621	2152	2854
AS06	32.8	19.2	15.0	9.8	-	2346	2258	2278	2875	3601	4343
AS07	30.6	19.4	17.4	14.4	14.3	-	578	1157	1998	2815	3479
AS08	27.1	15.9	14.1	11.7	13.8	3.5	-	580	1429	2258	2944
AS09	23.8	12.3	10.8	9.3	13.9	7.1	3.5	-	883	1730	2446
AS10	18.4	8.2	8.6	9.9	17.5	12.2	8.7	5.4	-	849	1580
AS11	13.4	6.8	9.7	13.1	22.0	17.2	13.8	10.5	5.2	-	750
AS12	10.1	9.5	13.4	17.4	26.5	21.2	18.0	14.9	9.6	4.6	-

Figura 10.2 Distanza tra gli aerogeneratori del progetto

Si va ad analizzare, per ogni aerogeneratore, l'AEP (Annual energy power) in modo tale da capire qual è la configurazione di impianto che produce maggiormente durante l'anno.

10.1 Stima di producibilità per GE 6.0-164

L'analisi tiene conto, come già annunciato precedentemente, dei dati provenienti dall'anemometro di Foggia. Per ogni simulazione, troviamo le seguenti informazioni:

Turbine: numero identificativo dell'aerogeneratore

Power [kW]: potenza nominale dell'aerogeneratore

Hub Height [m]: altezza al mozzo

Density [kg/m³]: densità del sito

Wind Speed [m/s]: velocità media del vento stimata

Wind Speed Including Wake Losses [m/s]: velocità media del vento stimata tenendo conto delle perdite di scia

Power Density [W/m²]: densità di potenza

Gross AEP [MWh/y]: energia lorda prodotta annualmente

Net AEP [MWh/y]: energia netta prodotta annualmente

Wake Loss [%]: perdita percentuale di produzione per effetto scia

Full load hours [h]: ore annue equivalenti di funzionamento al netto delle perdite per scia

Turbine	power	hub height	density	wind speed	wind speed including wake losses	power density	gross AEP	AEP with wake losses	wake loss	full load hours
	(kW)	(m)	(kg/m ³)	(m/s)	(m/s)	(W/m ²)	(MWh/y)	(MWh/y)	(%)	(h)
Turbine_AS01	6000	112	1.18	5.86	5.82	215.3	15289.6	15232.3	0.37	2538.7
Turbine_AS02	6000	112	1.18	5.86	5.82	251.9	17037.8	16784.1	1.49	2797.3
Turbine_AS03	6000	112	1.18	5.86	5.81	265.2	17577.1	17215.8	2.06	2869.3
Turbine_AS04	6000	112	1.18	5.85	5.8	196.4	14117	13796.8	2.27	2299.5
Turbine_AS06	6000	112	1.18	5.84	5.8	198.9	14327.4	14186.1	0.99	2364.3
Turbine_AS07	6000	112	1.18	5.84	5.8	222.6	15394.3	14863.9	3.45	2477.3
Turbine_AS08	6000	112	1.18	5.85	5.81	219	15221.9	14608.7	4.03	2434.8
Turbine_AS09	6000	112	1.18	5.85	5.8	222.7	15502.3	14648.8	5.51	2441.5
Turbine_AS10	6000	112	1.18	5.85	5.81	220.9	15455.5	14302.4	7.46	2383.7
Turbine_AS12	6000	112	1.18	5.86	5.81	212.7	15087.6	14936.8	1	2489.5
Turbine_AS11	6000	112	1.18	5.85	5.81	221.1	15441.4	15209.8	1.5	2535
All	66000	-	-	-	-	-	170451.9	165785.5	2.74	2511.9
Mean	-	-	1.18	5.85	5.81	222.4	-	-	-	-

Figura 10.3 AEP GE6.0-164

Osservando la tabella possiamo notare che:

La velocità media del vento è di circa 5.85 m/s a 112 m di altezza (hub height) e che dopo le perdite di wake (scia), la velocità media effettiva del vento scende leggermente a 5.81 m/s.

La densità dell'aria è 1.18 kg/m³, valore tipico per altitudini moderate.

La produzione lorda annua (Gross AEP): 170.451,9 MWh/anno per l'intero impianto; mentre la produzione netta dopo le perdite di scia (AEP con wake loss): 165.785,5 MWh/anno.

Questo indica una perdita media del 2.74% dovuta agli effetti della scia tra le turbine.

La media delle ore equivalenti per le turbine è di 2511,9 ore/anno.

Il valore varia leggermente da turbina a turbina, con un minimo di 2364 ore e un massimo di 2869 ore.

Per il valore di ‘wake loss’, le turbine che presentano un valore più elevato sono probabilmente posizionate in zone con maggiore interferenza aerodinamica.

In generale, le ore equivalenti sono nella media per siti con venti moderati e le perdite di scia sono gestibili (2.74%), ma potrebbero essere ottimizzate con una migliore disposizione delle turbine.

Un altro importante parametro calcolabile per valutare l’efficienza dell’impianto è il **capacity factor**:

$$C_F = \frac{N. \text{ ore equivalenti}}{8760} * 100 \quad (10.1)$$

Considerando la media di 2511.9 ore/annue, il capacity factor in questo caso sarà intorno al 28.7%.

$$C_F = \frac{2511.9}{8760} * 100 = 28.7\% \quad (10.2)$$

Il fattore di capacità è un valore assolutamente accettabile, anche se potrebbe essere migliorato con un layout più efficiente o una scelta diversa di turbine.

10.2 Stima di producibilità per Vestas 4.0-136

Turbine	power	hub height	density	wind speed	wind speed including wake loss	power density	gross AEP	AEP with wake losses	wake loss	full load hours
	(kW)	(m)	(kg/m ³)	(m/s)	(m/s)	(W/m ²)	(MWh/y)	(MWh/y)	(%)	(h)
Turbine_AS01	4000	112	1.18	5.87	5.84	217.4	8382.7	8357.8	0.3	2089.4
Turbine_AS02	4000	112	1.18	5.88	5.84	253.6	9436.2	9316.4	1.27	2329.1
Turbine_AS03	4000	112	1.18	5.87	5.84	266.4	9754.7	9593.3	1.65	2398.3
Turbine_AS04	4000	112	1.18	5.86	5.83	198.2	7694.9	7553.7	1.83	1888.4
Turbine_AS06	4000	112	1.18	5.86	5.82	200.8	7814.2	7751	0.81	1937.8
Turbine_AS07	4000	112	1.18	5.86	5.82	224.4	8451.7	8196.2	3.02	2049.1
Turbine_AS08	4000	112	1.18	5.87	5.83	220.9	8358.1	8063.6	3.52	2015.9
Turbine_AS09	4000	112	1.18	5.86	5.83	224.5	8511.9	8109.3	4.73	2027.3
Turbine_AS10	4000	112	1.18	5.87	5.83	223	8491.4	7952.3	6.35	1988.1
Turbine_AS12	4000	112	1.18	5.87	5.84	214.8	8274.3	8203.6	0.85	2050.9
Turbine_AS11	4000	112	1.18	5.87	5.84	222.9	8476.5	8370	1.26	2092.5
All	44000	-	-	-	-	-	93646.6	91467.2	2.33	2078.8
Mean	-	-	1.18	5.87	5.83	224.3	-	-	-	-

Figura 10.4 AEP Vestas 4.0-136

La velocità del vento è molto simile a quella della GE precedente e la velocità dopo le perdite di scia è più alta e ciò suggerisce che la configurazione Vestas subisca un impatto leggermente inferiore delle perdite di scia.

Ovviamente la produzione lorda è più bassa, sui 93.646,6 MWh/anno (contro i 170.451,9 MWh della GE 6.0-164).

Per le perdite siamo sui 2.33% quindi leggermente migliori rispetto alle GE; questa configurazione mostra una produzione annua inferiore, ma il rapporto tra perdite e produzione è più efficiente rispetto alla GE 6.0-164.

Le ore equivalenti sono 2078.8 ore/anno e quindi per il capacity factor siamo sui:

$$C_F = \frac{2078.8}{8760} * 100 = 23.7\% \quad (10.3)$$

10.3 Stima di producibilità per Siemens Gamesa SG 5.0-132

Questa configurazione appare la meno performante rispetto alle due precedenti.

Per la potenza installata totale, essa è intermedia tra le due configurazioni perché siamo sui 55 MW.

Turbine	power	hub height	density	wind speed	wind speed including wake losses	power density	gross AEP	AEP with wake losses	wake loss	full load hours
	(kW)	(m)	(kg/m**3)	(m/s)	(m/s)	(W/m**2)	(MWh/y)	(MWh/y)	(%)	(h)
Turbine_AS01	5000	84	1.18	5.64	5.61	189.4	8947.9	8922.8	0.28	1784.6
Turbine_AS02	5000	84	1.18	5.64	5.61	228.1	10408.6	10280.5	1.23	2056.1
Turbine_AS03	5000	84	1.18	5.64	5.61	243.7	10926.1	10757.2	1.55	2151.4
Turbine_AS04	5000	84	1.18	5.63	5.6	171.5	8128	7985.3	1.76	1597.1
Turbine_AS06	5000	84	1.18	5.63	5.6	173.5	8254.8	8189.7	0.79	1637.9
Turbine_AS07	5000	84	1.18	5.62	5.59	198	9132.8	8860.8	2.98	1772.2
Turbine_AS08	5000	84	1.18	5.63	5.6	192.8	8942.1	8630.8	3.48	1726.2
Turbine_AS09	5000	84	1.18	5.63	5.6	197	9152.6	8751.6	4.38	1750.3
Turbine_AS10	5000	84	1.18	5.63	5.6	195.6	9118.2	8553.8	6.19	1710.8
Turbine_AS12	5000	84	1.18	5.64	5.61	186.8	8805.6	8726.7	0.9	1745.3
Turbine_AS11	5000	84	1.18	5.64	5.6	197.2	9169.7	9055.9	1.24	1811.2
All	55000	-	-	-	-	-	100986.4	98715.1	2.25	1794.8
Mean	-	-	1.18	5.63	5.6	197.6	-	-	-	-

Figura 10.5 AEP SG 5.0-132

La velocità media del vento è più bassa rispetto alle altre due configurazioni e anche la velocità media dopo le perdite di scia è inferiore alle altre due configurazioni, il che penalizza la produttività; la quota più bassa potrebbe spiegare la minore velocità del vento disponibile.

La produzione lorda è sui 100.986,4 MWh/anno (inferiore a GE 6.0 ma superiore a Vestas 4.0) e stessa cosa per la produzione netta di 98.715,1 MWh/anno.

La media di ore equivalenti è sulle 1794.8 ore/anno ed è la più bassa di tutte, infatti il cf sarà:

$$C_F = \frac{1794.8}{8760} * 100 = 20.5\% \quad (10.4)$$

Di seguito è illustrata una tabella riassuntiva (10.5) per le tre configurazioni:

Parametro	GE 6.0-164	Vestas 4.0-136	Siemens Gamesa 5.0-132
Potenza Totale (MW)	66 MW	44 MW	55 MW
Altezza mozzo (m)	112	112	84
Diametro Rotore (m)	164	136	132
Velocità media vento (m/s)	5.85	5.87	5.63
Velocità dopo perdite di scia (m/s)	5.81	5.83	5.6
AEP Lordo (MWh/anno)	170.451,9	93.646,6	100.986,4
AEP Netto (MWh/anno)	165.785,5	91.467,2	98.715,1
Perdite di Scia (%)	2.74%	2.33%	2.25%
Ore Equivalenti (h/anno)	2.511,9	2.078,8	1.794,8
Fattore di Capacità Cf (%)	28.7%	23.7%	20.5%

Figura 10.6 Tabella riassuntiva delle 3 configurazioni

Considerazioni finali:

1. La GE 6.0-164 è la migliore opzione per massimizzare la produzione, poiché possiede:
 - Miglior AEP netto (165.785,5 MWh/anno)
 - Maggiori ore equivalenti (2.511,9 ore/anno)
 - Fattore di capacità più alto (28.7%)
 - Soffre maggiormente le perdite di scia (2.74%), ma rimane la più produttiva.
2. La Vestas 4.0-136 è un'opzione più bilanciata con meno interferenze di scia
 - Meno potenza installata (44 MW) ma con un'efficienza migliore rispetto alla Siemens Gamesa
 - Fattore di capacità del 23.7%, quindi intermedio tra le tre opzioni

- Perdite di scia relativamente contenute (2.33%)
3. La Siemens Gamesa 5.0-132 è la meno performante
- Velocità media del vento più bassa (5.63 m/s) a causa della minore altezza del mozzo (84 m).
 - Minor numero di ore equivalenti (1.794,8 h/anno) e il fattore di capacità più basso (20.5%).
 - Miglior gestione delle perdite da scia (2.25%), ma il vantaggio è trascurabile rispetto alla riduzione complessiva della produttività.

Quale configurazione scegliere?

Se l'obiettivo è massimizzare la produzione energetica, ovviamente la scelta migliore è la GE 6.0-164.

Se si vuole ridurre le perdite di scia e mantenere comunque una produzione decente la Vestas 4.0-136 è una buona alternativa.

Capitolo 11 : Calcolo perdite di impianto

La stima delle perdite e delle incertezze nella generazione di energia elettrica da parte di un parco eolico costituisce una fase cruciale per garantire previsioni accurate della produzione netta. In precedenza, la valutazione della capacità produttiva dell'impianto si basava esclusivamente sulle perdite causate dall'effetto scia; in questa analisi, invece, vengono inclusi tutti gli elementi che possono ridurre la produzione energetica annuale prevista. Le perdite prese in esame sono state suddivise in diverse categorie, ciascuna delle quali è stata esaminata in modo approfondito.

11.1: Introduzioni alle perdite di layout

1. **Perdita di tipo A (Effetto Scia):** Questa perdita è causata dall'interferenza aerodinamica tra le turbine, che riduce l'uscita delle macchine a valle. Questa dipende dal tipo di turbina utilizzata e dalle condizioni operative del sito. È possibile ridurre questo tipo di perdita ottimizzando il layout del parco eolico.
2. **Perdita di tipo B (Efficienza della rete elettrica):** Le perdite elettriche nella rete di trasmissione del parco, ovvero, nei trasformatori, linee elettriche e stazioni di trasformazione, contribuiscono all'inefficienza interna. In assenza di dati di questo tipo, si assume che l'efficienza sia del 98%.
3. **Perdita di tipo C (Disponibilità delle turbine):** La disponibilità operativa delle turbine durante l'anno è influenzata da fattori come il modello della turbina, la frequenza degli interventi di manutenzione, la probabilità di guasti e le condizioni meteorologiche. Per le turbine analizzate, si assume un'efficienza del 97%.
4. **Perdita di tipo D (Degrado delle pale):** Il deterioramento delle pale, l'accumulo di ghiaccio e la contaminazione possono compromettere le prestazioni aerodinamiche delle turbine. Nel sito di Ascoli Satriano, si stima un'efficienza del 98% durante i mesi invernali a causa della formazione di ghiaccio.
5. **Perdita di tipo E (Controllo della turbina in condizioni estreme):** Quando la velocità del vento supera i limiti operativi (Cut-Out) o è troppo bassa (Cut-In), la turbina interrompe la produzione. Al rientro nelle condizioni ottimali, la risposta della macchina non è immediata (fenomeno di isteresi), causando una riduzione della produzione annua. Per le turbine analizzate, si assume un'efficienza del 98%.
6. **Perdita di tipo F (Disponibilità della sottostazione):** L'efficienza della sottostazione elettrica di trasformazione dipende dalla durata degli interventi di manutenzione. In mancanza di informazioni specifiche, si considera trascurabile questa perdita.

7. **Perdita di tipo G (Disponibilità della rete elettrica):** La disponibilità della rete gestita da operatori esterni può influire sulla produzione. Questo fattore è difficile da prevedere, poiché dipende dalla qualità dell'infrastruttura locale. Si assume un'efficienza del 99,9%.
8. **Perdita di tipo H (Scostamento della curva di potenza):** La discrepanza tra la curva di potenza teorica e il comportamento reale della turbina è spesso considerata una perdita. Tuttavia, riteniamo più appropriato includerla tra le incertezze di produzione, assumendo un'efficienza del 100%.
9. **Perdita di tipo I (Controllo termico):** Il fermo macchina dovuto al controllo termico del sistema, che impedisce il funzionamento del generatore al di fuori delle temperature di progetto, non è stato incluso in questa analisi. [17]

11.2 Parametri P50, P75 e P90: Analisi della Producibilità Eolica

I parametri P50, P75 e P90 sono delle metriche di tipo statistico fondamentali per valutare la producibilità annua di un parco eolico. Si basano su un'analisi probabilistica della produzione di energia che prende in considerazione le incertezze di dati meteorologici, prestazione degli aerogeneratori e altri fattori tecnici e ambientali.

Il valore P50 rappresenta la media della distribuzione di producibilità annua stimata e cioè che esiste una probabilità del 50% che la produzione effettiva superi quella annua stimata e una probabilità del 50% che questa sia inferiore. È un parametro per lo più conservativo, utilizzato come riferimento base per valutazioni tecniche ed economiche. Non tiene però conto di scenari di rischio elevato, per questo vengono introdotti anche la P75 e la P90 così da avere una visione più prudentiale. Il P50 è calcolato come:

$$P50 = \text{Produzione stimata} * (1 - \text{perdite totali}) \quad (11.1)$$

Il P75 indica che esiste una probabilità del 75% che la produzione effettiva superi quella stimata. Questo parametro è particolarmente utile in contesti in cui si desidera una maggiore sicurezza rispetto al P50, ma senza adottare un approccio eccessivamente prudente, una stima cauta adatta a scenari di rischio intermedio. Viene calcolata come segue:

$$P75 = P50 * (1 - 0,675 * \text{Incertezza}) \quad (11.2)$$

Il **P90**, invece, rappresenta una stima estremamente conservativa, con una probabilità del 90% che la produzione effettiva superi quella stimata (o una probabilità del 10% che sia inferiore). Questo parametro è ampiamente utilizzato per garantire che l'analisi economico-finanziaria sia la più veritiera possibile anche in condizioni avverse. È particolarmente importante per progetti a lungo termine, dove è fondamentale minimizzare il rischio di sottostimare la produzione energetica. Analiticamente viene calcolata come segue:

$$P90 = P50 * (1 - 1,282 * Incertezza) \quad (11.3)$$

In questa casistica, l'incertezza contenuta all'interno della 10.2 e 10.3 fanno riferimento al tipo di incertezza che caratterizza i sistemi di misura. Le incertezze associate alla previsione della producibilità derivano da diversi fattori; innanzitutto, la qualità e la durata dei dati anemometrici raccolti durante la campagna di misura influenzano significativamente l'affidabilità delle stime. Errori strumentali, la scarsità di dati storici o il posizionamento dei sensori possono introdurre distorsioni nelle previsioni. Le prestazioni dell'aerogeneratore poi possono variare rispetto ai dati di fabbrica a causa di fattori come l'usura, sporcizia delle pale o condizioni operative non ideali. Le perdite di sistema come quelle aerodinamiche o elettriche contribuiscono a ridurre la produzione netta. Infine anche la variabilità del vento nel sito può cambiare da un anno all'altro, aumentando ulteriormente l'incertezza.

Siccome non è stato possibile per questioni di tempo e di alcuni dati non disponibili trovare il valore reale, all'incertezza è stato attribuito un valore di 0,15.

Per garantire l'affidabilità e la coerenza delle valutazioni, il settore eolico si avvale di standard internazionali e linee guida riconosciute, come la norma sviluppata dall' International Electrotechnical Commission (IEC 61400-12) che fornisce tutta una serie di indicazioni dettagliate per valutare le prestazioni delle turbine eoliche e analisi di producibilità energetica. Anche istituzioni come il National Renewable Energy Laboratory (NREL) e l'European Wind Energy Association (EWEA) pubblicano una serie di studi per la modellazione della producibilità eolica, ponendo attenzione alle incertezze e parametri probabilistici. [10,17,18,19]

Dopo aver descritto le perdite di impianto e i dati probabilistici di produzione, si procede con il calcolo analitico per ogni configurazione:

- Risultati *GE Renewable Energy 6.0-164*:

TIPOLOGIE DI PERDITE	MWh/y	in ore equivalenti :
P50	151203.5518	2.291
P75	135894.1922	2.059
P90	122172.4699	1.851
Rendimento complessivo	0.912043284	

Tabella 11.1 Risultati delle diverse tipologie di perdite per GE 6.0-164

- Risultati *Vestas 4.0-136*:

TIPOLOGIE DI PERDITE	MWh/y	in ore equivalenti :
P50	83422.0454	1.896
P75	74975.56334	1.704
P90	67405.01272	1.532
Rendimento complessivo	0.912043284	

Tabella 11.2 Risultati delle diverse tipologie di perdite per Vestas 4.0-136

- Risultati *Siemens Gamesa 5.0-132*:

TIPOLOGIE DI PERDITE	MWh/y	in ore equivalenti :
P50	90032.4440	1.637
P75	80916.65901	1.471
P90	72746.21472	1.323
Rendimento complessivo	0.912043284	

Tabella 11.3 Risultati delle diverse tipologie di perdite per SG 5.0-132

Conclusioni

Il presente lavoro di tesi ha avuto come obiettivo l'analisi delle caratteristiche anemometriche e la stima della producibilità energetica di un impianto eolico denominato "Conca D'oro-Posticchio", da realizzarsi nel comune di Ascoli Satriano (FG). L'impianto, composto da undici aerogeneratori di potenza variabile tra 5 MW e 6 MW, per una potenza totale installata di 59,2 MW, è stato progettato per sfruttare al meglio le risorse eoliche dell'area, situata nel Sud Italia, in Puglia. La scelta del sito è stata supportata da un sopralluogo effettuato personalmente, finalizzato a verificare l'assenza di interferenze significative che potrebbero compromettere l'efficienza dell'impianto.

Attraverso l'utilizzo del software Matlab, è stato possibile elaborare i dati anemometrici raccolti tramite strumentazione Lidar, determinando le caratteristiche ventose dell'area. I risultati hanno evidenziato una velocità media del vento di 5,4 m/s, con una direzione prevalente da Nord-Ovest (330°). Inizialmente classificato come sito di classe IIIC, l'analisi ha successivamente portato a una riclassificazione in classe IIC, a seguito del superamento di valori di velocità del vento superiori a 10 m/s.

Il sito, inizialmente classificato come IIIC (presi in considerazione i valori di turbolenza e velocità di riferimento non troppo alti), tramite un'analisi che ha evidenziato il superamento dei valori di velocità del vento superiori a 10 m/s e di conseguenza il sito è stato classificato come IIC.

La trattazione è proseguita poi con il confronto e la valutazione delle possibili configurazioni del parco eolico, utilizzando tre modelli di aerogeneratori differenti e facendo le opportune simulazioni su WindSim.

I risultati sono stati i seguenti: per la Vestas V 4.0-136 (classe IIB) si ha una produzione di 93.65 GWh/y, per la Siemens Gamesa SG 5.0-132 (classe IB) 100,98 GWh/y ed infine quella che produce di più è la GE 6.0-164 (classe S) con un Annual Energy Power (AEP) di 170,45 GWh/y.

Successivamente, per valutare l'aerogeneratore più adatto, bisogna considerare anche le ore equivalenti, che si ottiene dividendo l'energia prodotta dall'impianto per la potenza totale installata. Le ore equivalenti per le tre configurazioni sono:

- GE 6.0-164: *2511 ore equivalenti*
- V 4.0-136: *2078 ore equivalenti*
- SG 5.0-132: *1794 ore equivalenti*

Come si evince da ore equivalenti e produzione, la migliore configurazione è la GE 6.0-164 e questo perché è una classe personalizzata e quindi che deve soddisfare prestazioni molto elevate.

La SG da 132 metri di diametro del rotore è la peggiore perché presenta un'altezza al mozzo di soli 84 metri e possiede pale molto pesanti e questo ne abbassa notevolmente la produzione.

La Vestas 4.0-136 è un ottimo compromesso ed in linea con la classe del vento del sito, quindi accettabile.

Un'ulteriore analisi ha riguardato le possibili fonti di inefficienza e perdite, tra cui quelle elettriche di trasmissione, le perdite legate alla turbina e al fenomeno di isteresi. Complessivamente, si è registrata una riduzione dell'efficienza dell'impianto, con un calo dell'11,3% per lo scenario P50 e del 28,3% per lo scenario P90. Questi risultati sottolineano l'importanza di considerare non solo la produzione teorica, ma anche le perdite reali che possono influenzare la resa complessiva dell'impianto.

Si può concludere che l'aerogeneratore GE 6.0-164 è quello che produce di più nonostante subisce delle perdite di scie leggermente più alte rispetto alle altre due configurazioni. Anche le ore equivalenti sono le maggiori e di conseguenza, creare un parco con undici aerogeneratori di questo tipo rappresenterebbe la configurazione migliore. Si sta parlando di una turbina di classe personalizzata e di conseguenza presenta specifiche tecniche elevate.

La SG 5.0-132, essendo di classe I, è la configurazione meno adatta alla realizzazione del parco poiché ha un'altezza mozzo molto bassa ed un peso delle pale non trascurabile che causa una riduzione importante della riduzione come si può vedere dalle ore equivalenti.

La Vestas 4.0-132 rappresenta il giusto compromesso tra resistenza alle turbolenze del sito e parte economica. Le ore equivalenti non sono comunque così alte (2078 h/y) ma presenta comunque una via di mezzo tra le due configurazioni.

In conclusione, la configurazione ottimale per il parco eolico di Ascoli Satriano è rappresentata dalla GE 6.0-164, che garantisce la massima produzione energetica e il miglior rapporto tra ore equivalenti e potenza installata. Tuttavia, la scelta finale richiede un'attenta valutazione del bilancio economico e delle specifiche tecniche, tenendo conto delle limitazioni e dei vantaggi di ciascuna configurazione. Questo studio non solo fornisce una base solida per la realizzazione del parco eolico, ma contribuisce anche alla letteratura scientifica nel campo dell'energia eolica, offrendo spunti per future ricerche e ottimizzazioni in contesti simili.

Bibliografia

- [1] Relazione “Progetto per la realizzazione di un impianto eolico nel comune di Ascoli Satriano-Deliceto (FG)”, Wind Energy Ascoli S.r.l.
- [2] Materiale didattico del prof. Ricci Renato dal corso di ‘Energetica’ (Energia Eolica Lez.1)
- [3] Materiale didattico del prof. Ricci Renato dal corso di ‘Energetica’ (Energia Eolica Lez.3)
- [4] *Cos'è il LIDAR* <https://www.ibm.com/it-it/topics/lidar>
- [5] WindCube brochure <https://www.vaisala.com/en/products/wind-energy-windcube>
- [6] Generale guidelines from Vaisala
- [7] Wind characteristics observation using Doppler-SODAR for wind energy applications from science direct <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2405653717301057>
- [8] Sodar on wikipedia <https://en.wikipedia.org/wiki/Sodar>
- [9] Immagine slide Energetica pt.3 del prof. Ricci
- [10] Norma IEC 61400-12-1:2017
- [11] ‘Bending moment characteristic analysis of utility-scale onshore wind turbine blades based on monitoring data’ from science direct
- [12] National Renewable Energy Laboratory AWS scientific Inc. WIND RESOURCE ASSESSMENT HANDBOOK. 1997
- [13] WindSim Brochures <https://windsim.com/software/WindSimBrochures>
- [14] General page <https://windsim.com/>
- [15] Tesi di Erika Costanzo ‘Site assessment and in situ maintenance of a wind farm’, UnivPM
- [16] <https://www.siemensgamesa.com/global/en/home/products-and-services/onshore/wind-turbine-sg-5-0-132.html>
- [17] Materiale didattico prof. Ricci Renato: ‘Calcolo delle perdite e delle incertezze nella produzione di energia elettrica’
- [18] Fonti tratte dal National Renewable Energy Laboratory NREL: <https://search4.nrel.gov/>
- [19] ‘Prediction of Power Generation by Offshore Wind Farms Using Multiple Data Sources’ <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/4/700>

- [20] <https://it.dreamstime.com/schema-di-struttura-della-turbina-eolica-orizzontale-rispetto-all-asse-verticale-principio-all-asse-e-diagramma-programma-image273614930>
- [21] https://it.wikipedia.org/wiki/Turbina_eolica#:~:text=Una%20turbina%20eolica%20tipicamente%20comprende,%2C%20aerodinamica%2C%20struttura%20e%20acustica.
- [22] Materiale didattico del professore Renato Ricci, “Tecniche di controllo di una turbina eolica”.
- [23] “Modellistica e controllo di una generatore asincrono a doppia alimentazione per turbine eoliche con analisi della risposta ai buchi di tensione” tesi di Chiara Guarino.
- [24] General Characteristics Manual Developer package SG 5.0-132
- [25] Technical Documentation Wind Turbine Generator Systems Cypress-164 - 50 Hz
- [26] General Description 4MW Platform by Vestas
- [27] https://it.wikipedia.org/wiki/Stallo_aerodinamico
- [28] Technical documentation Wind Turbine PCD-NO_Cypress_6.0-164-50Hz
- [29] Materiale didattico del prof. Ricci Renato dal corso di ‘Energetica’ (Energia Eolica Lez.2)