

REGIONE SARDEGNA

Provincia del Nord-Est Sardegna

COMUNE DI BUDDUSO'



REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	CONTROL.	APPROV.
1	EMISSIONE PER ENTI ESTERNI	13/10/21	LAUDADIO A.	FURNO C.	NASTASI A.
0	EMISSIONE PER COMMENTI	17/09/21	LAUDADIO A.	FURNO C.	NASTASI A.

Committente:

INFRASTRUTTURE S.p.A.



Via Privata Maria Teresa, 8 - 20123 Milano (MI) Tel.: +39 02 3657 0800
P.IVA: 11513930153; web: www.infrastrutture.eu; PEC: infrastrutture@legalmail.it

Società di Progettazione:



Ingegneria & Innovazione

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

Progetto:

PARCO EOLICO DI "BUDDUSO"

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

Elaborato:

ANALISI PRELIMINARE DI PRODUCIBILITÀ ATTESA

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

Scala:

NA

Nome DIS/FILE:

C20025S05-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.



Regione SARDEGNA
Comune di **Buddusò (SS)**

*Progetto per la realizzazione di un impianto eolico
di potenza complessiva installabile pari a 42 MW*

Analisi preliminare di producibilità attesa
Relazione tecnica

Committente:
INFRASTRUTTURE S.p.A.

Servizi tecnici di consulenza:
Project Manager L. 4/2013
Alberto Laudadio

Sommario

1. PREMESSA.....	3
1.1. Obiettivo dell'analisi.....	3
1.2. Descrizione delle attività di analisi	4
2. Modellazione Anemologica WAsP	5
2.1. Area geografica e modello orografico 3D.....	5
2.2. Input regime di vento da elaborazione VORTEX	7
3. Analisi di producibilità	14
3.1. Layout di progetto.....	14
3.2. Configurazione d'impianto	18
3.3. Producibilità annua di lungo periodo.....	20
4. Riferimenti.....	23

tipologia documento	Relazione tecnica
progetto	Progetto per la realizzazione di un impianto eolico di potenza complessiva installabile pari a 42 MW
titolo documento	Analisi preliminare di producibilità attesa
oggetto	Qualificazione progetti eolici
cliente	Infrastrutture S.p.A.
autore	Alberto Laudadio
numero di pagine	23
data emissione	12 Ottobre 2021
protocollo	AL.211013.R1
indice di revisione	Rev.1

1. PREMESSA

1.1. Obiettivo dell'analisi

Oggetto dello studio è la modellazione anemologica di un progetto per la realizzazione di un impianto eolico costituito da n°7 aerogeneratori di grande taglia da realizzarsi sul territorio della Regione Sardegna, distribuiti su un'area estesa, a distanze minime variabili da 1.0 a 4.2 km dal perimetro del centro abitato di Buddusò, in direzione Sud e SudOvest.

L'obiettivo è quello di stimare la producibilità attesa per la configurazione d'impianto proposta, eseguita sulla base di informazioni sintetiche in relazione al regime del vento che caratterizza la zona, per fornire gli elementi decisionali utili all'avanzamento dell'azione di sviluppo dell'iniziativa, che dovrà prevedere anche l'avvio di un'adeguata campagna di monitoraggio anemometrico sull'area d'intervento.

In particolare, sarà stimata la producibilità attesa dall'impianto con l'adozione del modello di aerogeneratore tripala ad asse orizzontale **V162-6.0 MW**, caratterizzato da una potenza nominale unitaria pari a 6.0 MW, e realizzato dalla casa costruttrice Vestas A/S, uno dei principali fornitori di aerogeneratori di grande taglia attualmente presenti sul mercato nazionale.

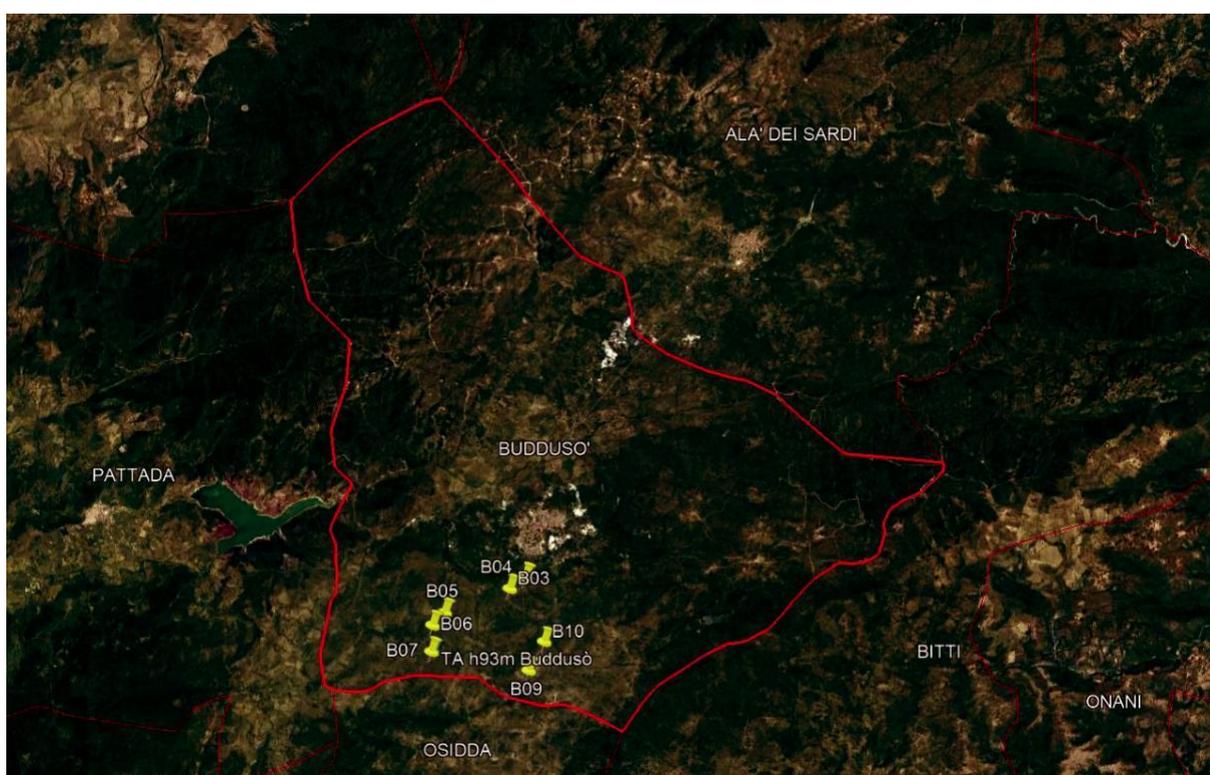


Fig. 1.1 – Identificazione su Google Earth delle posizioni turbina e dei confini amministrativi

1.2. Descrizione delle attività di analisi

La modellazione dell'impianto utilizzerà dati altimetrici provenienti dalla rete satellitare SRTM2, mentre il regime anemologico sul sito sarà estrapolato attraverso l'impiego del codice di simulazione **WAsP**⁽¹⁾, in ultima versione di aggiornamento V.12.6.

L'input anemometrico sarà costituito da una tabella di sintesi della distribuzione azimuthale, per 16 settori di provenienza, della frequenza di occorrenza del vento per classi di velocità con intervallo pari a 1 m/s, disponibile dalla stazione virtuale proposta da **VORTEX**, società che fornisce dati anemologici sulla base di estrapolazioni derivate da modelli mesoscala con risoluzione territoriale pari a 100 m.

Il modello WAsP dell'impianto, impiegato per il calcolo della resa energetica attesa e preparato in maniera indipendente, sarà utilizzato implementando le caratteristiche di performance del modello di turbina proposta per il progetto, ovvero il modello di aerogeneratore Vestas V162-6.0 MW. Sarà considerata la configurazione della torre che prevede un'altezza del mozzo rotore rispetto al suolo pari a 125 m. I risultati finali verranno espressi in termini di P_{50} , essendo P il valore di resa energetica che l'impianto attende di realizzare sul lungo periodo, con la probabilità pari al 50% che tale livello di energia prodotta venga raggiunto o superato. Assumendo poi un ragionevole valore di livello d'incertezza complessiva sui risultati, legato alle procedure di calcolo ed alle altre informazioni d'impianto implementate (curve di performance di macchina, provenienza/elaborazione dei dati anemometrici, modellazione orografica, etc.), pari al 13% della P_{50} in termini di deviazione standard, saranno, in analogia a quanto sopra descritto, calcolati anche i valori di P_{75} e P_{90} , presentati in termini assoluti e di ore equivalenti annue a potenza nominale.

(1) **WAsP** (Wind Atlas Analysis and Application Program), codice di simulazione anemologica sviluppato in Danimarca presso il RIS National Laboratory, Centro di prova e certificazione per turbine eoliche della **DTU** (Technical University of Denmark)

2. Modellazione Anemologica WAsP

2.1. Area geografica e modello orografico 3D

La realizzazione delle sette turbine è prevista su un'area prevalentemente collinare, priva di sensibili discontinuità orografiche o variazioni di rugosità superficiale, assunta omogenea per la presenza di vegetazione rada, alberi isolati a basso fusto e case sparse.

Le altitudini in corrispondenza delle posizioni individuate per l'installazione delle macchine oscillano tra 593 e 777 m slm, con un valore altimetrico medio di 668 m slm ed un dislivello massimo pari a 184 m. La temperatura di riferimento in sito è pari a 14.9 °C, mentre i valori di densità dell'aria, calcolata per le altitudini corrispondenti alle altezze mozzo $h=125$ m sls, sono riportati in tabella in funzione della relativa altezza d'installazione sul livello del mare per ciascuna delle turbine d'impianto.

Le coordinate geografiche dei punti d'installazione delle macchine, estrapolati dal relativo file GIS in formato [kmz] trasmesso dal Cliente, sono esplicitati nel sistema di riferimento UTM/wgs84, mentre le relative altitudini dei punti d'installazione sono state calcolate per interpolazione dal modello orografico digitale 3D creato per le simulazioni WAsP.

Turbina #	Sistema di coordinate piane UTM-wgs84		Altitudine [m]	Densità dell'aria (ad altezza mozzo $h=125$ sls) [kg/m ³]
	Lg.E [m]	Lt.N [m]		
B03	520952	4489868	753	1.112
B04	521394	4490194	777	1.109
B05	519113	4489186	644	1.124
B06	518768	4488821	635	1.125
B07	518736	4488072	632	1.125
B09	521497	4487542	593	1.129
B10	521933	4488366	644	1.124
Valori medi			668	1.121

Tab. 2.1 – Dislocazione geografica turbine di progetto ed informazioni altimetriche

E' stato realizzato un modello orografico digitale **DTM** (*Digital Terrain Model*) che descrive l'andamento altimetrico dell'area geografica interessata dalla simulazione del campo di vento. Il modello interessa una superficie pari a circa 21 x 21 km², che si estende fino a coprire un raggio d'influenza minimo pari ad almeno 10 km di distanza dalla posizione geografica di riferimento per l'origine dei dati anemologici, in questo caso un punto molto prossimo alla posizione della turbina di progetto **B07**.

Il terreno è stato modellato interpolando i dati altimetrici ricavabili dal database satellitare **SRTM** (**S**huttle **R**adar **T**opography **M**ission), che garantisce una risoluzione massima di 90 m in longitudine e latitudine. Il file vettoriale delle iso-altimetriche, disponibile nel formato [*.map], è stato utilizzato come input per la simulazione del regime anemologico in sito, eseguita con il codice di calcolo **WAsP V12.6**.

E' stata implementata anche una mappatura automatica della rugosità superficiale del terreno, ottenuta da database **GWA-Warehouse**, e derivata da un progetto **ESA** per la copertura a livello globale dell'utilizzo dei terreni nell'ambito di una delle iniziative per la lotta ai cambiamenti climatici. I valori di rugosità superficiale del terreno variano per il modello da $z_0=0.0$ (superficie del mare) a $z_0=1.5$ (massimo valore per alberi alti e foreste).

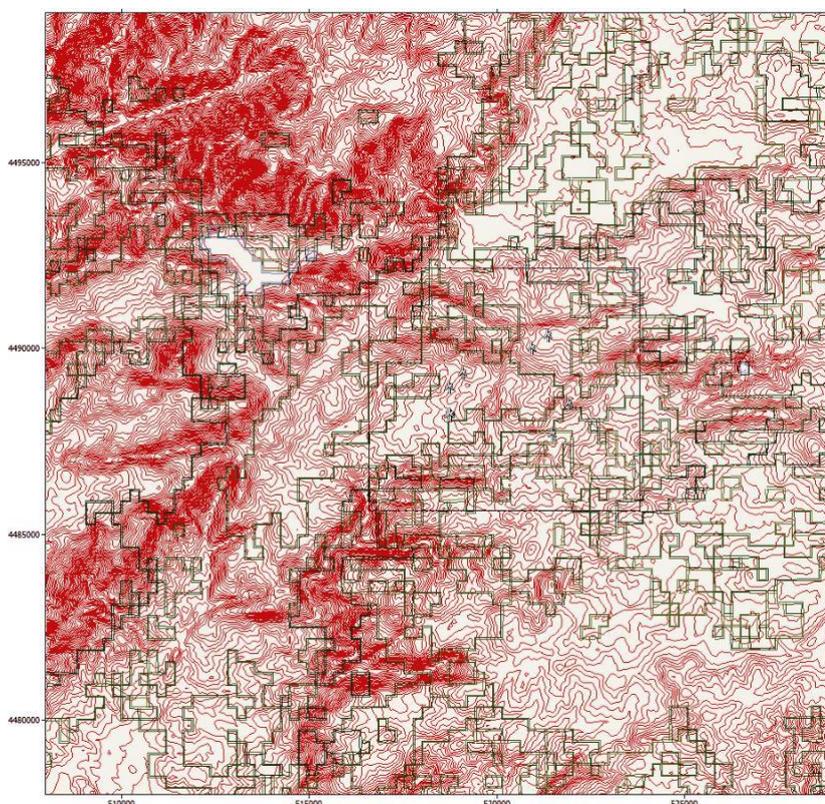


Fig. 2.2 – Altimetria e rugosità superficiale per modello digitale del terreno

2.2. Input regime di vento da elaborazione VORTEX

L'area di progetto non è ancora stata monitorata direttamente da una stazione anemometrica installata in sito. Per la definizione preliminare del regime anemologico sulla zona interessata dal progetto d'impianto è stata pertanto impiegata una distribuzione virtuale, proposta dalla società VORTEX <https://vortexfdc.com/virtual-met-mast/> e derivante da modelli anemologici mesoscala con risoluzione di calcolo geografica pari a 100 m. Le frequenze di occorrenza della velocità vento di lungo periodo, estrapolate sulla posizione virtuale di coordinate (UTM/wgs84: 518782 Lg.E, 4488073 Lt.N), quasi coincidente con quella della turbina di progetto **B07**, e disponibili per un'altezza dal suolo pari a 120 m, vengono introdotte nel software di simulazione WAsP sotto forma di file in formato [*.tab], contenente i dati discretizzati per 16 settori di provenienza del vento e per intervalli di velocità pari a 1 m/s, come riportato dalla Tab. 2.3.

Bin/Sector Occurrence Table

deg → m/s ↓	0.0	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5	%
0-1	11.1	7.8	6.1	14.8	14.7	23.1	31.5	28.6	36.6	31.3	60.5	51.6	35.9	15.9	20.4	13.5	4.6
1-2	14.4	16.3	15.1	19.9	24.4	40.3	45.0	35.8	42.3	54.3	112.8	110.8	76.0	47.7	51.1	25.1	8.4
2-3	16.4	22.9	25.1	22.9	32.5	51.0	48.5	35.7	37.6	65.3	143.0	129.2	89.4	71.2	70.4	30.5	10.2
3-4	13.8	27.7	34.5	25.0	33.5	57.4	48.7	27.7	30.5	62.7	157.6	121.7	91.8	94.3	89.7	32.7	10.8
4-5	13.3	35.1	40.2	22.8	32.3	66.4	42.9	20.9	19.0	54.8	134.8	111.5	89.2	111.4	98.7	31.5	10.6
5-6	10.3	41.8	47.1	19.5	27.7	65.3	31.6	12.8	10.8	44.1	117.4	94.2	85.1	129.7	100.7	29.1	9.9
6-7	8.7	38.4	44.8	19.5	20.5	59.5	26.6	9.2	5.7	34.5	93.8	76.1	77.4	131.9	91.4	23.5	8.7
7-8	8.6	39.3	49.9	13.9	18.3	50.3	25.7	5.7	4.5	28.4	77.0	65.7	70.8	130.8	75.5	17.7	7.8
8-9	6.7	37.9	46.1	10.2	12.4	49.1	21.1	3.5	2.1	18.2	56.6	45.4	56.4	125.3	62.8	12.9	6.5
9-10	5.5	36.9	39.2	8.5	8.9	45.5	16.9	1.6	1.0	10.8	44.0	31.3	51.1	116.0	50.3	9.2	5.4
10-11	4.9	34.3	34.6	7.9	6.5	37.1	14.3	1.0	0.0	6.4	35.5	17.4	39.7	104.4	35.3	6.3	4.4
11-12	4.3	27.6	25.8	7.9	2.9	30.4	9.2	0.0	0.0	2.8	23.8	11.2	34.3	92.7	25.2	4.7	3.5
12-13	5.6	20.5	21.0	4.4	1.4	22.5	5.1	0.0	0.0	1.8	15.6	6.7	28.2	81.9	16.8	2.2	2.7
13-14	2.8	17.7	15.7	3.7	0.8	19.8	4.0	0.0	0.0	1.0	10.7	3.4	17.7	60.3	11.6	1.3	2.0
14-15	2.8	13.2	14.2	2.3	0.0	14.3	3.2	0.0	0.0	0.0	6.9	2.4	12.9	44.8	7.7	0.8	1.4
15-16	1.6	10.0	7.2	1.7	0.0	10.9	3.3	0.0	0.0	0.0	3.5	0.9	8.9	35.5	5.1	0.0	1.0
16-17	0.9	8.4	5.1	1.8	0.0	9.4	3.1	0.0	0.0	0.0	2.9	0.0	5.3	29.8	3.4	0.0	0.8
17-18	0.7	5.4	3.2	1.0	0.0	8.1	1.6	0.0	0.0	0.0	3.3	0.0	3.9	21.4	3.9	0.0	0.6
18-19	0.0	2.8	2.0	0.7	0.0	6.6	0.0	0.0	0.0	0.0	1.7	0.0	2.8	12.9	2.0	0.0	0.4
19-20	0.0	1.9	1.2	0.0	0.0	3.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.3	10.2	0.0	0.0	0.2
20-21	0.0	1.2	0.7	0.0	0.0	2.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	7.1	0.0	0.0	0.1
21-22	0.0	0.8	0.0	0.0	0.0	1.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	4.1	0.0	0.0	0.1
22-23	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	0.0	0.0	0.0
23-24	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	0.0	0.0	0.0
24-25	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
%	1.5	5.1	5.5	2.4	2.7	7.7	4.4	2.1	2.2	4.8	12.6	10.0	10.0	16.9	9.4	2.8	

Tab. 2.3 – Distribuzione VORTEX frequenze di occorrenza su posizione virtuale ≈ **B07** ad altezza h=120 m sls

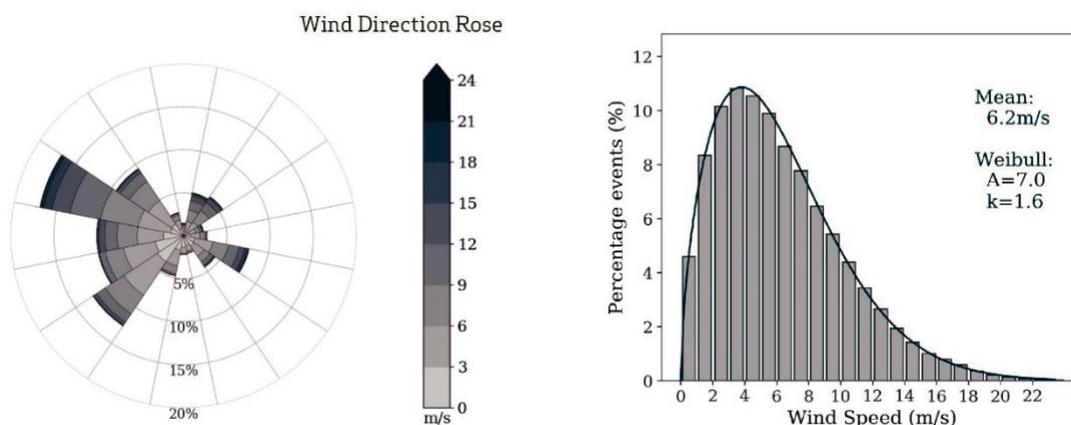


Fig. 2.4 – Distribuzione VORTEX frequenze di occorrenza su posizione virtuale \approx B07 ad altezza $h=120$ m sls

Il codice di calcolo WAsP provvede successivamente, con l'implementazione del modello altimetrico e di rugosità superficiale del terreno in sito, all'estrapolazione orizzontale (punti d'installazione) e verticale (altezza mozzo) della velocità vento attesa su ciascuna delle sette posizioni turbina previste dal progetto. Le frequenze disponibili sono rappresentative di un periodo equivalente di monitoraggio del vento pari a vent'anni, e quindi assunte come quelle attese di riferimento sul lungo periodo.

VORTEX fornisce le medesime distribuzioni ad altezze dal suolo standard aggiuntive, con intervallo discretizzato variabile tra 10 e 20 m, dalla minima di 50 m fino alla massima pari a 300 m. Sono state selezionate cinque altezze significative diverse nell'intervallo 50 m/120 m. Oltre alla minima di 50 m e la massima di 120 m, ovvero quella più conservativamente prossima all'altezza mozzo prevista di 125 m, sono state acquisite le distribuzioni a 70, 80 e 90 m sls, corrispondenti alle altezze di monitoraggio della stazione anemometrica che sarà installata in sito, proprio sulla posizione del punto virtuale.

La distribuzione verticale delle velocità vento medie annue rispetto al suolo è stata interpolata, impiegando la legge delle potenze, per stimare il coefficiente di wind shear locale. Il valore ottenuto, pari a **0.161**, è stato quindi confrontato con quello calcolato attraverso il codice WAsP, interpolando sempre con la legge delle potenze i valori di velocità generati dalla simulazione sulla posizione virtuale prossima a B07, alle stesse altezze dal suolo. La Tab. 2.5 riportata di seguito riassume i risultati di tale confronto, ottenuti dopo aver implementato rispettivamente le distribuzioni Vortex per la massima ($V=6.26$ m/s) e la minima ($V=5.45$ m/s) velocità vento media annua di input, ovviamente riferiti alla massima ($h=120$ m) ed alla minima ($h=50$ m) altezza rispetto al suolo.

Altezza dal suolo [m]	Velocità vento [m/s]		
	Virtual Mast VORTEX	WAsP 12.6 Input Vortex $V_{(h=120\text{ m})}=6.26$ m/s	WAsP 12.6 Input Vortex $V_{(h=50\text{ m})}=5.45$ m/s
50	5.45	5.16	5.46
70	5.72	5.57	5.89
80	5.85	5.73	6.06
90	5.96	5.88	6.21
120	6.26	6.30	6.65
Coefficiente di Wind shear (interpolazione)	0.161	0.231	0.223

Tab. 2.5 – Parametri anemologici “Virtual Mast” VORTEX a diverse altezze da suolo

Come prevedibile, il valore di wind shear calcolato con WAsP si ripete in maniera sostanzialmente indipendente dalle altezze di input di Vortex, essendo strettamente legato alle caratteristiche del modello di terreno introdotto, in termini di altimetria e rugosità superficiale. La differenza riguarda il valore assoluto, estrapolato ad altezza mozzo, della velocità vento, sensibilmente più alto quanto più bassa è l'altezza di input delle distribuzioni Vortex, ed oscillante tra un minimo di 6.30 m/s (dati Vortex ad $h=120$ m sls) ed un massimo di 6.65 m/s (dati Vortex ad $h=50$ m sls). Si è pertanto ritenuto di adottare la distribuzione Vortex ad altezza dal suolo più elevata, ovvero a 120 m sls, che minimizza tale discrepanza in via conservativa. L'estrapolazione della velocità vento, ad altezza mozzo pari a 125 m sls su ciascuna delle posizioni per le sette turbine, è stata comunque eseguita impiegando il software di simulazione WAsP 12.6.

Si riportano di seguito le distribuzioni “Vortex”, ad altezza $h=120$ m sls, dei valori associati ai parametri di input anemologici implementati nel codice di simulazione WAsP V.12.6, nonché la relativa potenza specifica calcolata per ciascun settore di provenienza del vento. Questa tiene conto anche della frequenza di occorrenza, oltreché dell'intensità della velocità della vena fluida, e quantifica sostanzialmente l'energia media estraibile dalla risorsa eolica per ciascun settore di provenienza sul lungo periodo.

La “power density” riportata in output da WAsP in tabella di Fig.2.8 rappresenta invece soltanto la potenza del vento proveniente dalla relativa direzione di riferimento, senza tener conto della sua frequenza di occorrenza, fondamentale ai fini della comprensione della direzione più efficiente ai fini della produzione di energia.

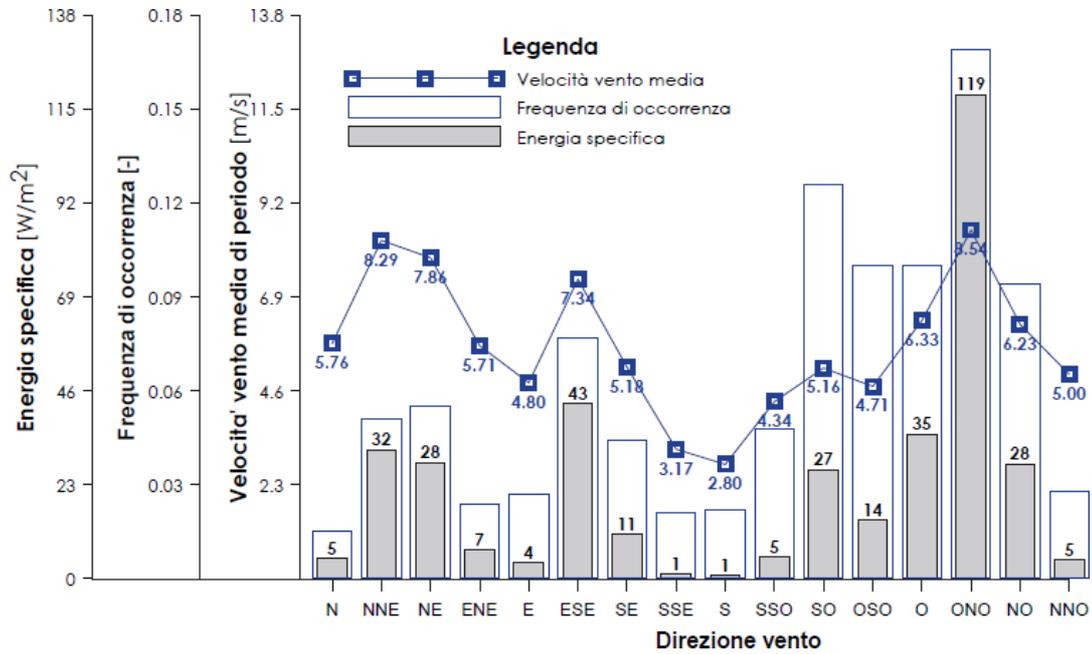


Fig. 2.6 Regime anemologico di LP ad h=120 m sls implementato in WASP (istogramma)

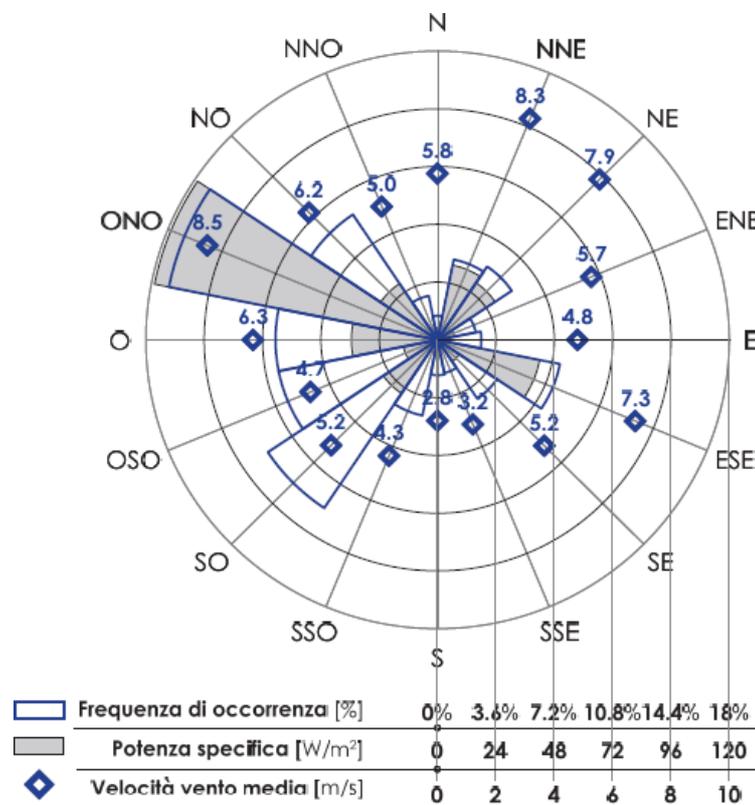


Fig. 2.7 Regime anemologico di LP ad h=120 m sls implementato in WASP (distribuzione polare)

Sector	number	angle [°]	Wind climate			Power (at 1.225 kg/m ³)	
			frequency [%]	Weibull-A [m/s]	Weibull-k	mean speed [m/s]	power density [W/m ²]
	1	0	1.5	6.4	1.46	5.76	331
	2	22.5	5.1	9.4	2.16	8.29	620
	3	45	5.5	8.9	2.21	7.86	518
	4	67.5	2.4	6.3	1.54	5.71	298
	5	90	2.7	5.4	1.83	4.80	142
	6	112.5	7.7	8.2	1.70	7.34	557
	7	135	4.4	5.7	1.44	5.18	245
	8	157.5	2.1	3.5	1.52	3.17	52
	9	180	2.2	3.1	1.52	2.80	36
	10	202.5	4.8	4.9	1.74	4.34	111
	11	225	12.6	5.8	1.58	5.16	212
	12	247.5	10.0	5.3	1.73	4.71	143
	13	270	10.0	7.1	1.70	6.33	354
	14	292.5	16.9	9.6	2.08	8.54	702
	15	315	9.4	7.0	1.89	6.23	299
	16	337.5	2.8	5.6	1.82	5.00	162
All (emergent)						6.26	365
Source data						n/a	n/a

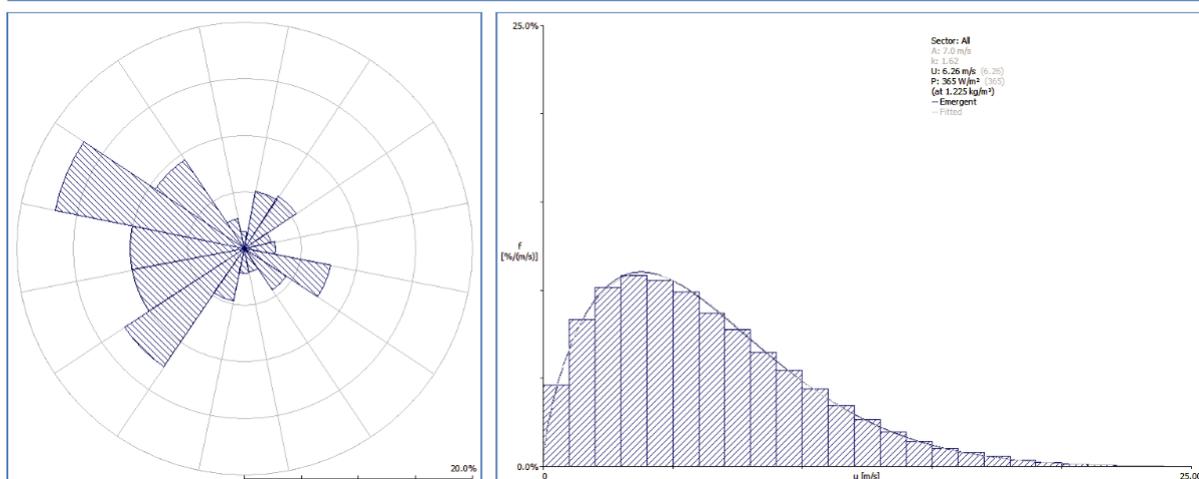


Fig. 2.8 Regime anemologico di LP ad h=120 m sls implementato in WASP *Origine: elaborazione Vortex estrapolata su posizione virtuale ≈ turbina B07*

Come si può constatare dall'osservazione delle distribuzioni dei parametri anemologici, sopra riportate sia per classi di velocità con step 1 m/s che per 16 settori di provenienza del vento, la risorsa eolica in sito è sostanzialmente concentrata sul settore di provenienza Ovest/NordOvest (Venti di Ponente e Maestrale), sia per quanto concerne l'intensità che la frequenza di occorrenza della velocità vento. Tale settore alimenta metà dell'energia eolica disponibile in sito, quantificabile in una percentuale pari al 50% della risorsa complessiva includendo le due direzioni adiacenti Ovest e NordOvest. La parte rimanente è invece sparsa quasi omogeneamente sui restanti settori di provenienza, fatta eccezione per il settore ESE, in asse ed opposto a quello prevalente, che contribuisce con una percentuale quasi pari al 12%. La dislocazione ottimale delle turbine dovrà pertanto seguire, compatibilmente con i vincoli territoriali, una direttrice di allineamento secondo schiere orientate lungo l'asse normale a quello delle direzioni prevalenti, e quindi lungo SSO/NNE.

La tabella seguente Tab. 2.9 sintetizza la distribuzione dei parametri anemologici di lungo periodo unitamente a quelli relativi a potenza specifica della vena fluida ed energia estraibile, valutati in corrispondenza della posizione assunta per la stazione virtuale, ad altezza h=120 m sls.

Direzione	Settore	Vento	Frequenza di occorrenza [%]	A Weibull [m/s]	k Weibull [-]	V media [m/s]	Potenza specifica vena fluida [W/m ²]	Energia specifica estraibile [W/m ²]	
								assoluta	percentuale
0	N	Tramontana	1.5	6.40	1.46	5.76	331	5.0	1.4%
22.5	NNE		5.1	9.40	2.16	8.29	620	31.6	8.7%
45	NE	Greco	5.5	8.90	2.21	7.86	518	28.5	7.8%
67.5	ENE		2.4	6.30	1.54	5.71	298	7.2	2.0%
90	E	Levante	2.7	5.40	1.83	4.80	142	3.8	1.1%
112.5	ESE		7.7	8.20	1.70	7.34	557	42.9	11.8%
135	SE	Scirocco	4.4	5.70	1.44	5.18	245	10.8	3.0%
157.5	SSE		2.1	3.50	1.52	3.17	52	1.1	0.3%
180	S	Ostro	2.2	3.10	1.52	2.80	36	0.8	0.2%
202.5	SSO		4.8	4.90	1.74	4.34	111	5.3	1.5%
225	SO	Libeccio	12.6	5.80	1.58	5.16	212	26.7	7.3%
247.5	OSO		10	5.30	1.73	4.71	143	14.3	3.9%
270	O	Ponente	10	7.10	1.70	6.33	354	35.4	9.7%
292.5	ONO		16.9	9.60	2.08	8.54	702	118.6	32.5%
315	NO	Maestrale	9.4	7.00	1.89	6.23	299	28.1	7.7%
337.5	NNO		2.8	5.60	1.82	5.00	162	4.5	1.2%
Totali / Medie			100%	7.03	1.81	6.26	365	365	100%

Tab. 2.9 Distribuzione parametri anemologici/energetici di LP su posizione stazione VORTEX ad h=120 m sls

Le differenze tra il grado di complessità orografica del punto di riferimento per l'origine dei dati di vento in sito e quello delle turbine d'impianto dRIX⁽³⁾ sono nulle o negative in misura minima per meno di due punti percentuali, così come l'indice di complessità assoluto RIX⁽²⁾ per le medesime posizioni è sostanzialmente molto contenuto. Si conferma pertanto l'assenza di terreno con livelli critici di tale parametro in prossimità delle posizioni turbina di calcolo della simulazione, mentre le variazioni di complessità dRIX, di segno negativo, indicano una lieve sottostima della velocità vento estrapolata sulle relative macchine, come riportato in Tab 2.10 seguente:

Site description	X-location [m]	Y-location [m]	Elevation a.s.l. [m]	RIX [%]	d.RIX [%]	Height. [m]	Speed [m/s]	Wake speed [m/s]
B03	520952.0	4489868.0	753.0	0.2	-1.7	125.0	6.59	6.49
B04	521394.0	4490194.0	776.7	0.4	-1.5	125.0	6.66	6.52
B05	519113.0	4489186.0	644.0	1.9	0.0	125.0	6.29	6.14
B06	518768.0	4488821.0	634.6	1.8	-0.1	125.0	6.32	6.22
B07	518736.0	4488072.0	632.1	1.9	0.0	125.0	6.37	6.32
B09	521497.0	4487542.0	592.7	0.2	-1.7	125.0	5.97	5.90
B10	521933.0	4488366.0	644.3	0.3	-1.6	125.0	6.25	6.18

Tab 2.10 Indici puntuali di complessità orografica RIX e dRIX

(2) **RIX=Ruggedness Index**

Misura l'indice di complessità orografica per una posizione geografica, ovvero la percentuale di terreno, nel suo intorno, la cui pendenza altimetrica è superiore ad un valore critico, generalmente fissato pari all'8%.

(3) **dRIX=Delta Ruggedness Index**

Misura la differenza tra gli indici RIX della turbina e della stazione anemometrica. Se questi sono comparabili tale parametro è prossimo a zero, così come l'errore sulla velocità estrapolata. Se questo invece è negativo o positivo, l'errore sulla velocità è direttamente proporzionale a tale parametro, e di sottostima nel primo caso $dRIX = [RIX_{(turbina)} - RIX_{(stazione)}] < 0$ con un terreno più complesso per la stazione, o di sovrastima $dRIX = [RIX_{(turbina)} - RIX_{(stazione)}] > 0$ se è la turbina a trovarsi su un terreno più complesso della stazione.

Sulla base di tali evidenze, si è preferito conservativamente escludere l'azione di correzione della velocità estrapolata sui punti d'installazione turbina, per errore di sottostima dei risultati di calcolo, escludendo inoltre l'esigenza del ricorso ad una più spinta modellazione attraverso l'utilizzo di algoritmi di fluidodinamica computazionale (modellazione CFD).

Si conferma che le assunzioni soprariportate, adottate per evitare sensibili sovrastime della velocità vento, andrebbero senz'altro validate da un'indagine sperimentale sul regime anemologico in sito, attraverso l'installazione di una idonea stazione anemometrica di monitoraggio del vento.

3. Analisi di producibilità

3.1. Layout di progetto

La dislocazione di progetto delle turbine è considerata ammissibile e coerente con il regime anemologico in sito, prevedendo tre coppie di macchine allineate secondo direttrici all'incirca SudOvest/NordEst, molto prossime a quella ideale SSO/NNE, ed una settima turbina collocata in posizione più isolata, poco interferente con le altre. La figura Fig. 3.1 mostra, su mappa Google Earth satellitare, le posizioni di progetto considerate per i calcoli di producibilità attesa per ciascuna delle turbine d'impianto, riportate anche in tabella Tab. 2.1, nonché la posizione selezionata per l'installazione imminente di una stazione anemometrica per il monitoraggio del vento, di altezza massima pari a 93 m sls, equipaggiata con sensori di velocità e direzione vento a diverse altezze di acquisizione, di cui la massima, presumibilmente a 90 m, rispetterebbe il requisito **Measnet** (International Network for Harmonised and Recognised Measurements in Wind Energy) per la certificazione delle performance d'impianto. Questo prescrive la disponibilità di dati anemometrici in sito ad un'altezza minima pari a $2/3$ dell'altezza mozzo prevista per le turbine d'impianto; in questo caso, pertanto, per altezze superiori a $125 \cdot 2/3 = 83$ m sls.



Fig. 3.1 – Posizioni di progetto per impianto eolico di Buddusò su mappa satellitare Google Earth

Le raccomandazioni progettuali inerenti la disposizione delle turbine d'impianto, oggi normalmente accettate sia dagli enti certificatori che dai costruttori di macchine, che prescrivono una distanza reciproca minima tra due turbine adiacenti pari ad almeno tre diametri di rotore nella direzione ortogonale a quella di provenienza dei venti dominanti, e di cinque/sei diametri in quella ad essa parallela, sono sufficientemente rispettate, essendo le minime distanze rilevate tutte superiori a 3.0 diametri di rotore, ovvero superiori a $3 \times 162 \text{ m} = 486 \text{ m}$ secondo l'allineamento sopra citato, quasi normale alla direzione prevalente.

Non si prevede, pertanto, di ricorrere all'adozione di alcun dispositivo tipo "wind sector management" sulle turbine, per evitare eventuali criticità durante la fase di esercizio, legate alla turbolenza indotta da un sensibile livello d'interferenza aerodinamica.

Il prospetto seguente riporta le distanze reciproche d'interesse tra le turbine analizzate, quantificate in termini assoluti e di diametri del rotore del modello di turbina analizzato, pari a 162 m.

Turbina cod.#	Sistema di coordinate piane UTM-wgs84		Turbina più prossima	Distanza reciproca	
	Lg.E [m]	Lt.N [m]		assoluta [m]	n° diametri di rotore
B03	520952	4489868	B04	549	3.39
B04	521394	4490194	B03	549	3.39
B05	519113	4489186	B06	502	3.10
B06	518768	4488821	B05	502	3.10
B07	518736	4488072	B06	750	4.63
B09	521497	4487542	B10	932	5.75
B10	521933	4488366	B09	932	5.75

Tab. 3.2 – Distanze reciproche d'interesse turbine analizzate

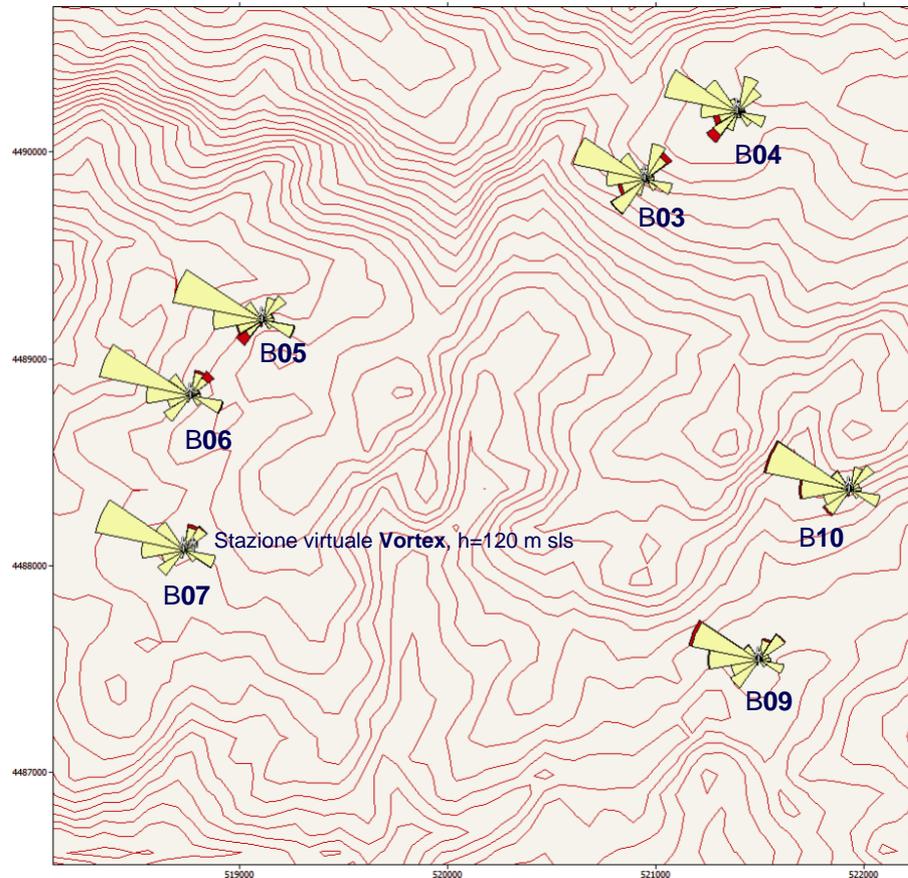


Fig. 3.3 – Diagramma polare puntuale di producibilità e perdita per scia su modello DTM

Preventivamente al calcolo della resa energetica attesa da ciascuna delle turbine d'impianto è stata eseguito il calcolo della distribuzione della velocità vento in sito, estrapolata all'altezza mozzo selezionata per il progetto, pari a 125 m s.l.s, e riportata in Fig. 3.4 insieme alla dislocazione proposta delle turbine di progetto.

Ovviamente, i punti di prevista installazione derivano da un'analisi di compromesso che, per rispondere a tutti i requisiti di integrazione territoriale, cerca di impiegare le aree a potenzialità eolica più elevata compatibilmente con la loro ammissibilità dal punto di vista del rispetto dei vincoli amministrativi ed ambientali vigenti, nonché del distanziamento minimo da punti sensibili per salvaguardarne l'interesse artistico/culturale o la sostenibilità all'impatto legata alla presenza di unità abitative, di infrastrutture di vario genere o di attività di tipo antropico.

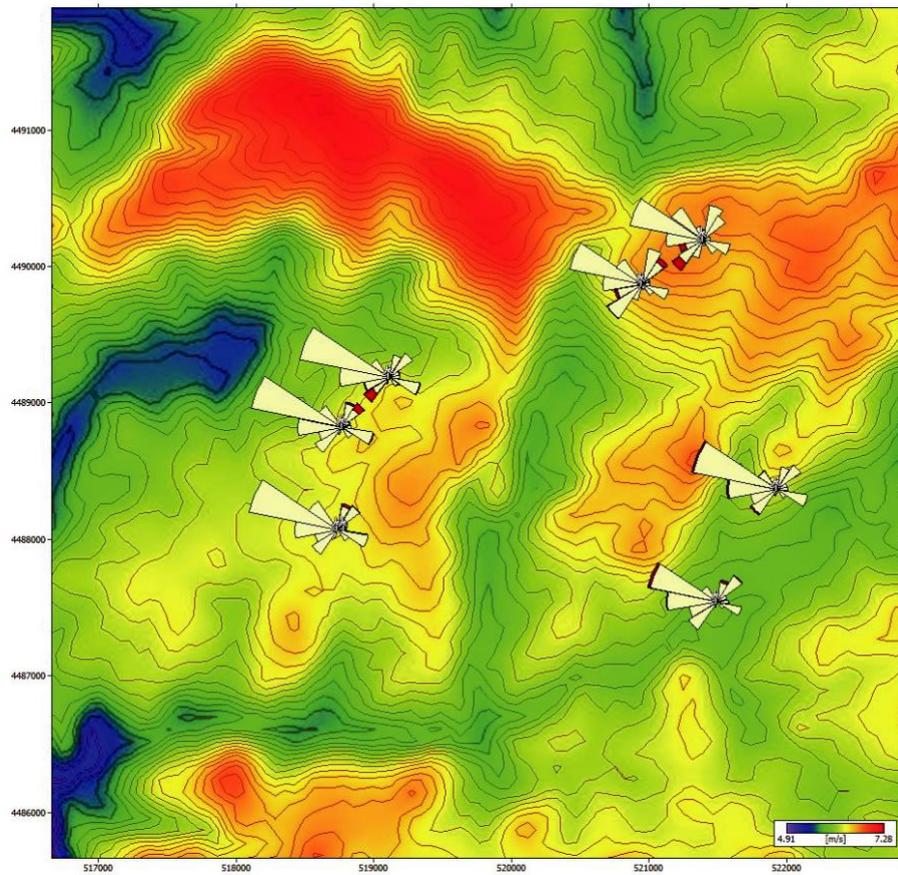


Fig. 3.4 – Diagramma polare puntuale di producibilità e perdita per scia su mappa velocità vento h=125 m s.l.s

3.2. Configurazione d'impianto

La dislocazione territoriale delle turbine di progetto, così come la scelta del relativo modello di macchina per queste adottabile, entrambe proposte dal Cliente, sono in linea con le prassi progettuali normalmente applicate nella fase di sviluppo di nuovi impianti per la produzione di energia da fonte eolica. La disposizione rispetta il regime di vento atteso sul sito, sia in termini di direzioni prevalenti, con le turbine allineate secondo schiere di direttrice a queste normali, che di distanziamento reciproco, per limitare entro livelli ammissibili le perdite per turbolenza di scia da interferenza aerodinamica.

Si riportano di seguito le principali caratteristiche tecniche e di performance del modello di turbina selezionato per il progetto d'impianto.

Turbina d'impianto: *Vestas V162-6.0 MW (Mode PO6000/PO6000-0S)*

Technical Specifications

POWER REGULATION	Pitch regulated with variable speed
OPERATIONAL DATA	
Rated power	6,000kW
Cut-in wind speed	3m/s
Cut-out wind speed	25m/s
Wind class	IEC S
Standard operating temperature range	from -20°C* to +45°C
*subject to different temperature options	
SOUND POWER	
Maximum	104.3dB(A)**
**Sound Optimised Modes dependent on site and country	
ROTOR	
Rotor diameter	162m
Swept area	20,612m ²
Aerodynamic brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
ELECTRICAL	
Frequency	50/60 Hz
Converter	full scale
GEARBOX	
Type	two planetary stages
TOWER	
Hub heights	119m (IEC S/DIBt S), 125m (IEC S), 149m (IEC S), 166m (DIBt S)

Tab. 3.4 – Caratteristiche tecniche estratte da sito web VESTAS

Vestas V162-6.0 MW (Mode PO6000/PO6000-0S) - Curve di Performance
 (Doc. n° 0098-0840 V00 2020-09-10 - "Performance Specification EnVentus™" V162-6.0 MW 50/60 Hz)

Valori di riferimento per curve di performance rappresentative del progetto, estrapolate di seguito:

Altitudine media d'installazione: **668** [m] slm
Altitudine media altezza mozzo: **793** [m] slm
Temperatura ambiente: **14.9** [°C]
Densità media dell'aria: **1.121** [kg/m³]

Velocità vento [m/s]	Potenza elettrica [kW]	Coefficiente di Spinta [-]
3.0	24	0.911
3.5	129	0.885
4.0	260	0.855
4.5	420	0.838
5.0	612	0.820
5.5	842	0.814
6.0	1118	0.813
6.5	1444	0.811
7.0	1825	0.809
7.5	2261	0.806
8.0	2758	0.803
8.5	3318	0.798
9.0	3924	0.781
9.5	4507	0.727
10.0	5057	0.666
10.5	5502	0.599
11.0	5816	0.531
11.5	5942	0.458
12.0	5985	0.395
12.5	5998	0.342
13.0	6000	0.300
13.5	6000	0.265
14.0	6000	0.236
14.5	6000	0.212
15.0	6000	0.191
15.5	6000	0.173
16.0	6000	0.156
16.5	6000	0.142
17.0	6000	0.130
17.5	5999	0.120
18.0	5797	0.107
18.5	5540	0.095
19.0	5323	0.084
19.5	5084	0.075
20.0	4799	0.066
20.5	4513	0.058
21.0	4231	0.052
21.5	3951	0.046
22.0	3655	0.040
22.5	3352	0.035
23.0	3075	0.031
23.5	2774	0.027
24.0	2449	0.023

Tab. 3.5 – Distribuzione parametri di performance mediati su turbine d'impianto

3.3. Producibilità annua di lungo periodo

La stima della resa energetica per le sette turbine è stata eseguita attraverso il calcolo della producibilità per ciascuna delle macchine analizzate, considerando la configurazione d'impianto proposta dal Cliente.

La velocità vento su ogni posizione, estrapolata alla relativa altezza mozzo, è stata calcolata attraverso l'applicazione WAsP dell'atlante di vento ottenuto dall'implementazione dei parametri anemologici sintetici (frequenze di occorrenza della velocità vento per 16 settori di provenienza e per classi di velocità con step 1 m/s) associati al punto di riferimento geografico in prossimità della posizione di progetto per la turbina **B07**, e disponibili per un'altezza dal suolo di 120 m

Il modello di calcolo implementato per l'elaborazione delle perdite per scia da interferenza aerodinamica è il Park2, associato al pacchetto principale di routine del codice WAsP, applicato con impostazione dei parametri ai valori di default.

Si riporta di seguito la tabella di dettaglio dei risultati ottenuti:

Risultati simulazione **WAsP v.12.6**

Anemometro di simulazione	Virtual Mast VORTEX, h=120 m sls
Coordinate stazione anemometrica	UTM-wgs84: 299544 Lg.E, 4192479 Lt.N
n° turbine simulate	7
Modello turbina	Vestas V162-6.0 MW (Mode PO6000/PO6000-0S)
Altezza mozzo [m]	125
Densità dell'aria di riferimento [kg/m ³]	1.121
Potenza nominale unitaria [kW]	6000
Potenza nominale complessiva impianto [MW]	42.0
Producibilità lorda [GWh/a]	118.72
Perdite per effetto scia	3.1%
Producibilità netta (scie) [GWh/a]	115.04

Wtg #	Lg.E (UTM-wgs84) [m]	Lt.N (UTM-wgs84) [m]	Altitudine [m]	A [m/s]	k [-]	U [m/s]	AEP lorda [GWh/anno]	AEP Netta (Scie) [GWh/anno]	Perdite (Scia) [%]
B03	520952	4489868	753.0	7.37	1.64	6.59	17.905	17.373	3.0%
B04	521394	4490194	776.7	7.44	1.63	6.66	18.177	17.444	4.0%
B05	519113	4489186	644.0	7.02	1.60	6.29	16.699	15.941	4.5%
B06	518768	4488821	634.6	7.05	1.61	6.32	16.853	16.295	3.3%
B07	518736	4488072	632.1	7.11	1.62	6.37	17.114	16.818	1.7%
B09	521497	4487542	592.7	6.67	1.63	5.97	15.424	15.021	2.6%
B10	521933	4488366	644.3	6.98	1.62	6.25	16.551	16.149	2.4%
		Media	668	7.09	1.62	6.35	16.960	16.434	3.1%
		Min	593	6.67	1.60	5.97	15.424	15.021	1.7%
		Max	777	7.44	1.64	6.66	18.177	17.444	4.5%
		Totale					118.72	115.04	

Tab. 3.6 - Risultati run WAsP di producibilità d'impianto, n°7 V162-6.0 MW, h_{mozzo}=125 m (Lungo periodo)

La producibilità così calcolata da WASP, lorda e al netto delle perdite per scia, è stata successivamente elaborata decurtandola delle perdite fisse aggiuntive legate 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 Tab. 3.5, ciascuno in corrispondenza dell'effetto considerato.

Fattore di perdita impianto	Perdita [%]
Perdite elettriche d'impianto	2.0%
Indisponibilità di macchina per manutenzione ordinaria e/o straordinaria	3.0%
Ghiaccio e/o Depositi sulle pale	1.0%
Indisponibilità BOP/Rete	0.2%
Altri fattori	0.5%
Totale	6.5%

Tab. 3.5 – Stima perdite fisse d'impianto

Tali coefficienti di perdita sono stati quindi applicati ai risultati di producibilità, già calcolati al netto delle scie, e riportati in termini assoluti e di ore di funzionamento medie annue unitarie a potenza nominale.

I risultati sono disponibili anche per livelli standard di confidenza superiori al 50% di probabilità che la resa energetica annua d'impianto attesa sia pari o eccedente al valore ottenuto, ovvero per il 75% ed il 90% di probabilità.

Per la quantificazione delle plausibili variazioni inter annue della resa energetica d'impianto è necessario individuare quale possa essere il livello di sensitività della producibilità, calcolata al netto delle scie, al variare della velocità vento media annua sul sito. Tale parametro viene utilizzato per valutare in termini di energia le incertezze sulla determinazione della velocità vento media annua di riferimento, legate ad errori riconducibili ai modelli di calcolo o alla strumentazione di misura impiegata durante la campagna di monitoraggio.

L'indice determinato si attesta su **25 (GWh/a)/(m/s)**.

Tale valore è stato calcolato simulando un incremento percentuale della velocità vento su tutte le posizioni turbina ad altezza mozzo, tale da ottenere un aumento della velocità media pari a 1 m/s. Quindi si è determinato il relativo incremento, assoluto e percentuale, della resa energetica d'impianto al netto delle scie per effetto di tale variazione.

La velocità vento media annua di riferimento di lungo periodo, ad altezza h=125 m sls, è pari a **6.35** m/s.

Il livello d'incertezza complessiva adottato è stato assunto essere, in misura ragionevole, pari al **13% della P50** in termini della sua deviazione standard, con proiezione a **10 anni**, sulla base dell'esperienza consolidata per studi anemologici per i quali non si dispone di dati anemometrici di monitoraggio registrati in sito.

La tabella seguente esprime la sintesi di tutti i risultati ottenuti.

Configurazione impianto	Resa energetica annua d'impianto di lungo periodo				
	Lorda	Al netto delle scie	Al netto di tutte le perdite (Incertezza = 13% P50 = 13.98 GWh/anno)		
			P50	P75 (10 anni)	P90 (10 anni)
n°7 wtg x 6.0 MW = 42.0 MW Modello: Vestas V162-6.0 MW	118.72 [GWh/anno] 2827 [MWh/MW]	115.04 [GWh/anno] 2739 [MWh/MW]	107.50 [GWh/anno] 2560 [MWh/MW]	98.08 [GWh/anno] 2335 [MWh/MW]	89.59 [GWh/anno] 2133 [MWh/MW]

Tab. 3.6 – Sintesi risultati di stima della resa energetica attesa d'impianto

4. Riferimenti

- [1] Niels G. Mortensen, Duncan N. Heathfield, Lisbeth Myllerup, Lars Landberg and Ole Rathmann (2007), **Getting started with WASP 9**, Risø-I-2571(EN). Risø National Laboratory, Roskilde. 66 pp.
- [2] Bowen, A.J. and N.G. Mortensen (1996), **Exploring the limits of WASP: the Wind Atlas Analysis and Application Program**, Proceedings of the 1996 European Union Wind Energy Conference and Exhibition, Göteborg, Sweden, May 20-24, 584-587.
- [3] Bowen, A.J. and N.G. Mortensen (2004), **WASP prediction errors due to site orography**, Risø-R-995(EN). Risø National Laboratory, Roskilde. 65 pp.
- [4] Raftery, P., Tindal, A. J. and Garrad, A. D. (1997), **Understanding the risks of financing wind farms**, Proceedings of European Wind Energy Conference, Dublin, Ireland
- [5] James F. Manwell, Jon G. McGowan, Anthony L. Rogers, **Wind Energy Explained: Theory, Design and Application**, Wiley, 2nd edition (February 22, 2010)
- [6] Matthew Huaiquan Zhang, **Wind resource assessment and micro-siting**, Wiley, (January, 2015)
- [7] Lars Landberg, **Meteorology for Wind Energy**, Wiley, (January, 2016)