

# REGIONE LAZIO

Provincia di Viterbo (VT)

## COMUNE DI CELLERE



REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	CONTROL.	APPROV.
1	EMISSIONE PER ENTI ESTERNI	24/02/22	LAUDADIO A.	FURNO C.	NASTASI A.
0	EMISSIONE PER COMMENTI	26/01/22	LAUDADIO A.	FURNO C.	NASTASI A.

Committente:

**IBERDROLA RENOVABLES ITALIA S.p.A.**



Sede legale in Piazzale dell'Industria, 40, 00144, Roma  
Partita I.V.A. 06977481008 - PEC: iberdrolarenovablesitalia@pec.it

Società di Progettazione:



*Ingegneria & Innovazione*

Via Jonica, 16 - Loc. Belvedere - 96100 Siracusa (SR) Tel. 0931.1663409  
Web: [www.antexgroup.it](http://www.antexgroup.it) e-mail: [info@antexgroup.it](mailto:info@antexgroup.it)

Progetto:

**PARCO EOLICO DI "CELLERE"**

Progettista/Resp. Tecnico:  
Dott. Ing. Cesare Furno  
Ordine degli Ingegneri  
della Provincia di Catania  
n° 6130 sez. A

Professionista:  
**Alberto Laudadio**  
Socio Qualificato di ASSIREP  
n. 567  
operante nell'ambito delle prerogative di cui  
alla Legge n. 4/2013

Elaborato:

RELAZIONE ANEMOLOGICA E STIMA DI PRODUCIBILITÀ

Scala:

NA

Nome DIS/FILE:

C20041S05-VA-RT-02-01

Allegato:

1/1

F.to:

A4

Livello:

**DEFINITIVO**

Il presente documento è di proprietà della ANTEX GROUP srl.  
È vietato la comunicazione a terzi o la riproduzione senza il permesso scritto della suddetta.  
La società tutela i propri diritti a rigore di Legge.



Documento informatico firmato digitalmente  
ai sensi dell'art. 24 D.Lgs. 82/2005 e ss.mm.ii



COMUNE DI CELLERE



REGIONE LAZIO



PROVINCIA DI VITERBO

# RELAZIONE ANEMOLOGICA PRELIMINARE E DI PRODUCIBILITA' TURBINA VESTAS V162

Sito in Comune di Cellere (VT) – Loc. "M.te Marano"

PROPONENTE:



**FC RENEWABLE S.R.L.S.**

Via della Torre Clementina, 48  
00054 Fiumicino (RM)  
Italia  
P. IVA 14864071007

OGGETTO:

ELABORATO Nr:

**RELAZIONE ANEMOLOGIA PRELIMINARE  
RELAZIONE PRODUCIBILITA' TURBINA**

**EOL  
AEP**

SCALA / FORMATO

DATA EMISSIONE:

**Relazione (f.to) A4**

**26 gennaio 2021**

REDAZIONE:

**FC Renewables S.r.l.s.**

Project Management  
*PM Alberto Laudadio  
(L. 4/2013)*

Responsabile Tecnico  
Commessa  
*Fabio Cecilia*

SVILUPPO PROGETTO



REVISIONI

N°	DATA	DESCRIZIONE
01	26 gennaio 2021	EMISSIONE
02		
03		
04		
05		
06		

Collaboratori

## Sommario

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE</b> .....	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>PREMESSA</b> .....	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>INQUADRAMENTO GEOGRAFICO</b> .....	<b>6</b>
<b>4</b>	<b>ANEMOMETRIA</b> .....	<b>7</b>
4.1	<i>Descrizione del sistema di monitoraggio</i> .....	7
<b>5</b>	<b>SIMULAZIONE ANEMOLOGICA</b> .....	<b>0</b>
5.1	<i>Modellazione orografica</i> .....	0
5.2	<i>Analisi Anemologica temporale</i> .....	0
<b>6</b>	<b>ANALISI DI PRODUCIBILITA'</b> .....	<b>0</b>
6.1	<i>Turbina scelta</i> .....	0
6.2	<i>Producibilità annua di breve/lungo periodo</i> .....	0
6.3	<i>Perdite aggiuntive d'impianto</i> .....	1
6.4	<i>Analisi di lungo periodo - Metodologia MCP (measure, correlate, predict)</i> .....	1
6.4.1	<i>Stazione meteorologica di riferimento</i> .....	2
6.4.2	<i>Estrapolazione di lungo periodo</i> .....	2
6.4.3	<i>Producibilità con probabilità di essere superate in un anno</i> .....	3

## **RESPONSABILITÀ DEL PROFESSIONISTA**

*Redatto a cura di: Alberto Laudadio - Project Manager L. 4/2013 - settore Eolico*

La presente relazione è stata redatta e pubblicata dal Consulente ad uso esclusivo del cliente.

Il Consulente non risponderà nei confronti di terzi (persone diverse dal cliente) riguardo questa relazione o per qualsivoglia uso di questo da parte di terzi effettuato senza previo accordo scritto tra il Consulente e la terza parte.

La relazione non potrà essere riprodotta e diffusa e non potrà essere divulgata in qualsiasi documento informativo o annuncio senza l'espresso consenso scritto del Consulente.

Una eventuale Classificazione del Documento che permette al cliente a ridistribuire questa relazione non implica che il Consulente ha alcuna responsabilità verso qualsiasi destinatario diverso dal cliente.

Il Consulente non può essere responsabile dell'attendibilità dei dati forniti dal cliente.

La presente relazione è stata prodotta sulla base di informazioni relative a date e periodi qui indicati. Essa non comporta che le informazioni non siano soggette a modifica temporale. Il Consulente non ha effettuato rilevamenti presso il sito e non può, pertanto, accettare la responsabilità dell'attendibilità dei dati forniti.

# 1 INTRODUZIONE

---

- *L'importanza di una corretta valutazione Anemologica per il settore bancario*

Nell'ambito delle operazioni di investimento e finanziamento di impianti di produzione dell'energia elettrica, la costruzione del modello economico (business plan) da parte dei Soggetti investitori e degli Istituti di Credito deve adeguatamente computare lo scenario di ricavi teoricamente conseguibile dall'iniziativa in esame. Nel caso di progetti eolici di qualsiasi taglia, tale studio è strettamente legato alla corretta previsione di producibilità dell'impianto nel corso della sua vita utile o, quantomeno, negli anni di copertura del finanziamento.

La principale variabile nelle simulazioni di business plan è quindi costituita da quanta "ricchezza" l'impianto è in grado di generare nel corso della sua vita utile, ossia da quanta energia l'impianto può produrre e cedere al mercato secondo i meccanismi incentivanti previsti dalla normativa. Per apprezzare la stretta relazione tra il livello di prestazione dell'aerogeneratore ed i risultati del business plan, si può infatti considerare che un'oscillazione del 10%, in termini di produzione, si traduce in un'analoga variazione del risultato di DSCR (Debt Service Coverage Ratio) medio. Da un punto di vista tecnico, dunque, una stima di producibilità affidabile assicura un basso livello di variabilità del modello economico, contribuendo in maniera decisiva a valutare correttamente l'effettiva sostenibilità dell'iniziativa e, quindi, ad individuare i giusti profili di rischi nell'investimento sul progetto.

A differenza di altre fonti rinnovabili di generazione di energia (come il fotovoltaico o le biomasse) - per le quali la valutazione della producibilità per il business plan può essere effettuata facendo riferimento anche a parametri prestazionali definiti contrattualmente, o da input determinabili mediante database tecnici di settore - i parametri che definiscono la capacità produttiva di un parco eolico risultano strettamente interconnessi tra loro e fortemente legati alla ventosità specifica del sito. Tale dato è reso principalmente disponibile da una campagna di misura della risorsa del vento sito-specifica, tale che, opportunamente processata con l'effettiva configurazione del parco e con le caratteristiche di potenza dell'aerogeneratore, definite da una curva reale e certificata, consenta di pervenire direttamente al valore di produzione finale in termini di kWh.

Per queste ragioni, nella valutazione del progetto eolico gli investitori richiedono sempre un accurato studio del vento e del layout di progetto, finalizzato a calcolare la producibilità attesa per l'intervento in analisi. Secondo le migliori pratiche, tale stima deve essere valutata in riferimento ad almeno tre livelli probabilistici, in modo da sviluppare una simulazione di sensitivity del modello.

Generalmente, la simulazione è effettuata sui percentili probabilistici P50, P75 e P90, ossia le produzioni annue la cui probabilità di essere superate è pari, rispettivamente, al 50%, al 75% e al 90%: maggiore è la probabilità di superamento "P", minore risulterà la produzione attesa e, di conseguenza, maggiore sarà il livello di cautela adottato. Nella pratica tecnica, è prassi considerare il livello P75 per modellizzare il "Caso Base" del modello economico, utilizzando gli altri due scenari come input per l'analisi di sensitività (i.e. "Best Case" per il P50 e "Worst Case" per il P90) finalizzata a valutare la solidità dell'operazione. È, pertanto, lecito considerare che il valore P75 sia un compromesso tra la necessità di un approccio conservativo, legato alla

volubilità della fonte eolica, ed il livello di produzione medio, calcolato mediante la simulazione basata sui dati anemometrici registrati in sito.

- ***Lo studio della producibilità: considerazioni generali***

Una valutazione affidabile della producibilità energetica di un parco eolico deve essere basata su una campagna anemometrica, **preferibilmente eseguita direttamente sul sito** oggetto dell'indagine.

È pur vero che, nella pratica, sono disponibili metodi di simulazione che consentono di eseguire delle valutazioni Anemologiche tramite reanalisi, ossia utilizzando modelli meteorologici basati su dati provenienti dai satelliti e/o da stazioni di misura terrestri rilevati in zone più o meno vaste (similmente a quanto avviene per il fotovoltaico).

La metodologia tuttora considerata affidabile dagli istituti di credito è certamente la misurazione anemometrica **tramite struttura fissa**. La norma tecnica internazionale stabilisce che la struttura debba avere un'altezza pari ad almeno 2/3 del mozzo della futura turbina e che la campagna Anemologica duri almeno 12 mesi.

In caso contrario, la percentuale di incertezza sarà maggiore e bisogna tenerne debito conto.

Per maggiori informazioni si veda la norma IEC-61400-12 e il documento tecnico *Evaluation of site-specific wind conditions*, che specifica la procedura adottata dai membri Measnet (*International Network For Harmonised And Recognised Measurements In Wind Energy*) al fine di valutare le caratteristiche Anemologiche sito-specifiche.

## **2 PREMESSA**

---

Oggetto del presente studio Preliminare è un sito localizzato nella Regione Lazio, individuabile sul territorio comunale di **Cellere (VT)**, in località "**M.te Marano - M.te di Cellere - P.gio Cornicchiolo**", sulla cui area sarebbe prevista la realizzazione di un nuovo impianto per la produzione di energia rinnovabile da fonte eolica. L'analisi si pone come obiettivo la quantificazione delle potenzialità eoliche del sito di area vasta.

Sulla base delle indicazioni fornite in merito all'ubicazione del sito d'interesse, è possibile effettuare un'analisi preliminare finalizzata ad inquadrare il sito in relazione ai principali tematismi presenti (orografia, classe di rugosità, viabilità stradale, eventuali vincoli ambientali, linee elettriche, etc.). In termini anemologici, il sito in esame può inoltre essere inquadrato preliminarmente sulla base delle indicazioni di massima fornite dagli atlanti eolici mondiali (FirstLook, AWS, 3TIER, Vortex, Global Wind Atlas), europei (Wind.PRO, WAsP), italiani (CESI) o regionali eventualmente presenti, e da stazioni delocalizzate sul territorio entro i 10 km di area vasta dal sito oggetto di studio.

Per il sito d'interesse è stato infatti possibile condurre un censimento preliminare di dati di vento misurati da stazioni di misura delocalizzate e/o stimati da modello disponibili nel

territorio in esame per un periodo temporale significativo (almeno 1 anno). Nel censimento verranno vagliate tutte le possibili fonti, quali Soggetti pubblici proprietari di dati misurati (Aeronautica Militare, ARPA e ARSIA/SIR regionali, altri Enti e/o fonti, etc.), o Enti/Istituti che dispongano di specifici archivi di stime da modello (Servizi Agrometeorologici Regionali, Aeroporti, etc.). Ciò comporterà un attento esame sia delle caratteristiche dei dati misurati (ubicazione stazione, quota verticale, periodo temporale di copertura, risoluzione temporale, etc.) che di quelli stimati: in quest'ultimo caso, sarà di particolare interesse la risoluzione spaziale di una griglia territoriale del modello DTM (ad es. 5 Km, 10 Km, etc.). Nella ricognizione dei dati la priorità verrà ovviamente data a quelli misurati con campionamento a 10 minuti.

In generale, l'attività si sviluppa preliminarmente attraverso la validazione di questi dati sperimentali acquisiti da una o più stazioni di misura della velocità e della direzione del vento posizionate in sito, ma anche delocalizzate, cui può seguire un'operazione di filtraggio per l'esclusione di eventuali valori non ammissibili. Quindi vengono eseguite le elaborazioni statistiche per la definizione dei principali parametri anemologici atti a caratterizzare il vento sulla posizione della turbina col metodo della correlazione orografica e temporale.

L'insieme di dati anemometrici, selezionato come maggiormente rappresentativo per un intero anno solare, viene successivamente associato ad un modello digitale del territorio, opportunamente esteso intorno all'area d'intervento, per costituire l'input del codice di simulazione Anemologica. Il modello vettoriale 3D del territorio, o DTM, fornisce al software tutte le informazioni legate all'andamento altimetrico del terreno, alla distribuzione di rugosità superficiale e, eventualmente, alla presenza di ostacoli naturali o infrastrutturali che possono esercitare un sensibile effetto indotto sul regime anemologico locale.

Attraverso l'applicazione di un particolare algoritmo di estrapolazione dei dati sperimentali, raccolti sulla singola posizione di una o più stazioni anemometriche, anche distanti dal sito in oggetto, il Software è in grado di calcolare la distribuzione, e quindi la mappatura, a varie altezze rispetto al suolo, dei principali parametri anemologici caratterizzanti l'area circostante il punto di misura. I valori di tali parametri, calcolati per la posizione prevista per l'installazione della macchina, ed associati alle curve di prestazioni del modello di aerogeneratore selezionato, permettono di operare una stima del valore di produzione di energia media annua dell'impianto, al netto delle perdite per scia aerodinamica indotte dagli effetti d'interferenza orografica e morfologica e della rugosità del terreno.

Questo valore, ridotto delle perdite ulteriori legate agli effetti secondari di centrale, rappresenta la quantità di energia che l'impianto avrebbe prodotto se avesse operato in condizioni di esercizio durante l'anno di monitoraggio.

Lo studio include anche l'analisi di lungo periodo, che viene eseguita estrapolando su base decennale o superiore, i dati di producibilità calcolati per l'anno di monitoraggio, attraverso la correlazione con una stazione meteorologica storica presente sull'area vasta.

### 3 INQUADRAMENTO GEOGRAFICO

Il progetto, per la realizzazione dell'impianto, interessa un territorio della Regione Lazio, nella Provincia di Viterbo, che interessa il comune di Cellere, nella porzione nordorientale del territorio comunale. Il sito impegna un'area vasta di circa 18 kmq dalla conformazione ad altopiano discendente, con notevoli speed up orografici su tutta l'area.

Il punto su cui ipotizzare l'installazione della futura Torre Anemometrica sarà il seguente:

The image shows two side-by-side screenshots. The left screenshot is from a web-based coordinate converter tool. It has a title 'Convertitore' and a brief instruction: 'Per convertire le coordinate di un punto inserisci i valori nelle caselle di testo corrispondenti al sistema di riferimento a cui appartengono e premi il pulsante "Converti".' Below this, there are four coordinate systems listed with their respective EPSG codes and input fields for Easting (Est) and Northing (Nord) or Longitude (Lon) and Latitude (Lat):

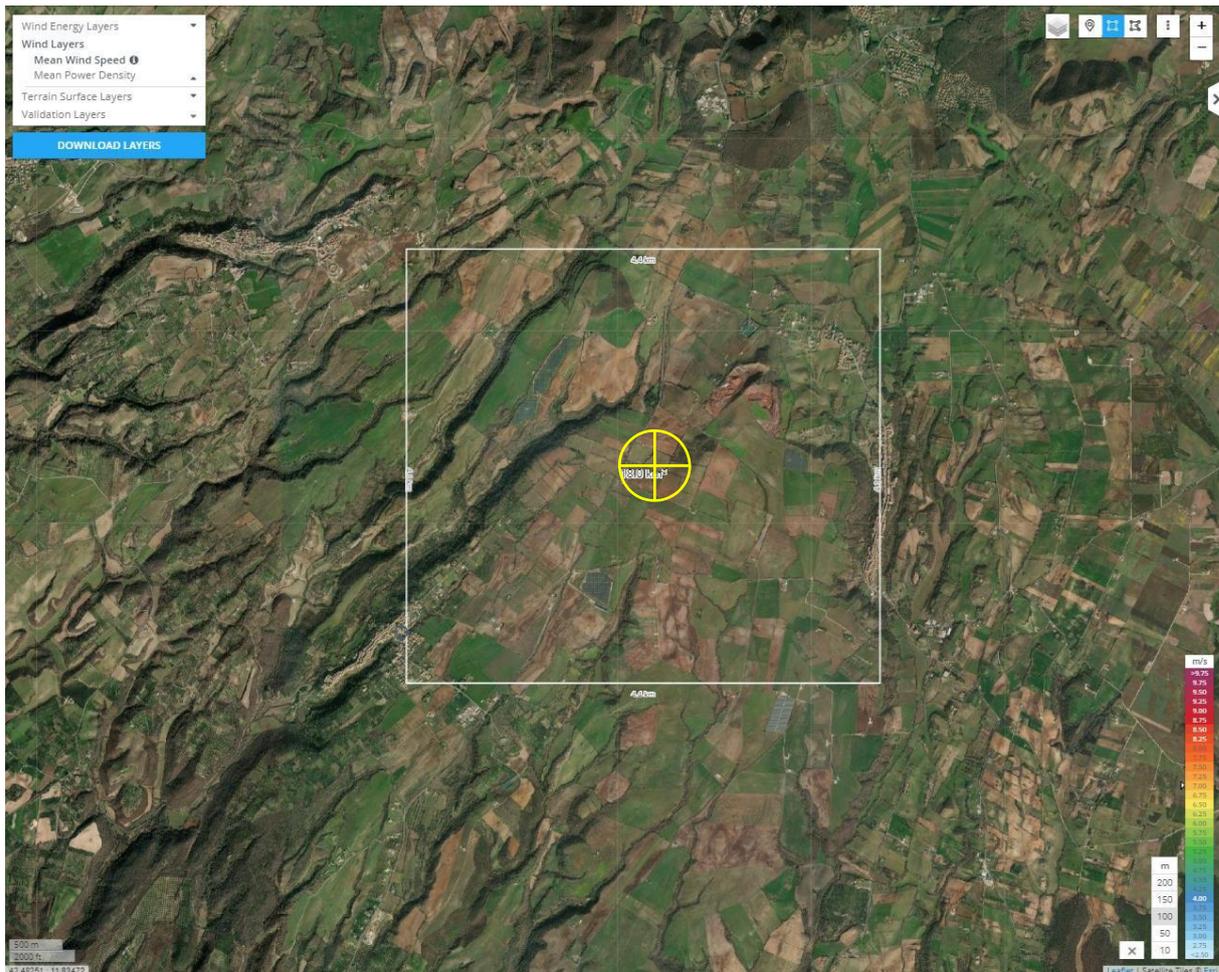
- Monte mario / Gauss Boaga zona 1** (EPSG:3003): Est: 1730221.79, Nord: 4711797.57
- ED50 / UTM Zone 32N** (EPSG:23032): Est: 730276.09, Nord: 4711980.49
- ED50** (EPSG:4230): Lon: 11.803464, Lat: 42.525161
- WGS84** (EPSG:4326): Lon: 11.802514, Lat: 42.524179

At the bottom of the converter are 'Pulisci' and 'Converti' buttons. The right screenshot is a satellite map from Google Maps, titled 'Posizione'. It shows a rural landscape with fields and a road. A blue location pin is placed on a field. The map includes standard navigation controls (zoom in/out, layers) and the Google/Leaflet logos at the bottom.

L'area di prevista installazione è stata individuata a quota 461 m s.l.m. circa, ed è situata in un punto abbastanza aperto senza ostacoli a pregiudicare l'intensità dei venti predominanti.

Facendo girare il modello orografico del terreno, ottenendo la mappa del vento all'altezza 100 m Hub (mozzo), potremmo valutare meglio tale situazione.

Di seguito l'area individuata per l'analisi Anemologica.



**Figura:** area di ubicazione del futuro impianto eolico con ubicazione della TA96h

## 4 ANEMOMETRIA

### 4.1 DESCRIZIONE DEL SISTEMA DI MONITORAGGIO

Normalmente, chi installa stazioni anemometriche, può vantare una esperienza ultraventennale nell'installazione di più di 5000 torri anemometriche, di diverse tipologie nel mondo intero: torri strallate tralicciate, strallate tubolari ed autoportanti. Torri anemometriche fino a 140 m di altezza, prodotte esclusivamente con i migliori materiali, progettati e certificati per essere impiegati in condizioni meteorologiche estreme quali forte vento, raffiche e presenza di ghiaccio. Utilizziamo acciaio protetto da zincatura a caldo (EN ISO 1461) in grado di resistere alla corrosione e pitture altamente protettive (EN ISO 12944). Tutte le torri anemometriche installate soddisfano gli standard Eurocode e la normativa IEC-61400.

In conformità proprio alle norme IEC61400-12, le stazioni anemometriche di riferimento considerate per il rilevamento della producibilità energetica, presentano tutte le seguenti

caratteristiche, in quanto per il 90%, tutte stazioni di misura installate per lo sviluppo di grandi impianti eolici da altri operatori del settore:

- **Acquisitore dati (Datalogger) certificato da centro Measnet per le misure di velocità vento classe NOMAD2/NRG Symphonie/METEO System:**
  - Campionamento continuo delle misure di 1Hz (1 misura al secondo). Tale aspetto è fondamentale in quanto il datalogger deve poter acquisire in continuo le variazioni della forza del vento. Campionamenti >1s non sono significativi per le misure nell'energia eolica;
  - Elaborazioni anemometriche e meteorologiche ogni 10'. Le elaborazioni significative eseguite sono: minima, media, raffica, deviazione standard e turbolenza;
  - Registrazione dei dati su memoria protetta da manomissioni per la bancabilità dei dati;
  - Trasmissione dati via GSM o via ftp (per la sicurezza dell'integrità dei dati si raccomanda la modalità via e-mail);
  - Possibilità di inserimento da tastiera delle costanti anemometriche di slope e offset di ogni sensore;
  - Visualizzazione dei dati a display e in remoto;
  - Possibilità di attivare eventuali riscaldatori degli anemometri mediante controllo del punto brina ricavato dalle misure di temperatura-umidità dell'aria e della pressione atmosferica.
- **Anemometro (sensore velocità vento):**
  - Tipo a mulinello di Robinson a 3 coppette con profilo aerodinamico studiato per installazioni in campo aperto;
  - Precisione: elevato numero di impulsi/giro;
  - Certificabilità dei sensori: da centri Measnet. Tali centri sono riconosciuti a livello internazionale per la qualità e le tarature nel settore dell'energia eolica a garanzia degli investitori e degli istituti bancari;
  - Altezza di installazione a più quote per il calcolo del caratteristico gradiente di velocità relativo:
  - 1° anemometro di sommità: > 2/3 altezza mozzo dell'aerogeneratore prescelto (rif. Measnet\_SiteAssessment\_V1-0);
  - 2° anemometro: ad una quota più bassa del 1° ad una distanza significativa che permetta di estrapolare la curva di crescita del vento in base all'altezza da terra.
- **Bandaruola: (sensore direzione vento)**

- Tipo a banderuola a basso sbandieramento;
- Range di misura: 0...359°;
- Precisione:  $\pm 2^\circ$ .
- **Protezione: elevatissima immunità alle fulminazioni (sensori non alimentati o isolati galvanicamente).**
- **Consumi ridottissimi che consentono l'alimentazione con batterie a basso amperaggio e pannelli solari di bassa potenza anche con anemometri riscaldati.**
- **Torre di supporto e sbracci.**
- **Lunghezza e orientamento sbracci conformi IEC61400-12.**
- **Installazione: in conformità alle norme IEC61400-12 con report conforme alle linee guida Measnet.**
- **Software in grado di monitorare, gestire ed elaborare i dati anemometrici e meteorologici acquisiti e ricavare una stima preliminare di producibilità della turbina eolica utilizzata.**

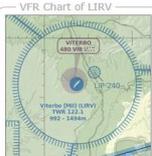
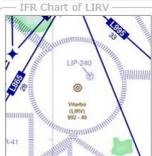
Il sito non ancora monitorato, ma sull'area vasta esistono numerosi dati per una stima preliminare, con stazioni delocalizzate, e sono disponibili numerose serie di dati storici in rete (da acquistare per una data coordinata geografica) e per un preliminare calcolo dei regimi di vento della zona vasta, grazie ai software disponibili per tali valutazioni.

Per una analisi, quindi, della ventosità attesa e per una successiva stima della producibilità del sistema eolico (una volta scelta la turbina di progetto) ci si dovrà riferire ai dati memorizzati dalla futura Torre Anemometrica che avrà 96 metri di altezza, rappresentativa dei 2/3 dell'altezza del mozzo della turbina di progetto (alt. max. 144 metri sls).

Abbiamo preso come riferimento i dati processati con un **Virtual Mast con 2 sensori a 50 e 100 metri di altezza (intensità e direzione)**, per il calcolo del Wind Shear (gradiente di velocità) del sito di Global Wind Atlas (implementato da Vortex) alle coordinate in cui sarà installata la Torre Anemometrica (vedi precedente).

Inoltre, si sono acquistati i dati relativi al territorio di Cellere, dal sito Meteo Blue, molto rappresentativo perché processa dati diversi provenienti anche direttamente dagli aeroporti, in questo caso quello di Viterbo (Cod. ICAO LIRV).

**LIRV Viterbo Airport** ARINC Data Effective 2020-12-31 0901Z

**Location Information for LIRV**

Coordinates: **N42°25.81' / E12°3.85'**  
 View all [Airports in Lazio, Italy](#).  
 Elevation is 992.0 feet MSL.  
 Magnetic Variation is 3° East

**Operations Data**

Airport Use: **Military**

**Airport Communications**

VITERBO Tower: **122.10**

**Nearby Navigation Aids**

ID	Name	Freq	Radial / Range	ID	Name	Freq	Bearing / Range
TAQ	TARQUINIA	111.80	046° / 19.6	VIB	VITERBO	480	328° / 0.7
CMP	CAMPAGNANO	111.40	320° / 23.2	URB	ROME	285	143° / 34.8
OST	OSTIA	114.90	346° / 38.4	OST	OSTIA	327	164° / 38.3
ROM	ROMA	110.80	326° / 44.2	PRU	PERUGIA	398	022° / 44.9

**Runway 04C/22C**

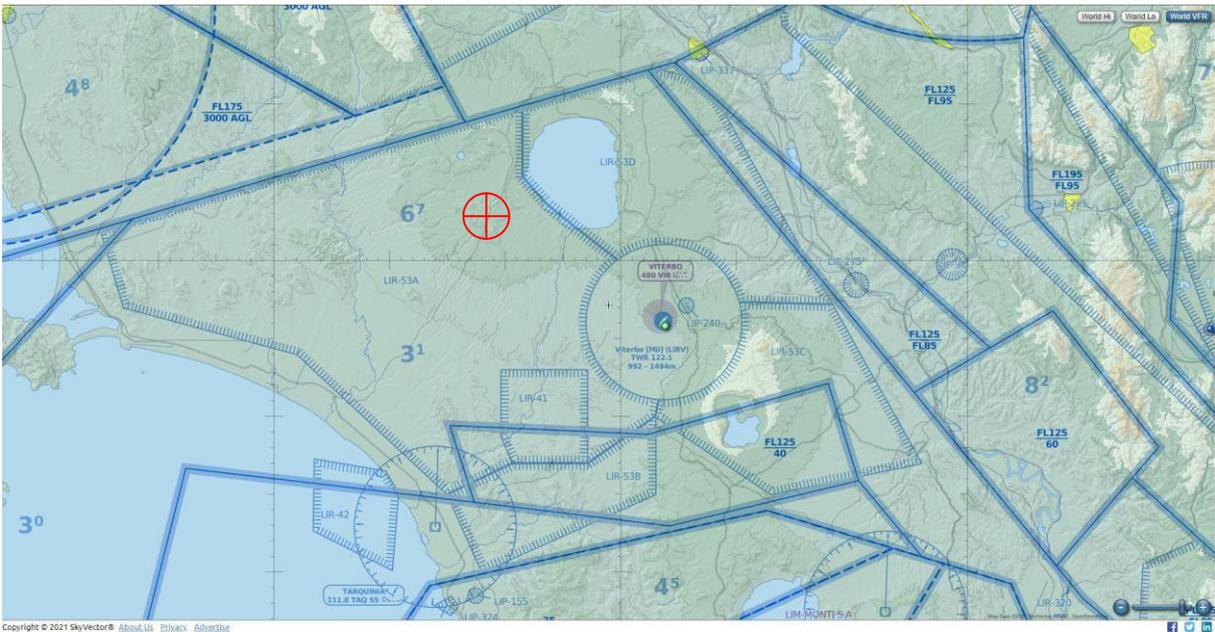
Dimensions: **4921 x 98 feet / 1500 x 30 meters**  
 Surface: **Hard**  
 Runway 04C Runway 22C  
 Coordinates: **N42°25.80' / E12°3.34' N42°26.43' / E12°4.02'**  
 Elevation: **966 992**  
 Runway Heading: **037° 217°**

**Runway 04L/22R**

Dimensions: **3018 x 79 feet / 920 x 24 meters**  
 Surface: **Unknown**  
 Runway 04L Runway 22R  
 Coordinates: **N42°25.95' / E12°3.38' N42°26.34' / E12°3.80'**  
 Elevation: **971 987**  
 Runway Heading: **037° 217°**

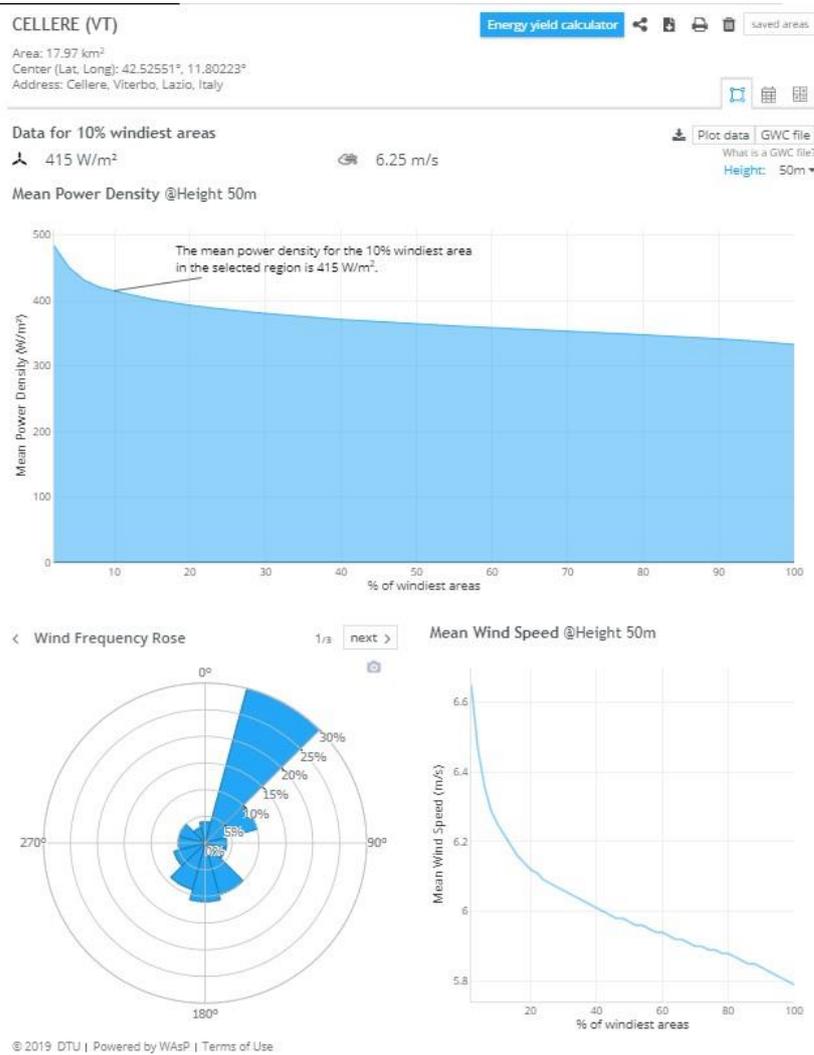
**Runway 04R/22L**

Dimensions: **1936 x 112 feet / 590 x 34 meters**  
 Surface: **Unknown**  
 Runway 04R Runway 22L  
 Coordinates: **N42°26.11' / E12°3.73' N42°26.35' / E12°4.00'**  
 Elevation: **977 987**  
 Runway Heading: **037° 217°**

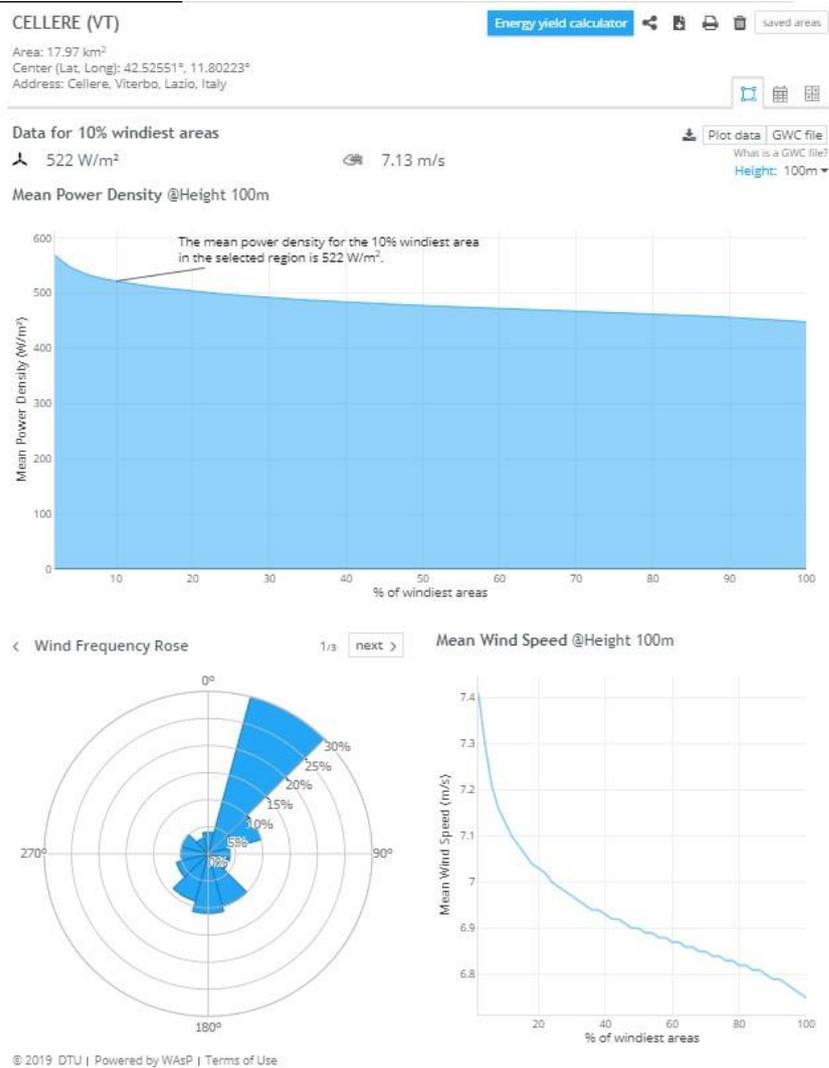


**Figura:** Aeroporto di Viterbo in relazione alla ubicazione della TA96h

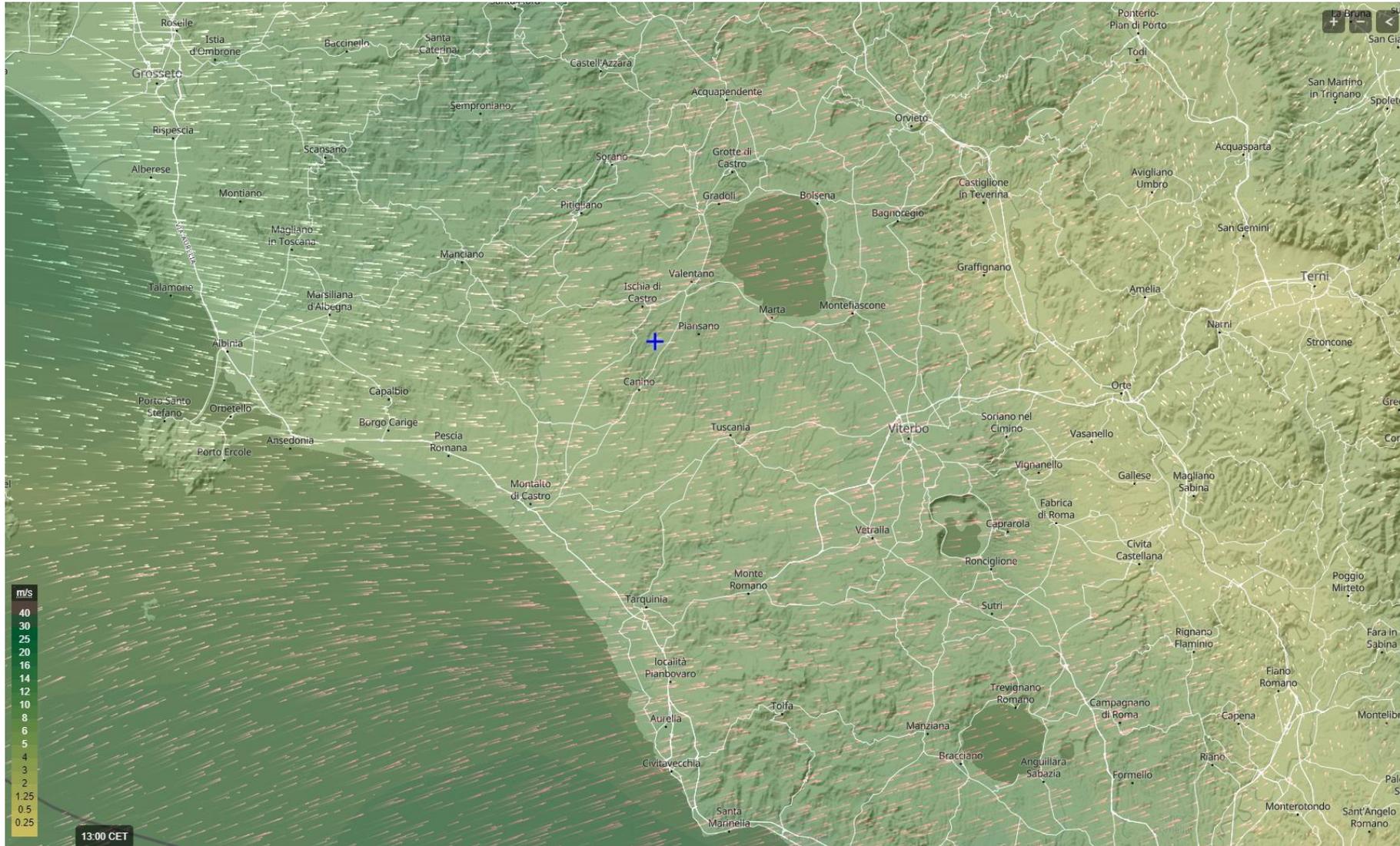
I risultati ottenuti restituiscono una media a 50 m = 6,25 m/s sul territorio esteso ai 18 kmq individuati dal software.



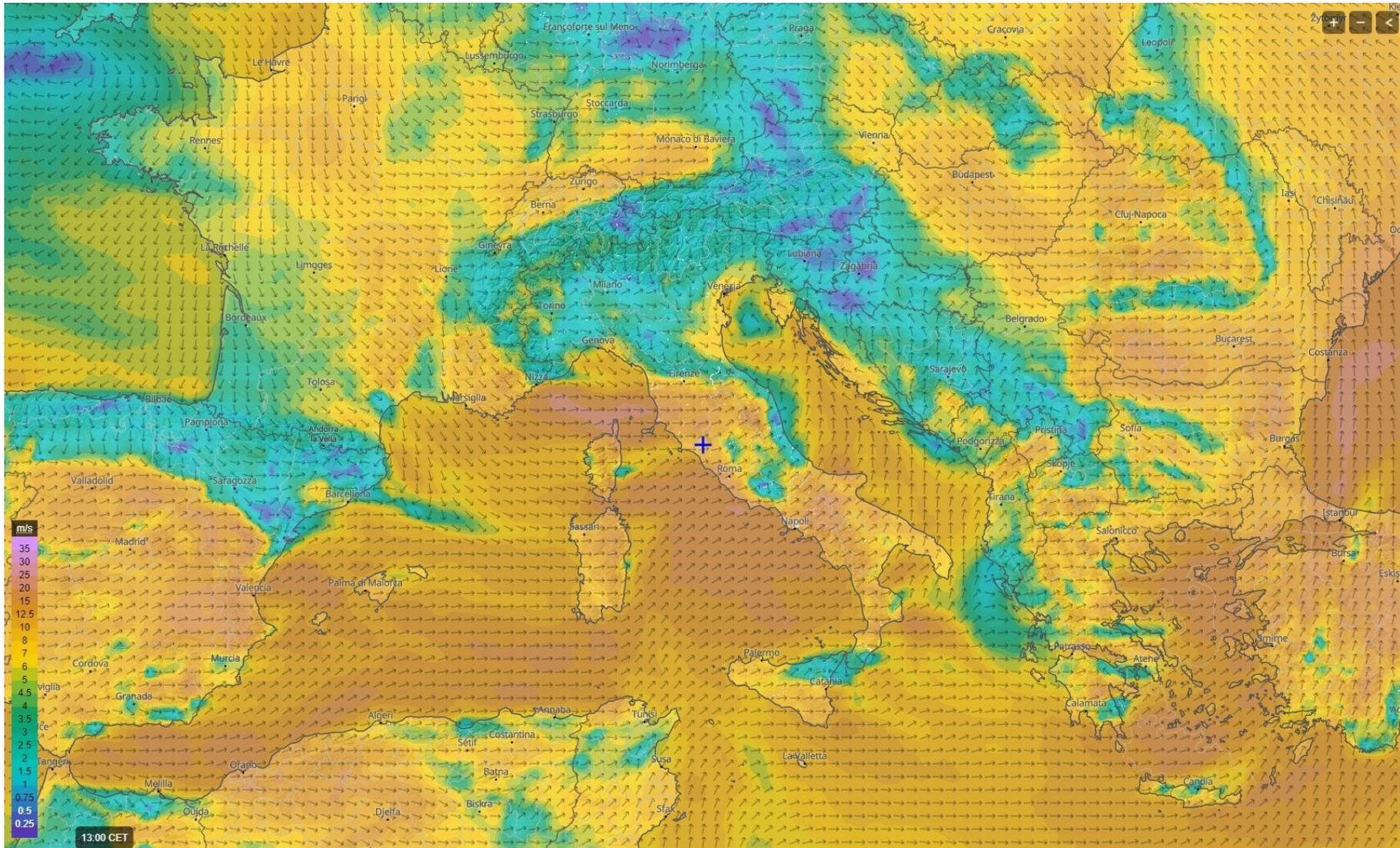
**I risultati ottenuti restituiscono una media a 100 m = 7,13 m/s sul territorio esteso ai 18 kmq individuati dal software.**



**Con un gradiente di velocità (Wind Shear) relative pari a 0.190 [α].**



**Figura:** ubicazione Virtual Mast 50-100 m sls di Cellere sul centro Italia, con direzione dei venti.



**Figura:** ubicazione Virtual Mast 50-100 m sls di Cellere sull'Italia, curve isovento a 100 m

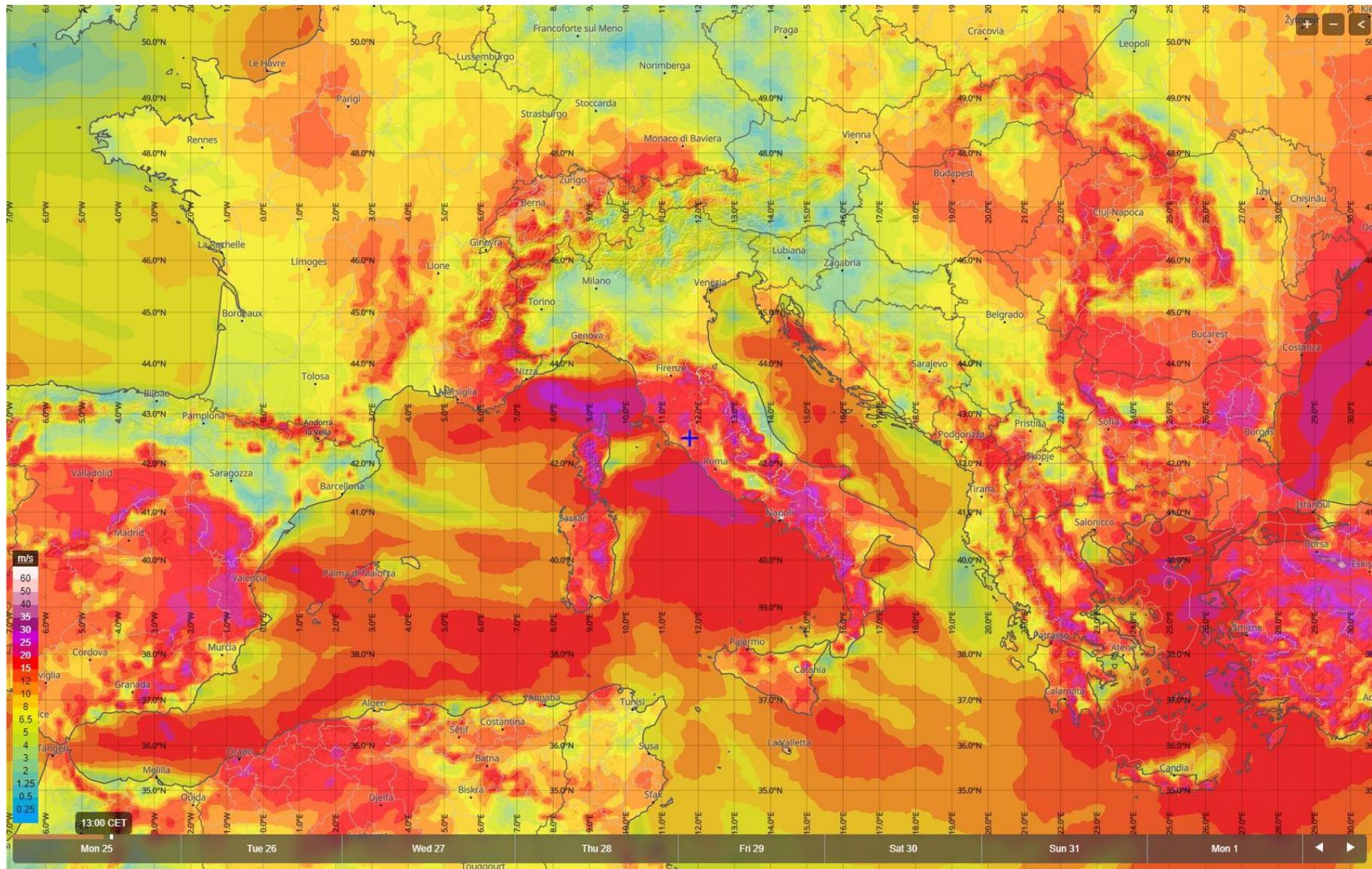


Figura: ubicazione Virtual Mast 50-100 m sls di Cellere sull'Italia, curve raffiche a 100 m

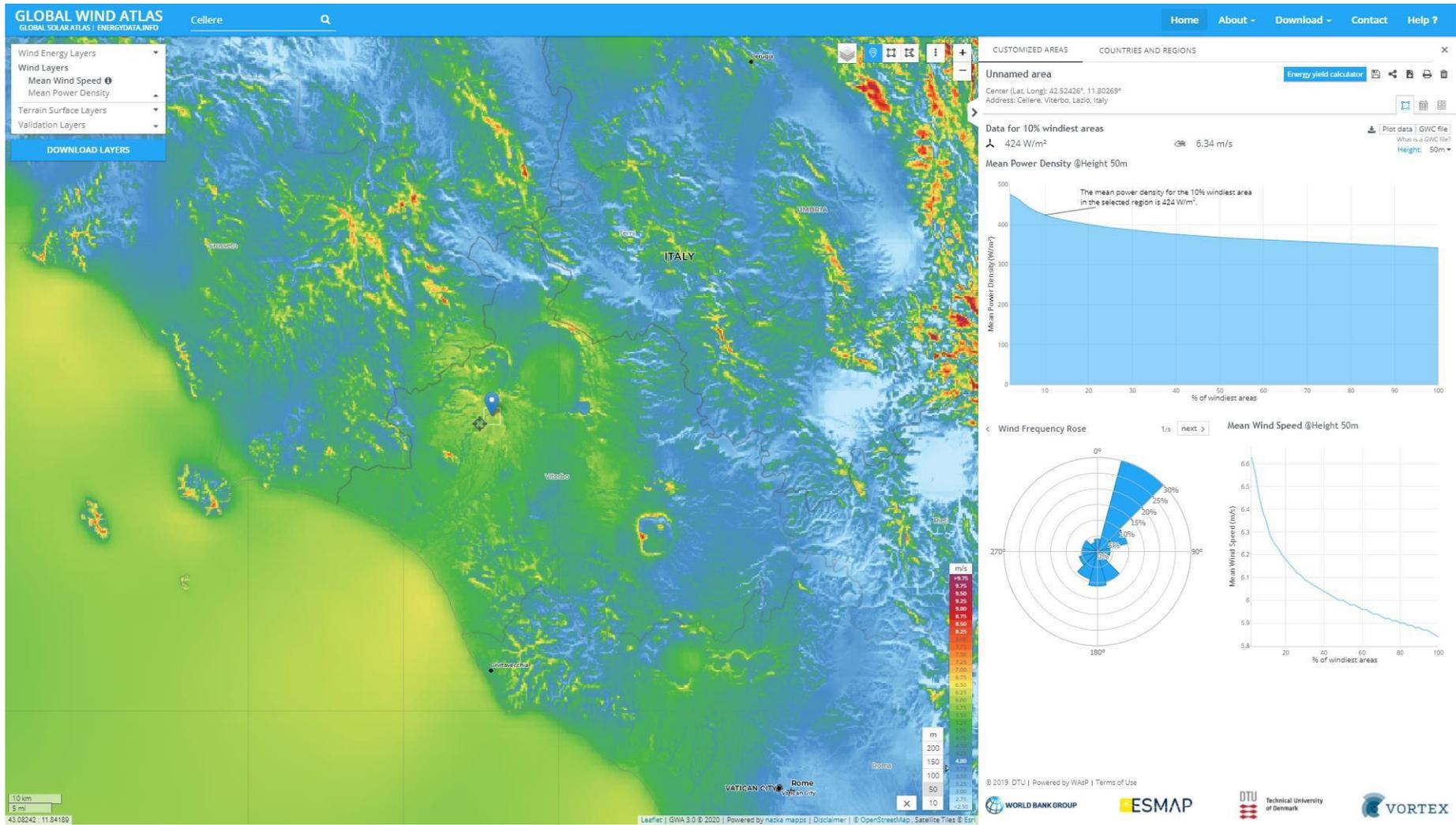


Figura: analisi a 50 m sls pari a 6,34 m/s (puntuale sulle coordinate TA)

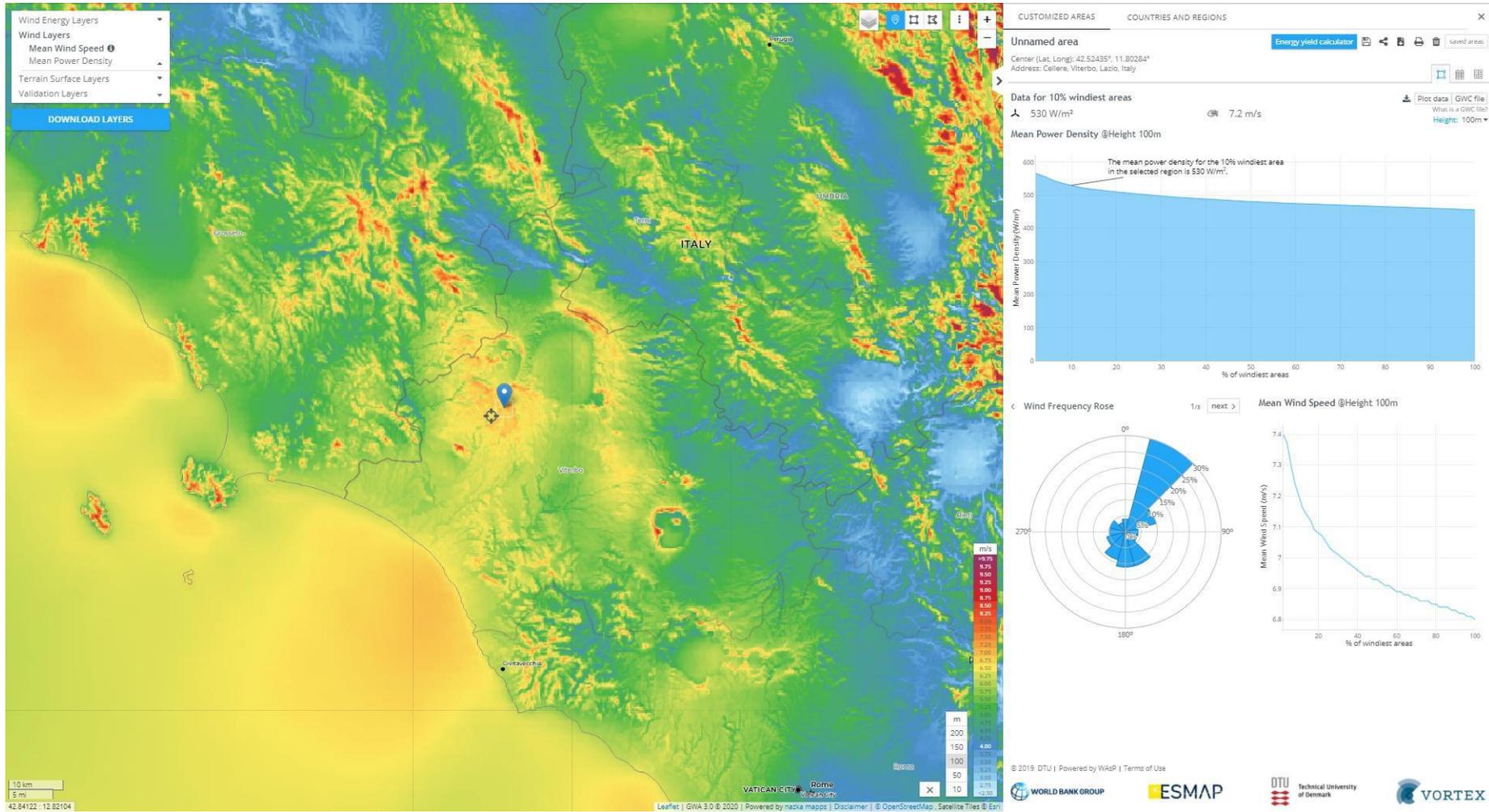
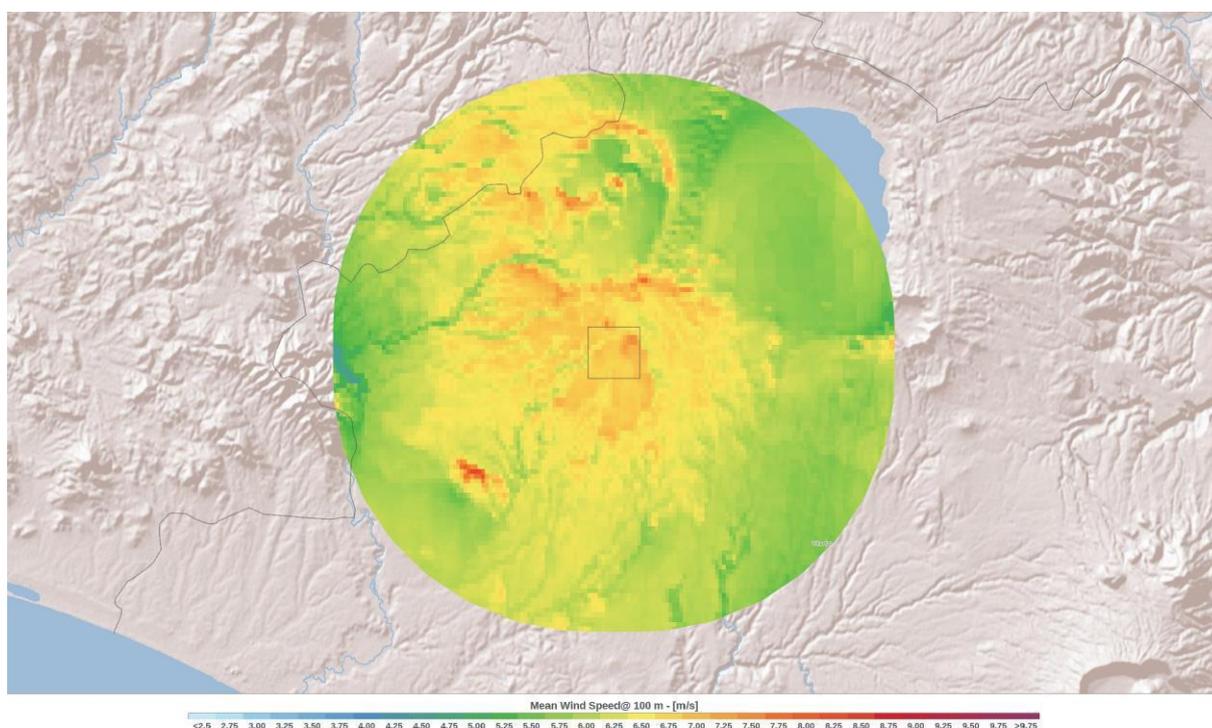


Figura: analisi a 100 m sls pari a 7,20 m/s (puntuale sulle coordinate TA)

## 5 SIMULAZIONE ANEMOLOGICA

### 5.1 MODELLAZIONE OROGRAFICA

Vortex sfrutta un modello orografico digitale (DTM Altimetria passo 10 metri) che descrive l'andamento altimetrico dell'area geografica interessata dalla simulazione del campo di vento. Il modello ricopre la superficie pari al territorio comunale, che si estende fino a coprire una distanza pari a circa 20 km dal punto d'installazione della turbina. Il terreno risulta modellato direttamente con l'interfaccia di Google Earth con la definizione del campo di vento a 100 m s.l.s che risulta essere praticamente l'altezza mozzo della turbina come da progetto e a cui farà riferimento il dato finale di questa relazione per la successiva stima di producibilità.



**Figura:** modellazione orografica in un diametro di 20 km dal sito di installazione della futura torre (ora Virtual Mast 50-100 m sls)

### 5.2 ANALISI ANEMOLOGICA TEMPORALE

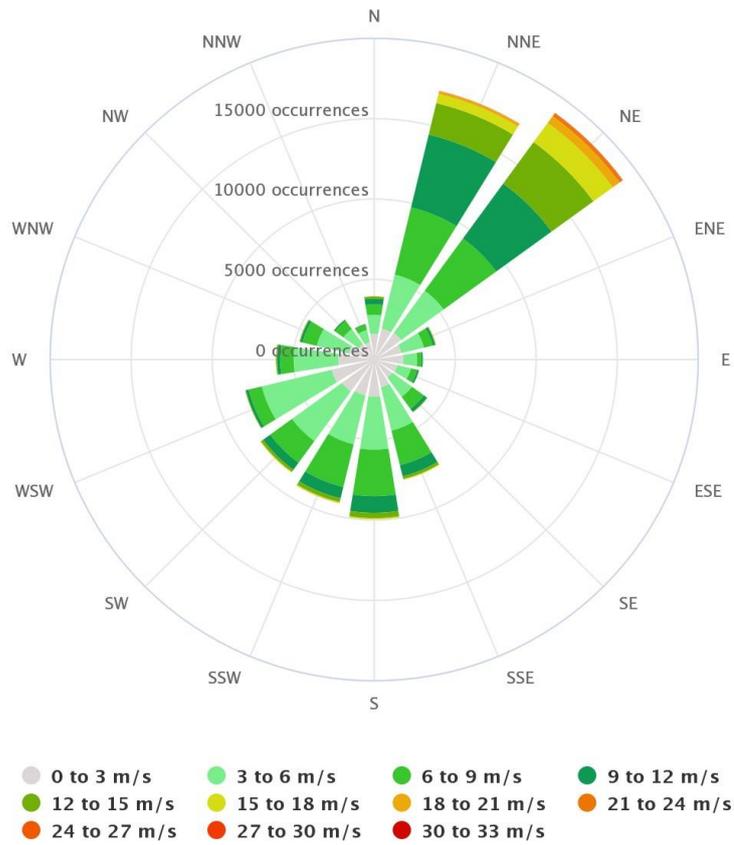
Sono stati acquistati 14 anni di dati di vento dal sito Meteo Blue ad altezza 80 m, che processa i dati di vento dell'Aeroporto di Viterbo (23 km a sud est), con una analisi abbastanza puntuale sui regimi di vento dell'intera area vasta.

L'atlante di vento geostrofico dell'area è stato calcolato, preventivamente all'avvio della simulazione, implementando l'insieme di dati presi come riferimento, comparata coi dati del Virtual Mast (database Vortex), con le dovute correzioni orografiche e di densità dell'aria per la maggior quota di ubicazione della futura **TA<sub>96m</sub>**. Sono stati pertanto elaborati i dati e sono stati analizzati i 14 anni acquistati, implementato il periodo di monitoraggio minimo ammissibile per poter estrapolare una mappa di vento medio annuo già di lungo periodo. Il dato anemometrico di riferimento, ovvero il valore di velocità vento media annua ponderata, estrapolata nella posizione della turbina ad altezza mozzo **HH = 96 m s.l.s**, risulta essere cautelativamente pari a **V<sub>96</sub> = 7,07 m/s**, con coefficiente **k** (fattore di forma) pari a **2,1** di riferimento ed una classe di rugosità pari a **0.4 m** definita come in tabella sotto:

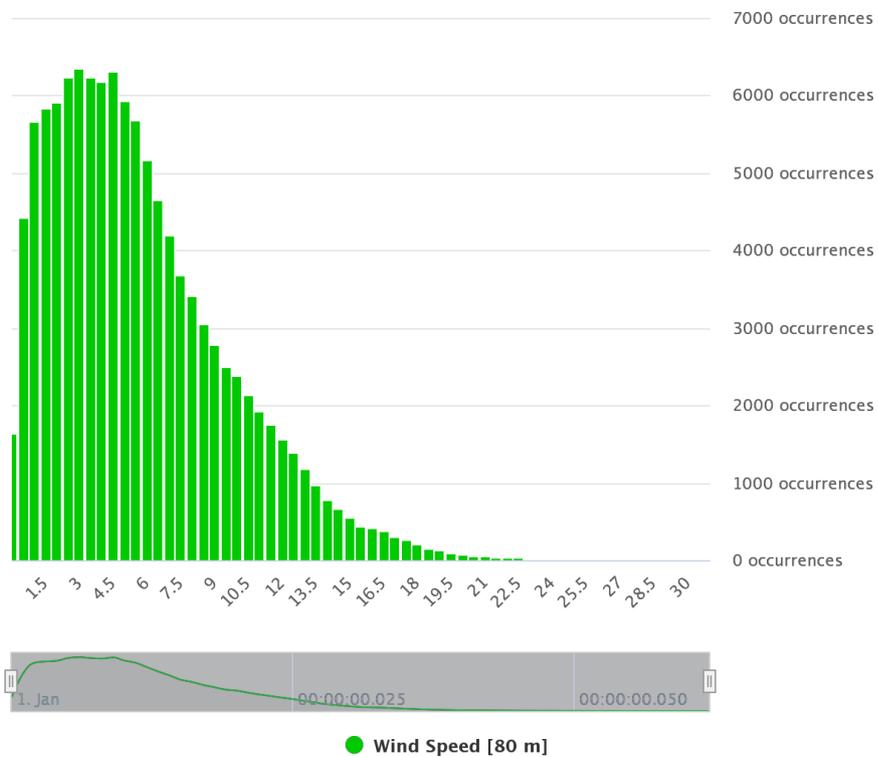
Tabella delle Classi e delle Lunghezze di Rugosità (Z <sub>0</sub> )			
Classe di rugosità	Lunghezza di rugosità Z <sub>0</sub> (m)	Indice energetico (%)	Tipo di territorio (paesaggio)
0	0,0002	100	Mare aperto, laghi con almeno 5 km di estensione sopravvento e campagna senza ostacoli.
0,5	0,0024	73	Territorio completamente non utilizzato con superficie liscia, es.: pista di atterraggio in asfalto o prato con erba tagliata.
1	0,03	52	Territorio agricolo libero senza colture ed arbusti e con pochissime abitazioni. Paesaggio solo con colline con profilo dolce e arrotondato
1,5	0,055	45	Territorio agricolo con alcune costruzioni rurali ed alberi e arbusti di max 8 m di altezza e situati a circa 1.250 m tra loro.
2	0,1	39	Territorio agricolo con alcune costruzioni rurali ed alberi e arbusti di max 8 m di altezza e situati a circa 500 m tra loro.
2,5	0,2	31	Territorio agricolo con molte costruzioni, e piante ed arbusti fino a 8m di altezza situati a 250m tra loro.
3	0,4	24	Villaggi, piccoli centri, terreni agricoli con numerose piante di alto fusto, foreste e terreni molto accidentati.
3,5	0,8	18	Grandi città ed edifici di medio/grande altezza.
4	1,6	13	Aree metropolitane con grandi edifici e grattacieli.

L'applicazione del modello geostrofico estrapolato sulla posizione della **TA<sub>96m</sub>** in sito fornisce quindi, un valore cautelativo teorico e arrotondato in difetto pari a **V<sub>96</sub> = 7,07 m/s** a 96 HH m s.l.s (altezza **TA<sub>96m</sub>**). Generato l'atlante di vento, il software consente di calcolare i principali parametri di ventosità (velocità, parametri di Weibull, etc.) per una serie di punti individuati dai nodi di una griglia rettangolare, di assegnata lunghezza di maglia, associata alla zona del modello orografico di cui si vuole studiare il campo di vento. Il risultato può essere visualizzato attraverso una mappa di curve isoparametriche e le zone a diverso potenziale eolico, delimitate da tali curve, possono pertanto essere evidenziate associandole ad una scala cromatica di intensità, definibile in funzione della tipologia di grandezza Anemologica della quale si intende rappresentare la distribuzione territoriale.

L'analisi delle direzioni inoltre ha restituito una prevalenza di venti dai quadranti nord est come indicato in figura sottostante:



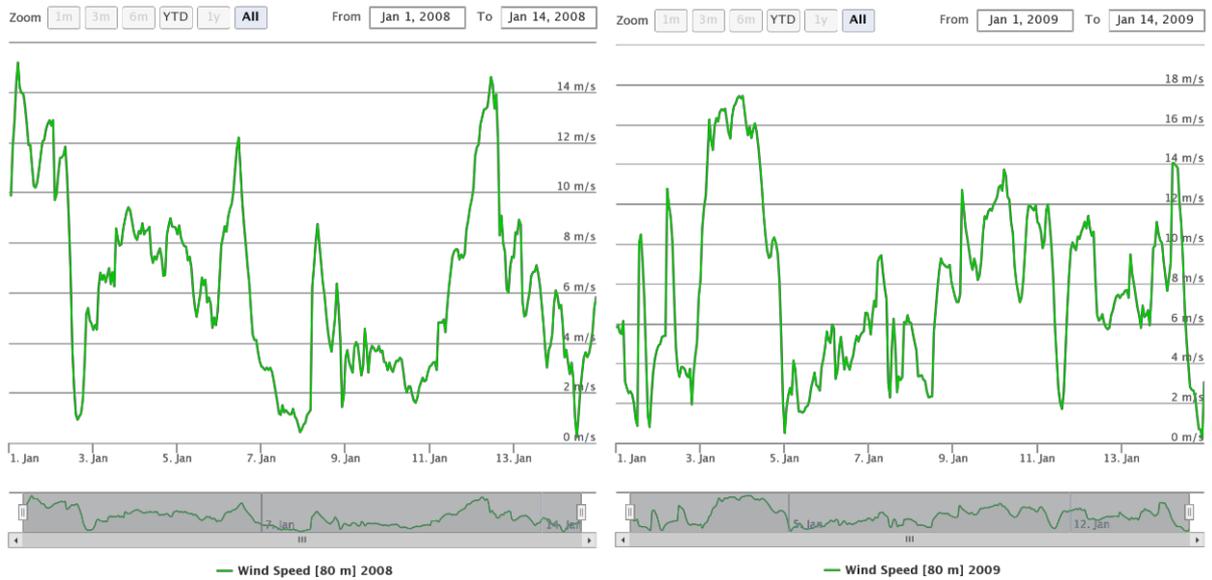
**Figura:** Wind rose dal 2008 al 2020 nei 14 anni di dati acquistati.



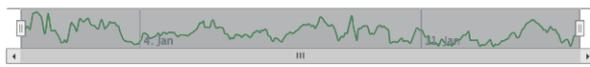
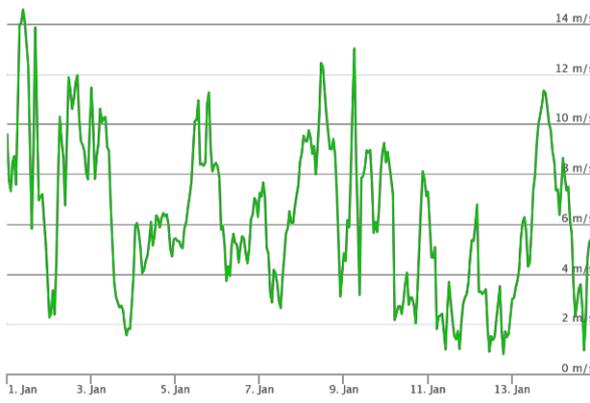
location	Cellere	Cellere	Cellere	Cellere	Cellere	Cellere	Cellere	Cellere	Cellere	Cellere	Cellere
lat	42.494137	42.494137	42.494137	42.494137	42.494137	42.494137	42.494137	42.494137	42.494137	42.494137	42.494137
lon	11.78947	11.78947	11.78947	11.78947	11.78947	11.78947	11.78947	11.78947	11.78947	11.78947	11.78947
asl	342.68472	342.68472	342.68472	342.68472	342.68472	342.68472	342.68472	342.68472	342.68472	342.68472	342.68472
variable	Wind Speed	Wind Speed	Wind Speed	Wind Speed	Wind Speed	Wind Speed	Wind Speed	Wind Speed	Wind Speed	Wind Speed	Wind Speed
unit	occurrences	occurrences	occurrences	occurrences	occurrences	occurrences	occurrences	occurrences	occurrences	occurrences	occurrences
level	80 m	80 m	80 m	80 m	80 m	80 m	80 m	80 m	80 m	80 m	80 m
resolution	none	none	none	none	none	none	none	none	none	none	none
aggregation	None	None	None	None	None	None	None	None	None	None	None
timestamp	Cellere 0 to 3 m/s	Cellere 3 to 6 m/s	Cellere 6 to 9 m/s	Cellere 9 to 12 m/s	Cellere 12 to 15 m/s	Cellere 15 to 18 m/s	Cellere 18 to 21 m/s	Cellere 21 to 24 m/s	Cellere 24 to 27 m/s	Cellere 27 to 30 m/s	Cellere 30 to 33 m/s
N	1611	1176	651	368	123	25	6	1	0	0	0
NNE	1983	3458	4301	4668	2014	584	160	31	6	1	0
NE	2059	3244	4011	4232	3195	1474	522	180	53	10	4
ENE	1736	1423	555	147	46	12	7	0	1	1	0
E	1810	845	285	65	9	0	0	0	0	0	0
ESE	1477	866	389	119	11	0	0	0	0	0	0
SE	1385	1490	921	224	44	5	1	0	0	0	0
SSE	1780	2775	2211	716	171	47	6	0	0	0	0
S	2312	3300	2899	1034	334	70	0	0	0	0	0
SSW	2297	3135	2730	729	242	57	12	4	0	0	0
SW	2452	3827	1665	540	162	49	6	1	0	0	0
WSW	2698	4435	836	181	36	12	2	0	0	0	0
W	2219	2758	829	188	62	16	1	0	0	0	0
WNW	1612	2034	899	155	48	7	0	0	0	0	0
NW	1191	1152	635	86	18	2	0	0	0	0	0
NNW	1119	771	328	49	19	0	0	0	0	0	0

Figura: Frequenza di occorrenza

Di seguito l'analisi temporale dei dati dal 2008 al 2020 per osservare le fluttuazioni del vento negli anni.



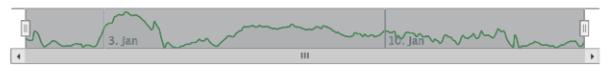
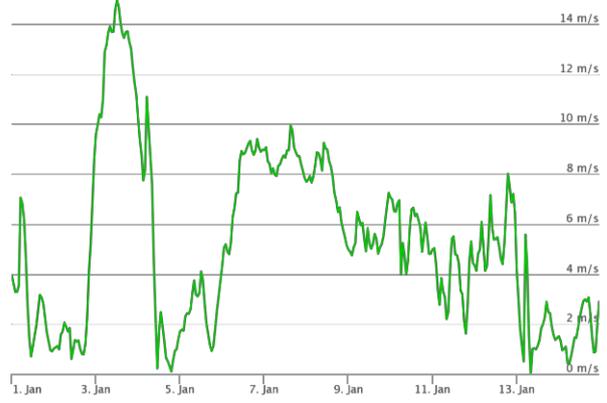
Zoom 1m 3m 6m YTD 1y All From Jan 1, 2010 To Jan 14, 2010



Wind Speed [80 m] 2010

meteoblue

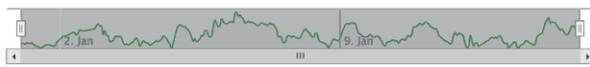
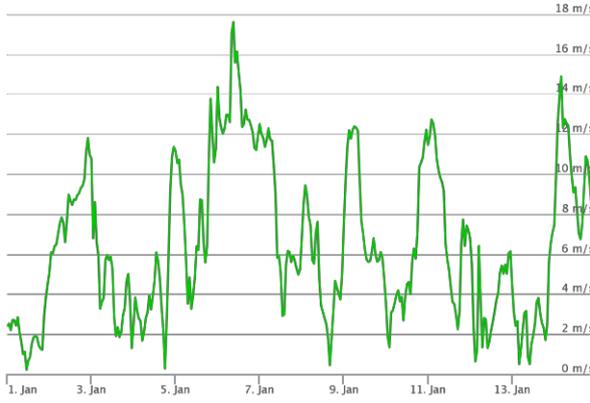
Zoom 1m 3m 6m YTD 1y All From Jan 1, 2011 To Jan 14, 2011



Wind Speed [80 m] 2011

meteoblue

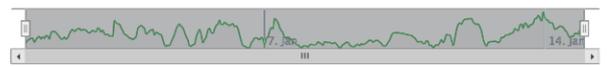
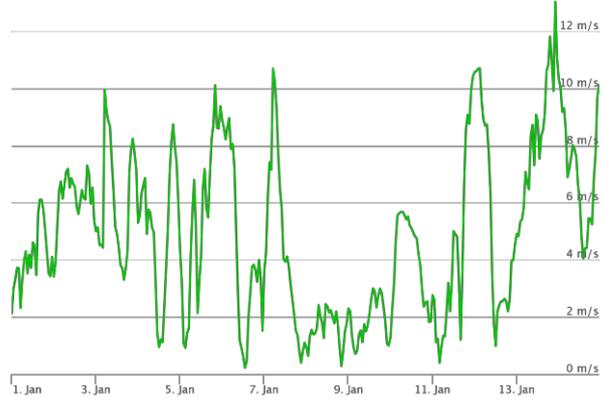
Zoom 1m 3m 6m YTD 1y All From Jan 1, 2012 To Jan 14, 2012



Wind Speed [80 m] 2012

meteoblue

Zoom 1m 3m 6m YTD 1y All From Jan 1, 2013 To Jan 14, 2013



Wind Speed [80 m] 2013

meteoblue

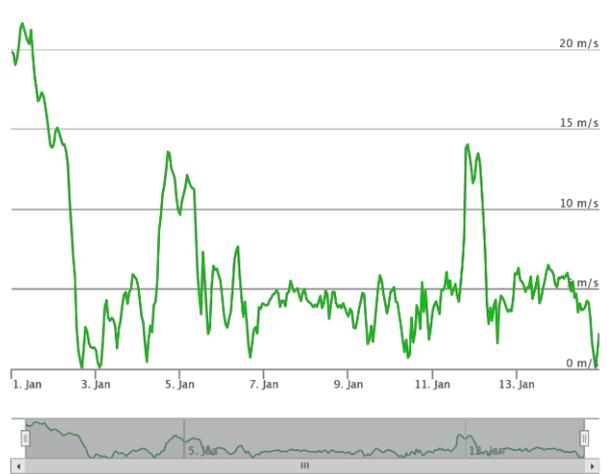
Zoom 1m 3m 6m YTD 1y All From Jan 1, 2014 To Jan 14, 2014



Wind Speed [80 m] 2014

meteoblue

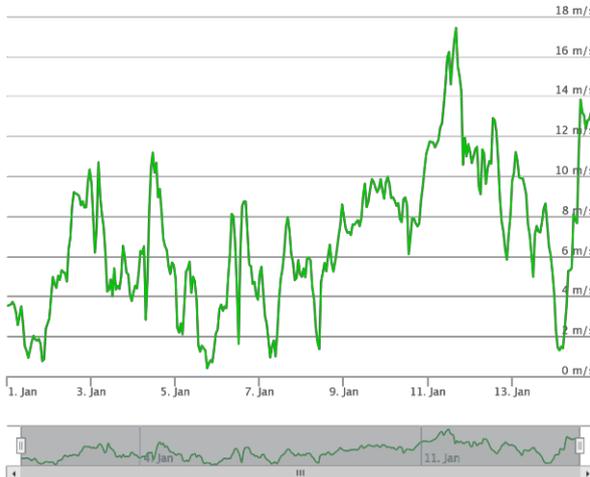
Zoom 1m 3m 6m YTD 1y All From Jan 1, 2015 To Jan 14, 2015



Wind Speed [80 m] 2015

meteoblue

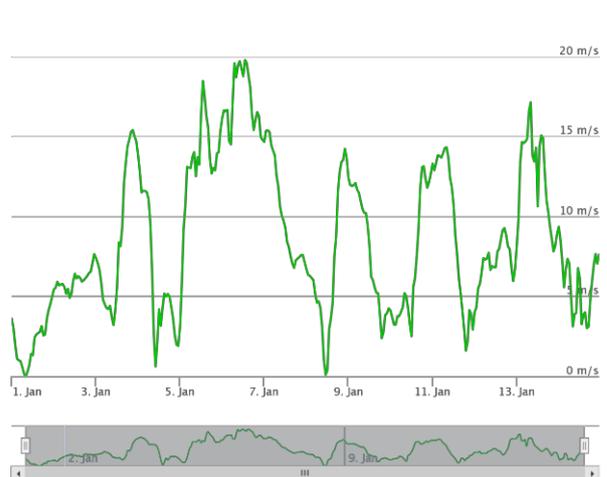
Zoom 1m 3m 6m YTD 1y All From Jan 1, 2016 To Jan 14, 2016



Wind Speed [80 m] 2016

meteoblue

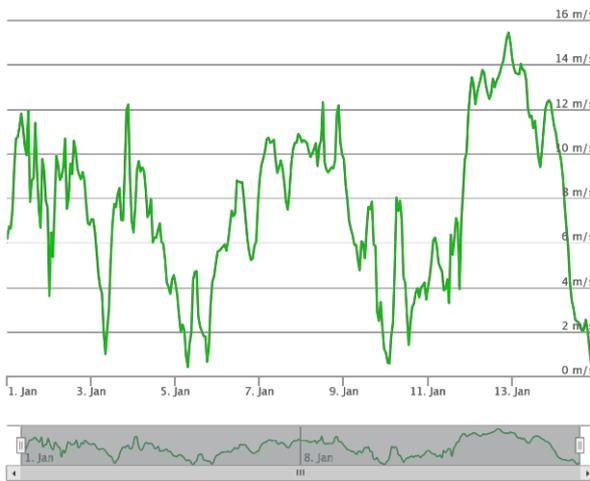
Zoom 1m 3m 6m YTD 1y All From Jan 1, 2017 To Jan 14, 2017



Wind Speed [80 m] 2017

meteoblue

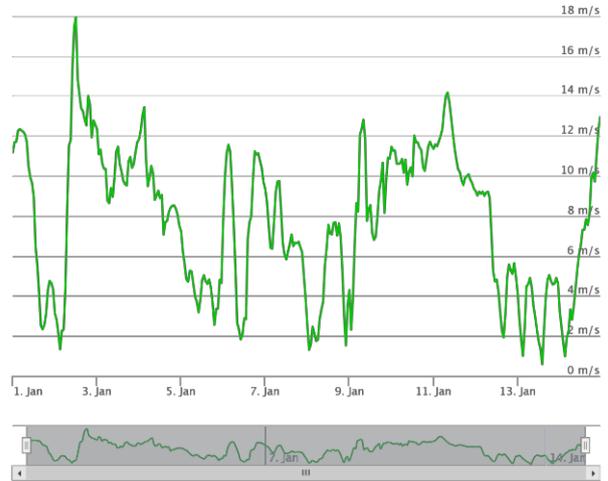
Zoom 1m 3m 6m YTD 1y All From Jan 1, 2018 To Jan 14, 2018



Wind Speed [80 m] 2018

meteoblue

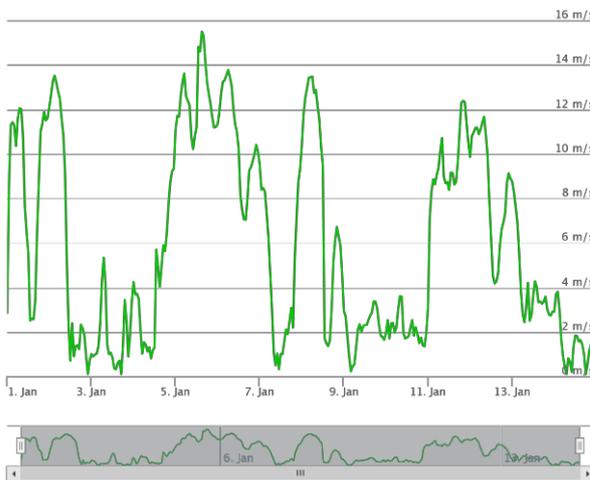
Zoom 1m 3m 6m YTD 1y All From Jan 1, 2019 To Jan 14, 2019



Wind Speed [80 m] 2019

meteoblue

Zoom 1m 3m 6m YTD 1y All From Jan 1, 2020 To Jan 14, 2020



Wind Speed [80 m] 2020

meteoblue

Zoom 1m 3m 6m YTD 1y All From Jan 1, 2021 To Jan 14, 2021

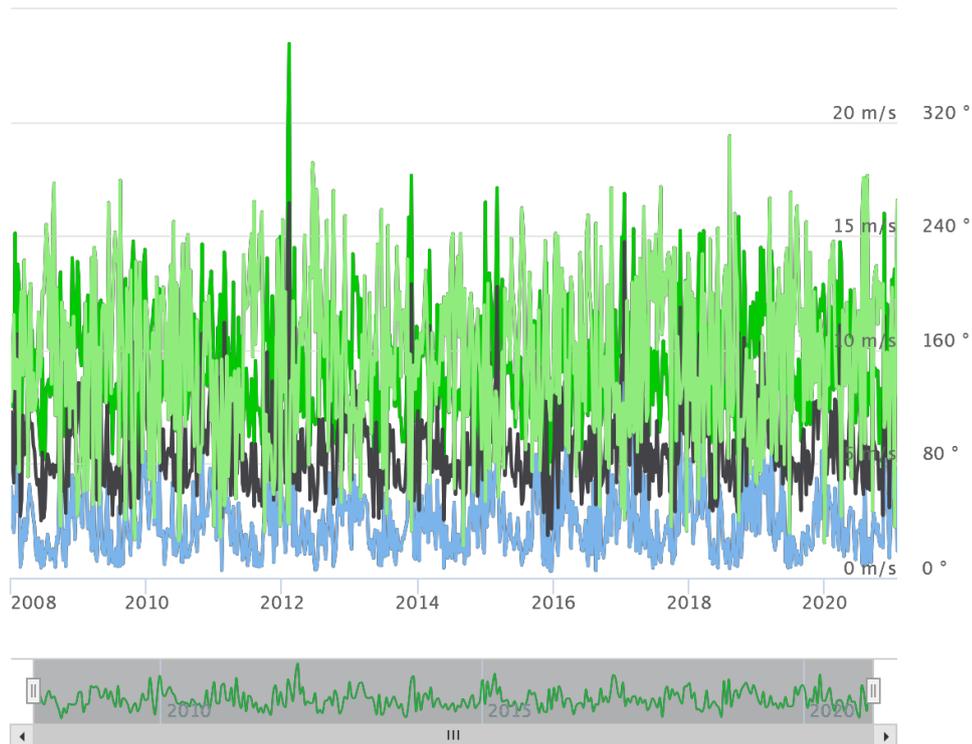


Wind Speed [80 m] 2021

meteoblue

Zoom 1m 3m 6m YTD 1y All

From Dec 31, 2007 To Jan 25, 2021



— Wind Speed [80 m] max      — Wind Speed [80 m] min  
— Wind Speed [80 m] mean      — Wind Direction Dominant [80 m]

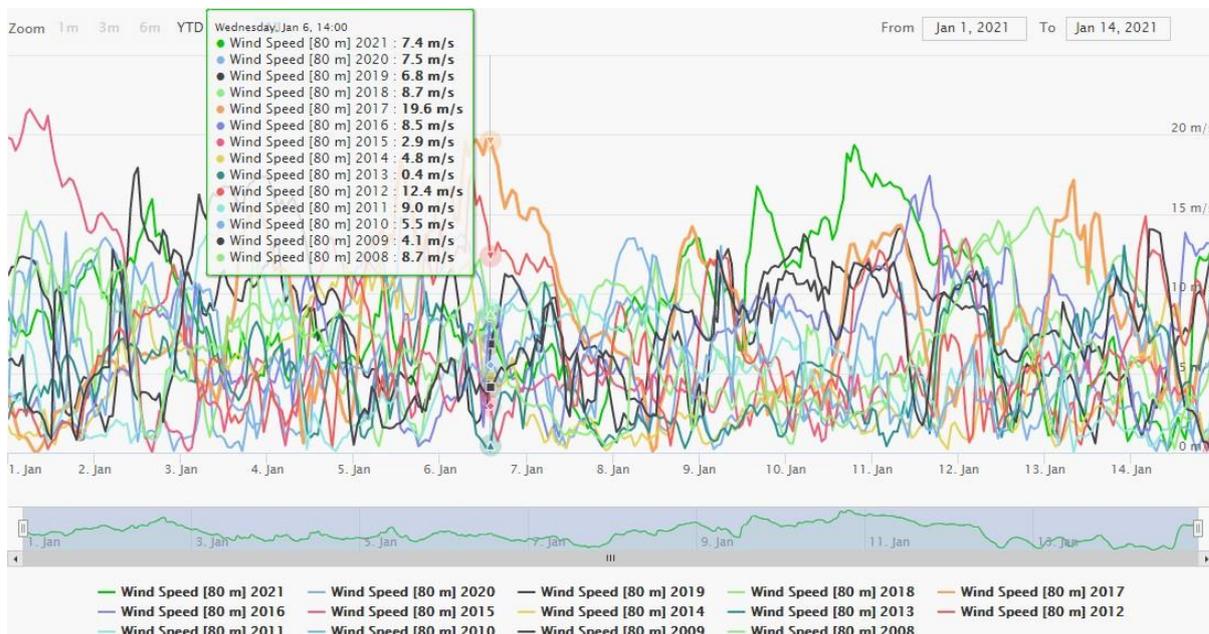
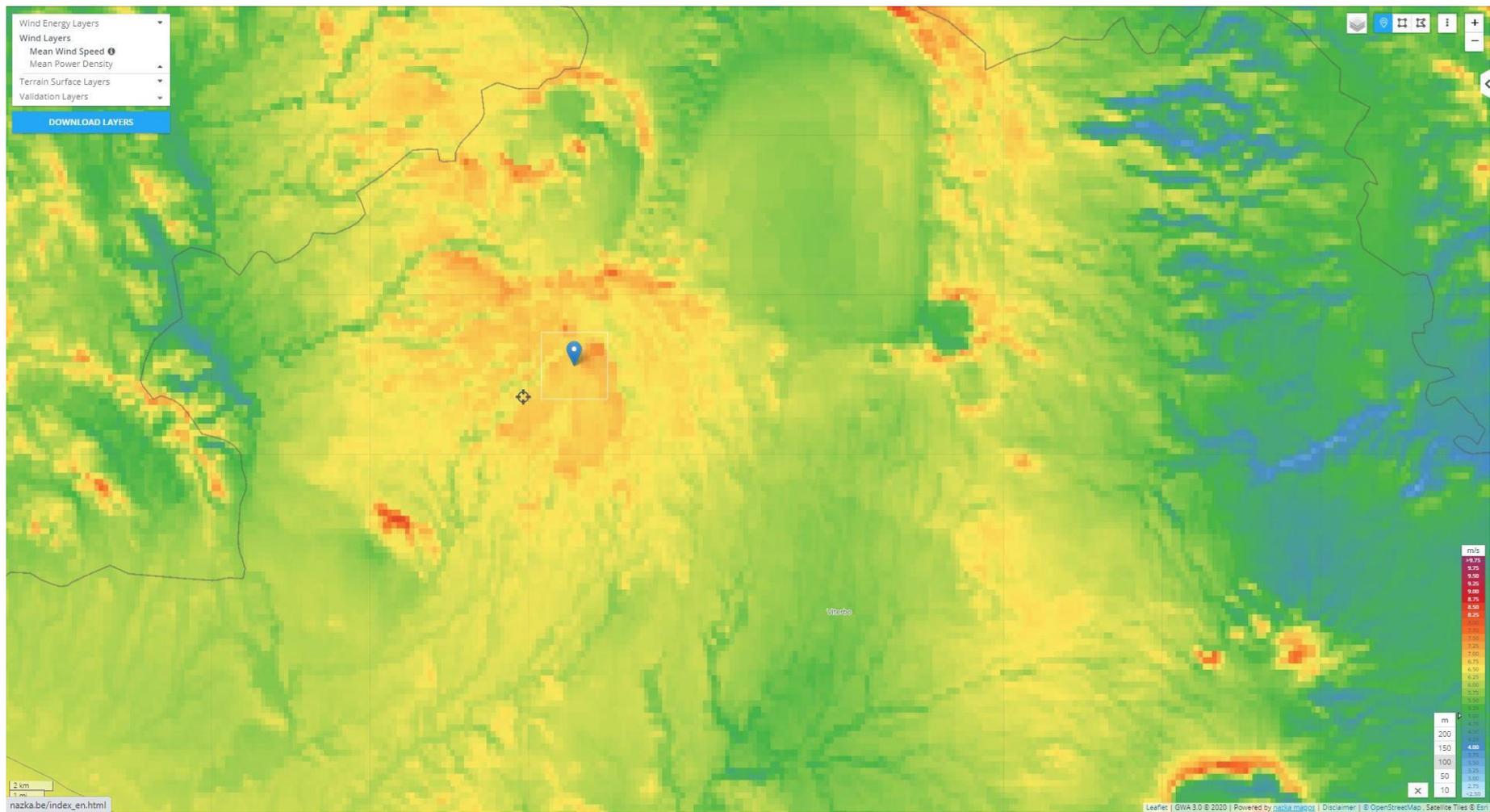


Figura: Confronto annuale 2008 – 2020 e sovrapposizione delle fluttuazioni dei regimi di vento (periodo estratto)



**Figura:** mappa di curve isoparametriche (isovento) con la scala di rappresentazione sul lato dx.

## 6 ANALISI DI PRODUCIBILITA'

---

### 6.1 TURBINA SCELTA

La turbina considerata per il calcolo di stima della producibilità media annua di breve periodo è una turbina di grande taglia da **6000 kW** della casa costruttrice **Vestas (classe V162)**, altezza **HH125m** e **diametro Ø162m**, tripala a velocità variabile e controllo di potenza/coppia attraverso la regolazione del passo delle pale. Questa tipologia di turbina, in genere disponibile per valori discreti di densità dell'aria, è stata interpolata, sulla base della propria curva di potenza, per il valore corrispondente all'altezza media sul livello del mare del mozzo rotore dell'aerogeneratore, somma dell'altezza dal suolo e dell'altitudine media d'installazione. Pertanto, la densità dell'aria alla quota altimetrica di progetto, pari a:

Approximation		Result
Altitude	<input type="text" value="586"/> m <input type="button" value="Refresh"/>	Air Density = 1.173 kg/m <sup>3</sup>

$$(461+h_{\text{mozzo}}) = 586 \text{ m slm} = 1.173 \text{ kg/m}^3$$

### 6.2 PRODUCIBILITÀ ANNUA DI BREVE/LUNGO PERIODO

La stima della resa energetica del futuro impianto sarà eseguita facendo girare i sistemi di calcolo analizzando l'intensità media sperimentale dedotta con le direzioni stabilite nella Wind Energy Rose, considerando la rugosità e l'orografia dell'area anche vasta, partendo dalla turbina.

La velocità del vento sulla posizione della turbina, estrapolata alla relativa altezza mozzo, è stata calcolata attraverso l'atlante di vento ottenuto dall'implementazione del database di dati ad altezza  $h = 10 \div 80 / 50 \div 100$  m (velocità e direzione vento).

Le simulazioni sono state eseguite applicando una correzione sulle velocità misurate per tarare la velocità estrapolata ad altezza mozzo ai valori  $V_{\text{hub}}$  calcolabili sulla posizione della futura turbina corrispondente alla posizione **TA<sub>96m</sub>**. I prospetti analitici, corredati dei dati di input utilizzati per la simulazione, riportano i risultati delle stime di producibilità, calcolate al netto delle perdite dovute all'orografia e alla morfologia del territorio. Questi sono poi sintetizzati per un maggiore livello di confronto tra le possibili soluzioni adottabili per la scelta del modello di macchina. I diversi risultati ottenuti sono da intendersi come orientativi di un livello di

producibilità ottenibile dall'impianto a parametro **P50**. Analisi con ulteriori e diversi modelli di turbina potranno essere eseguiti successivamente su esplicita richiesta del Cliente.

### 6.3 PERDITE AGGIUNTIVE D'IMPIANTO

La producibilità calcolata dal software non tiene conto delle perdite aggiuntive collegate a fattori indipendenti dalle potenzialità eoliche del sito e dalle caratteristiche di performance del modello di turbina adottato. I valori assunti per la stima di tali perdite, esprimibili in percentuale dell'energia prodotta al netto delle scie, sono riportati sulla tabella seguente, ciascuno in corrispondenza dell'effetto considerato. I coefficienti di perdita sono stati applicati alle quattro configurazioni di centrale in termini di ore di funzionamento annue medie unitarie a potenza nominale.

Perdite aggiuntive		
Fattore di perdita	Stima parziale [%]	Stima complessiva [%]
Perdite elettriche d'impianto	2,5%	8,4%
Indisponibilità di macchina per manutenzione ordinaria e/o straordinaria	4.0%	
Sporco ed insetti sulle pale	0.2%	
Manutenzione	0.2%	
Rugosità	1.5 %	

### 6.4 ANALISI DI LUNGO PERIODO - METODOLOGIA MCP (MEASURE, CORRELATE, PREDICT)

La resa energetica d'impianto, calcolata sulla base dei dati di vento acquisiti durante il periodo di monitoraggio minimo di un anno solare, non è realmente rappresentativa delle effettive potenzialità eoliche medie del sito, identificabili come quelle maggiormente attendibili in proiezione durante il futuro periodo di esercizio dell'impianto. Il vento sul sito è infatti soggetto a variazioni interannue della sua velocità media, e quella registrata durante gli anni di monitoraggio delle stazioni di riferimento potrebbe eventualmente sotto o sovrastimare l'andamento medio del regime anemologico su base pluriennale, che caratterizza il livello di energia eolica mediamente disponibile sul sito. La quantificazione di tale livello ed il relativo confronto con la resa energetica calcolata sul breve periodo, consente di effettuare le eventuali correzioni a quest'ultima per conferirle un maggior grado di attendibilità in fase di certificazione della potenzialità energetica di riferimento dell'impianto. Le fasi che caratterizzano tale analisi,

denominata “di lungo periodo”, sono sintetizzate dalle tre seguenti attività, che si rifanno all’applicazione del **metodo MCP (Measure, Correlate, Predict)**:

- 1 Raccolta ed elaborazione dei dati registrati da una stazione meteo che ha monitorato in passato, ed ha continuato a monitorare in contemporaneità alle stazioni di riferimento e correlazione, la velocità e la direzione vento su una località sufficientemente prossima all’area di prevista installazione dell’impianto (Meteo Blue);
- 2 Ricerca e definizione di un legame di correlazione di grado sufficiente tra i due database anemometrici, di breve (stazione in sito) e di lungo (stazione storica) periodo;
- 3 Correzione del regime anemologico di breve periodo ed estrapolazione a lungo periodo attraverso l’applicazione della legge di correlazione individuata.

#### **6.4.1 Stazione meteorologica di riferimento**

In questo caso, i dati storici di riferimento sono gli stessi presi in esame per l’elaborazione dei dati necessari alla stima della ventosità sulla posizione della turbina.

Da questo punto di vista, i dati di Meteo Blue, che presentano una serie di dati che coprono ben 14 anni sull’area vasta, dal 2008 ad oggi, che coprono interamente i 18 kmq di estensione dell’impianto (quadrato inscritto).

Tale serie di dati può essere valutata come cautelativa e molto attendibile per la valutazione di lungo periodo della producibilità della turbina, con una incertezza, a livello probabilistico, che prenderemo in esame successivamente.

#### **6.4.2 Estrapolazione di lungo periodo**

Valutando attentamente le correlazioni tra Vortex e Meteo Blue, si ritiene più cautelativo il dato estrapolato dai dati grezzi di Meteo Blue che vanno dal 01/01/2008 al 31/12/2020, con serie di dati precisi alle altezze di riferimento di 10 e 80 metri sls.

Stando ai dati utilizzati per la stima della ventosità sul punto della **TA<sub>96m</sub>**, e alle comparazioni sui dati orografici e di rugosità, di seguito, in tabella, le corrispondenze dei dati con restituzione del dato più plausibile per le altezze in gioco, fino al dato restituito (estrapolato) per l’altezza HUB della futura turbina.

Periodo	Velocità vento misurata		Wind Shear [α]	HH125 m hub
	Vortex 50-100m	Meteo Blue 10-80m		
Annua Breve / Lungo Periodo	6,34 m/s (50 m) 7,20 m/s (100 m)	4,44 m/s (10 m) 5,96 m/s (80 m)	0.142	6,34 m/s

Il dato considerato, non modificato sulla base delle risultanze storiche di Meteo Blue, risulta maggiormente rappresentativo della producibilità futura attesa, riferendosi al regime anemologico consolidato sull'area vasta negli ultimi 14 anni trascorsi.

Per il calcolo sono stati utilizzati gli stessi coefficienti già impiegati per le analoghe valutazioni sul breve/lungo periodo. Il risultato ottenuto viene indicato con la sigla **P50**, in quanto rappresenta il dato di producibilità che possiede il **50%** di probabilità di essere raggiunto o superato durante 12 mesi consecutivi di esercizio della Centrale, una volta realizzata.

#### 6.4.3 Producibilità con probabilità di essere superate in un anno

Assumiamo il dato che la posizione della stazione anemometrica **TA<sub>96m</sub>** (che rappresenta in progetto un punto macchina), presa come riferimento, sia a tutti gli effetti la stazione di misura del nostro sito (seppur ancora da installare). L'analisi dei risultati di produzione energetica suggerirebbe le seguenti considerazioni tecniche:

- In relazione alle medie condizioni di ventosità presenti in sito, risulta favorevole la turbina scelta con elevato diametro del rotore (Ø162.0 m) e altezza maggiorata HH125m.

La stima di produzione energetica del progetto in esame è stata effettuata utilizzando i seguenti elementi di calcolo:

- Soluzione del modello fluidodinamico implementato col software.
- Dati anemometrici Vortex 50-100 m e Meteo Blue 10-80 m (serie storica 14 anni).
- La tipologia di turbina scelta.
- La densità dell'aria, necessaria per il calcolo dell'energia estratta dalle turbine al flusso, è stata fissata individualmente per la turbina sulla base della quota mozzo e delle misure di temperatura effettuate in sito, che riportano una temperatura media annua pari a **16,0°C** all'altezza di **circa 461** sul livello del mare (punto **TA<sub>96m</sub>**).
- In generale si possono stimare le perdite tecniche generali, per un totale approssimato al **8,4%** (riferito a singola turbina).

La produzione netta annuale (AEP) corrisponderebbe ad una produzione attesa tale che la

produzione reale è superiore o uguale ad essa con una probabilità del 50%.

La valutazione delle differenti cause di incertezza considerate sono rappresentate per gli aspetti afferenti a:

- **Misurazione del vento**
- **Elaborazione dei dati**
- **Calcolo di produzione energetica**

In particolare, per quanto concerne la misurazione del vento, si sono considerati i seguenti contributi di incertezza:

- **Periodo di misura e filtraggio:** si è inclusa in questa voce l'incertezza relativa al periodo di misura, e dei vari malfunzionamenti e intervalli di dati mancanti. Il contributo di incertezza è tuttavia significativamente ridotto, sia mediante la procedura di pesatura implementata per ovviare ad artefatti di stagionalità dei dati, sia in seguito alla correlazione con i dati, che illustra come i valori misurati siano rappresentativi di un periodo di 14 anni dal 2008 al 2021 (gennaio).
- **Variabilità della media annuale:** parametro indicativo dell'incertezza legata alle fluttuazioni statistiche della media annuale della velocità del vento, calcolate sulla base di misure storiche disponibili in località anche non prossime al sito. Si è inoltre tenuto conto di come tale valore di incertezza si riduca considerando un orizzonte temporale più esteso, alcune volte maggiore di 10 anni, come in questo caso.

Quanto alle incertezze legate al calcolo di produzione energetica, si è considerato:

- **Accuratezza modello di calcolo:** contributo legato al modello fluidodinamico utilizzato rispetto alla complessità orografica dell'area di interesse. Nonostante l'utilizzo di un software di calcolo accurato di tipo non lineare e l'ottimo confronto tra il profilo verticale misurato sperimentalmente e quello calcolato numericamente, si è tenuto conto dell'incertezza legata alla disponibilità dei dati di un solo anemometro per la valutazione della risorsa eolica. **Si è assunta comunque un'incertezza generale del 15% (% già compresa nei calcoli finali effettuati).**
- **Curva di potenza:** parametro che tiene conto dell'incertezza legata alla variabilità della curva di potenza rispetto a quanto certificato dai costruttori, anche in relazione alla complessità orografica del territorio.

Sulla base dell'analisi di incertezza effettuata su questi parametri è stata quindi calcolata la produzione energetica corrispondente ad una produzione attesa tale che la produzione reale è superiore o uguale con una probabilità rispettivamente al 75% e al 90%. Tra i fattori più importanti legati al sito ci sono la velocità media annua del vento e il fattore di forma **k** (che per il sito in questione assumiamo = **2.1**) della distribuzione della velocità del vento durante l'anno.

La distribuzione delle ore di vento alle varie velocità nel corso di un anno, incrociando i dati con la curva di potenza dell'aerogeneratore scelto, consente di definire la produzione energetica ricavabile dal progetto e, quindi, le ore annue equivalenti di funzionamento dall'aerogeneratore preso in esame. Questa stima del valore statistico centrale ( $P_{50}$ ), seguita da un'analisi delle possibili perdite e incertezze insistenti sul modello implementato, restituisce le probabilità di superamento su diversi livelli di confidenza ( $P_{75}$ ,  $P_{90}$ ), come da figura. Generalmente, la simulazione è effettuata su percentuali probabilistiche a  $P_{50}$ ,  $P_{75}$  e  $P_{90}$ , ossia le produzioni annue la cui probabilità di essere superate è pari, rispettivamente, al **50%**, al **75%** e al **90%**: maggiore è la probabilità di superamento "P", minore risulterà la produzione attesa e, di conseguenza, maggiore sarà il livello di cautela adottato. Nella pratica tecnica, è prassi considerare il livello  $P_{75}$  per modellizzare il "Caso Base" del modello economico, utilizzando gli altri due scenari come input per l'analisi di sensitività (i.e. "Best Case" per il  $P_{50}$  e "Worst Case" per il  $P_{90}$ ) finalizzata a valutare la solidità dell'operazione. E', pertanto, lecito considerare che il valore  $P_{75}$  sia un compromesso tra la necessità di un approccio conservativo, legato alla volubilità della fonte eolica, ed il livello di produzione medio, calcolato mediante la simulazione basata sui dati anemometrici registrati in sito.

**Le stime di producibilità calcolate, già al netto delle perdite e incertezze considerate rappresentano la cosiddetta  $P_{50\%}$ , ossia la producibilità calcolata con le condizioni medie di vento, nell'estrapolazione di lungo periodo, che dalle analisi effettuate ha dato un leggero incremento di intensità e la media estrapolata con le stazioni di riferimento prese a correlazione, verrà assunta cautelativamente pari a  $V_{125} = 6,34$  m/s.**

In considerazione delle incertezze ottenute, semplici considerazioni di statistica consentono di determinare i valori di  $P_{75\%}$  e  $P_{90\%}$ , vale a dire le producibilità che presentano rispettivamente una probabilità del 75% e del 90% di essere superate nel corso di un anno di produzione.

**TABELLA PRODUCIBILITA' - VESTAS V162 (HH125m - Ø162m) - 6000 kWp**

P50	<b>15,464,211</b>	<b>KWh/anno</b>	Ore equivalenti nette [KWh/KWe]	<b>2,577 heq</b>
P75	<b>13,894,593</b>	<b>KWh/anno</b>	Ore equivalenti nette [KWh/KWe]	<b>2,316 heq</b>
P90	<b>12,731,685</b>	<b>KWh/anno</b>	Ore equivalenti nette [KWh/KWe]	<b>2,122 heq</b>

\* Dati estrapolati dal Calcolo del Sistema Eolico allegato alla presente relazione.