

REGIONE PUGLIA
PROVINCIA DI FOGGIA

Comune:
Bovino -Deliceto - Castelluccio dei Sauri
Località "Monte Livagni"

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO DI
PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE EOLICA E RELATIVE
OPERE DI CONNESSIONE - 10 AEROGENERATORI -

Sezione 9:
RELAZIONI SPECIALISTICHE

Titolo elaborato:
STIMA DI PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO

N. Elaborato: **9.3**

Scala: -

Committente

WINDERG S.r.l.

Via Trento, 64
Vimercate (MB)
P.IVA 04702520968

Amministratore Unico
Michele GIAMBELLI

Progettazione



sede legale e operativa
San Giorgio Del Sannio (BN) via de Gasperi 61
sede operativa
Lucera (FG) S.S. 17 loc. Vaccarella snc c/o Villaggio Don Bosco
P.IVA 01465940623
Azienda con sistema gestione qualità Certificato N. 50 100 11873



IL TECNICO
Dott. Ing. Massimo Lepore



Rev.	Data	Elaborazione	Approvazione	Emissione	DESCRIZIONE		
00	OTTOBRE 2018	DF sigla	ML sigla	NF sigla	Emissione Progetto Definitivo		
		Nome File sorgente	GE.BOV01.PD.9.3.dwg-doc	Nome file stampa	GE.BOV01.PD.9.3.pdf	Formato di stampa	A4



TENPROJECT

**RELAZIONE DI STIMA DI PRODUCIBILITÀ
DELL' IMPIANTO EOLICO**

Codice
Revisione
Data di creazione
Data revisione
Pagina

GE.BOV01..PD.SP
00
27/06/2017
16/10/2018
2 di 30

INDICE

1	INTRODUZIONE	4
1.1	PREMESSA	4
1.2	ATTIVITÀ SVOLTE	4
1.3	INDAGINE DI SITO	5
2	METODOLOGIA DI ANALISI	7
3	DATI DI INPUT.....	9
3.1	MODELLO DIGITALE OROGRAFICO	9
3.2	MAPPA DI RUGOSITÀ.....	9
3.3	DENSITÀ DELL'ARIA	10
3.4	RISORSA EOLICA	11
3.4.1	STAZIONI DI MISURA DI RIFERIMENTO	11
3.4.2	VALUTAZIONE DEI DATI MISURATI	12
3.4.3	SHEAR.....	14
3.4.4	CARATTERISTICHE DI VENTOSITÀ PREVISTE AL SITO.....	15
3.4.5	CLASSIFICAZIONE DI SITO	16
3.4.6	VREF	17
3.4.7	TURBOLENZA.....	19
3.4.8	DATI TECNICI AEROGENERATORE.....	21
3.4.9	LOCALIZZAZIONE GEOGRAFICA AEROGENERATORI	24
4	STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA.....	26
4.1	ANALISI DELLE PERDITE TECNICHE.....	27
4.2	ANALISI DELLE INCERTEZZE	28
5	CONCLUSIONI	29
	ALLEGATO 1 : DICHIARAZIONE DI ASSEVERAZIONE DEL TECNICO	30

1 INTRODUZIONE

1.1 PREMESSA

La società Wind Erg Srl di seguito indicata come “Committente”, ha incaricato la Ten Project Srl di eseguire una asseverazione sulle caratteristiche anemologiche e stima di producibilità per un impianto eolico previsto nel comune di Bovino (FG), costituito da dieci aerogeneratori modello Vestas V136 di cui 7 nella versione di potenza 3.0 MW e 3 nella versione di potenza 3.45 MW , per un totale di 31,35 MW, da installare in località “Monte Livagni” e con opere di connessione ricadenti anche nei Comuni di Castelluccio dei Sauri (FG) e Deliceto (FG). Proponente dell’iniziativa è la società WINDERG Srl.

La finalità di questo report è quella di caratterizzare le condizioni anemologiche e determinare, partendo dai dati anemometrici di stazioni di misura in sito, la stima del rendimento energetico dell’impianto su base annuale.

Tale valutazione viene eseguita tenendo anche in conto l’esistenza in area limitrofa di altre turbine già installate ed in esercizio costituite nello specifico da 5 aerogeneratori di potenza nominale 2,3 MW, modello Enercon E70, 22 aerogeneratori E82 2 MW, 4 aerogeneratori Leitwind 77 e diverse turbine di minieolico meglio specificate di seguito.

1.2 ATTIVITÀ SVOLTE

Per le finalità di questo studio sono state eseguite le seguenti attività:

- Valutazione, correzione e correlazione dei dati anemometrici di sito con stazioni di lungo termine (Long Term Station-LTS);
- Analisi statistica della velocità del vento in sito;
- Analisi e stima previsionale dell’energia annuale attesa dalla produzione della Turbina;
- Analisi e stima previsionale dell’energia annuale prodotta dall’aerogeneratore al netto di tutte le perdite rilevanti;
- Analisi dell’incertezza e calcolo dei livelli percentili della produzione energetica attesa dalla turbina;

Sono state inoltre considerate le turbine già presenti sul territorio ai fini della una corretta valutazione delle perdite indotte per i potenziali effetti scia.

1.3 INDAGINE DI SITO

Il sito di installazione è localizzato nel sud dell'Italia, in regione Puglia a circa 3,5 Km in direzione Ovest-Sud-Ovest dal centro del comune di Castelluccio dei Sauri, a circa 6,5 Km in direzione Nord Ovest dal Comune di Deliceto ed a circa 7 km ad Ovest del comune di Bovino.

Nell'intorno del punto di installazione l'area si presenta a carattere collinare con il suolo che, anche per tutta l'area limitrofa, evidenzia una variabilità topografica ed altimetrica trascurabile tali da classificare il suolo come certamente non complesso e le cui altitudini medie si attestano nell'intorno dei 260 m s.l.m. È stata elaborata la stima di produzione energetica considerando lo stato attuale e quindi tenendo in conto la presenza delle turbine già installate e site in area limitrofa al fine di valutare eventuali interferenze. Nel suo insieme l'area di progetto risulta certamente essere ben esposta ai venti dominanti che provengono sostanzialmente dal settore Sud Ovest e Nord Ovest. Le immagini seguenti mostrano il prospetto su modello planimetrico con individuazione dei confini comunali e su modello orografico 3D.

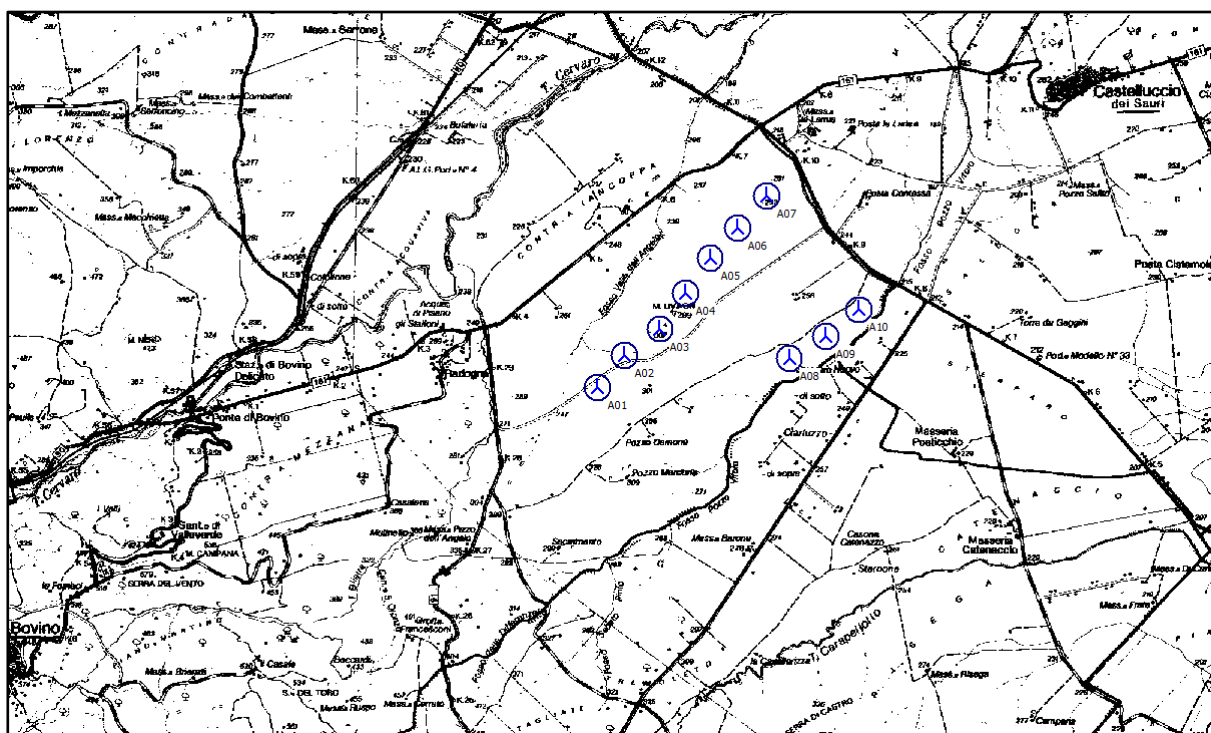


Figura 1: Inquadramento IGM 1:50000. In blu le turbine di progetto

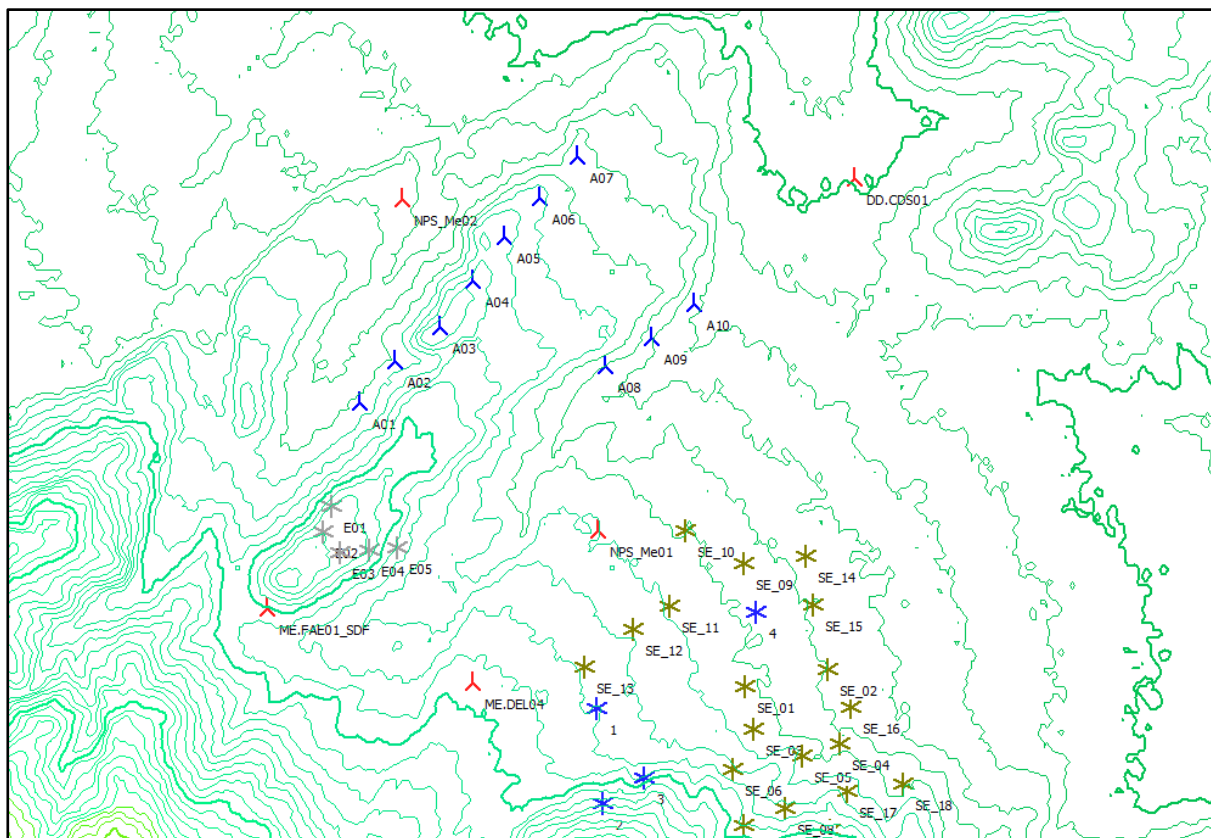


Figura 2: Inquadramento dell'area di progetto su curve di livello con rappresentazione degli aerogeneratori di progetto [A01], altri aerogeneratori autorizzati e di tutti gli aerogeneratori esistenti (asterischi)



Figura 3: Inquadramento su ortofoto planimetrica e prospetto 3D estratto da Google Earth. Le etichette bianche individuano le turbine di progetto.

2 METODOLOGIA DI ANALISI

Per la stima di produzione attesa è stato approntato un modello di simulazione. Il programma utilizzato è WIND PRO con implementazione di WAsP che è uno dei principali e più completi strumenti di analisi del vento attualmente disponibile sul mercato. Il software è stato usato per la creazione dell'atlante europeo del vento che mira a stabilire la base meteorologica per la valutazione dei potenziali eolici.

Il funzionamento del software è piuttosto semplice:

- i dati di input necessari alla determinazione delle mappe eoliche sono
 - l'orografia della zona interessata,
 - i dati sul vento (velocità e direzione) di almeno un punto dell'area considerata,
 - caratteristiche di "rugosità" del terreno,
 - eventuali ostacoli
- L'output è costituito dal cosiddetto Wind Atlas o atlante del vento ovvero una climatologia del vento della zona considerata con cui è possibile elaborare una mappa eolica della zona in esame e, una volta scelto il sito dove installare l'impianto eolico, è inoltre capace di calcolare la producibilità annua di una singola macchina e di una intera Wind Farm portando in conto le eventuali interferenze tra le pale dovute all'effetto scia e l'eventuale presenza di ostacoli che possono alterare la distribuzione del vento.

L'algoritmo è rappresentabile attraverso un diagramma di flusso:

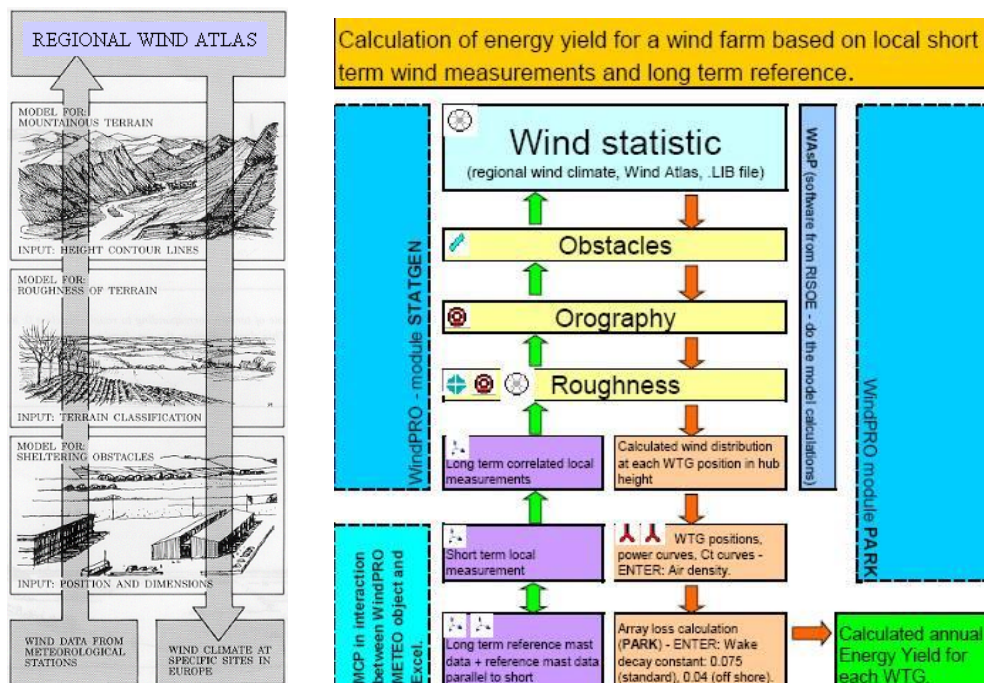


Figura 4: Diagramma di flusso del programma WAsP/Windpro

Il software WINDPRO utilizza come piattaforma di calcolo WAsP, arricchendolo di altre funzionalità di verifica e di correlazione tra i dati quali il modulo MCP (measure-correlate-predict), che consente di

mettere in relazione tra loro i dati di diverse stazioni di misura e sfruttare serie storiche di lungo periodo per avere una climatologia con basse incertezze. In generale il modulo mette in relazione set di dati di sensori differenti che possono appartenere anche allo stesso mast (palo-stazione di misura), con lo scopo di ricostruire dati mancanti ad una data altezza.

Con i dati elementari di velocità del vento a disposizione è stata costruita la curva di durata sperimentale, che esprime il tempo durante il quale un determinato valore della velocità del vento è superato. Tale curva è in generale ben rappresentata mediante una distribuzione di probabilità di Weibull, la cui cumulata è data dalla formula:

$$F(U) = 1 - \exp\left\{-\left(\frac{U}{A}\right)^k\right\}$$

dove U è il valore della velocità media relativo allo step-time stabilito per il rilevamento e F(U) è la probabilità del tempo complessivo in cui tale velocità non viene superata.

Di tale distribuzione, indicata talvolta come curva di durata teorica, vengono stimati i due parametri intrinseci, cioè la velocità caratteristica A e il fattore di forma k, mediante regressione sui dati sperimentali applicata dopo la linearizzazione della distribuzione stessa.

La legenda riportata accanto al grafico della distribuzione che approssima l'istogramma indica i parametri caratteristici stimati della distribuzione Weibull (A = parametro di scala, k = parametro di forma). U è la velocità media rilevata che coincide con la media della distribuzione. Il valore di P indica la potenza per unità di superficie contenuta nella vena fluida della massa d'aria; tale grandezza dipende dal cubo della velocità del vento e dà la vera misura del contenuto energetico della risorsa ventosa.

Per quanto riguarda l'aspetto più propriamente energetico è di particolare importanza la potenza specifica P_v , intesa come potenza che fluisce attraverso l'unità di superficie esposta perpendicolarmente al vento di velocità V; essa è data da:

$$P_v = \frac{1}{2} \rho V^3$$

Dove ρ è la densità dell'aria, che nelle elaborazioni si assume pari al valore stimato in sito in base all'altitudine e temperatura media annua.

3 DATI DI INPUT

3.1 MODELLO DIGITALE OROGRAFICO

Il modello digitale del terreno DTM (Digital Terrain Model) è stato estrapolato dal grid disponibile in download dal satellite, georeferenziato, sovrapposto, confrontato e adeguato con le curve di livello presenti sulla cartografia ufficiale IGM 1:25000 con uno step di 10 m. Il modello digitale ottenuto copre un'area di 40x40 Km e trova un buon riscontro con l'andamento orografico verificato in sito.

3.2 MAPPA DI RUGOSITÀ

La rugosità superficiale, determinata principalmente dall'altezza e tipologia di vegetazione che ricopre l'area di interesse, gioca un ruolo fondamentale per la variabilità della velocità del vento anche alle altezze del mozzo degli aerogeneratori. Informazioni di rugosità sono rese disponibili dal progetto "Corinne Land Cover 2006" che ricopre, attraverso l'ausilio di satelliti, gran parte della superficie terrestre. La mappa di rugosità ottenuta attraverso l'ausilio del progetto citato, è stata integrata con le informazioni aggiuntive e di dettaglio ottenute ed annotate durante l'ispezione di sito e attraverso l'integrazione e sovrapposizione di carte aerofotogrammetriche. Il risultato finale ottenuto è la mappa digitale di rugosità dell'area che ricopre una superficie di 60x60 Km dal centro della wind farm di progetto.

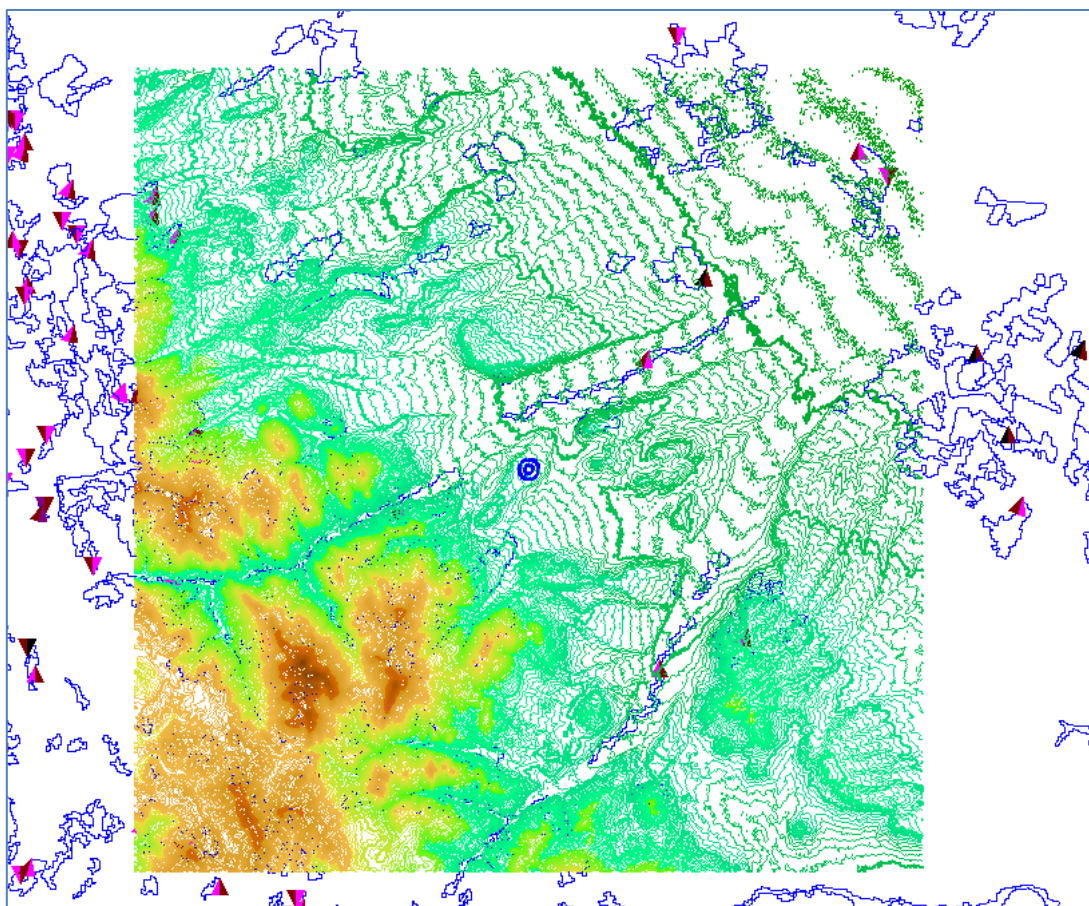


Figura 5: Immagine dei dati di input di DTM e rugosità

3.3 DENSITÀ DELL'ARIA

La densità dell'aria in sito è stata calcolata basandosi sui dati climatologici (disponibili nel database di WindPro) relativi alla stazione più vicina all'area di progetto e riportata di seguito. La densità dell'aria media valutata all'altezza del mozzo delle turbina è stata calcolata in virtù della sua posizione geografica ed è pari a 1.177 kg/m³.

Station Info Name: CANDELA AERO V3 2014 Country: Italy Elevation (m): 521,0 Lat (deg): 41,10 Lon (deg): 15,50 Pressure data: No Temperature data: Yes (1952-1974) Humidity data: No Sun shine data: No	<input checked="" type="radio"/> Climate data from climate station database Climate database Station: CANDELA AERO V3 2014 <input type="radio"/> STANDARD air density (based on standard climate data) <input type="radio"/> Manual input of climate data <input type="checkbox"/> Input air density directly <hr/> Site elevation: 340,0 m Site temperature: 14,9 °C Site pressure: 952,6 hPa Air density: 1,177 kg/m ³ <hr/> RESULT: 96,1 % of STANDARD <input type="button" value="Show/input via calculator"/>
--	--

Figura 6: Caratteristiche della stazione di riferimento per il calcolo della densità media dell'aria

Tale valore di densità viene quindi utilizzato per il calcolo del rendimento energetico della turbina prendendo in considerazione ed elaborandone il nuovo valore a seconda dell'orografia, dell'altitudine e dell'altezza del mozzo.

3.4 RISORSA EOLICA

3.4.1 STAZIONI DI MISURA DI RIFERIMENTO

Lo studio è stato condotto analizzando i dati disponibili da due stazioni anemometriche installate nell'area di intervento sin dal 2006 ed una stazione di lungo termine utilizzata per la stabilizzazione del trend di ventosità sul lungo periodo

ID Stazione di misura	WGS 84 Est [m]	WGS 84 Nord [m]	Quota [m]	Altezze monitoraggio [m]	Periodo misura	Distanza dal sito [km]
TP_193 CdS	538980	4571387	200	50,40,30	Luglio 2009 - Dicembre 2012	1,5 (in sito)
TP_284_01912	538595	4565238	360	50,30,10	Luglio 2006 - Dicembre 2015	4,9
MERRA2_N41.500_E015.625	500000	4594264	45	50	Gennaio 1987 - Aprile 2017	29,2

La stazione di sito utilizzata per la stima della risorsa possiede un database che copre nella sua interezza 59,1 mesi di dati (periodo Agosto 2009 – Luglio 2014) che però vede come periodo di misurazione effettivo, al netto di gap del database e di parti filtrate, un intervallo di 57,9 mesi netti (con il 97.8 % di dati utili) poco inferiore a 5 anni di misura. Tale database rappresenta certamente una cospicua fonte di dati di input tale da rendere piuttosto affidabile il risultato atteso dalle simulazioni poiché il periodo di misura tiene certamente in conto le caratteristiche e le peculiarità legate alla stagionalità. Sono di seguito riportate le principali informazioni sulle caratteristiche della stazione anemometrica di sito, individuata come GR2, Mast di altezza complessiva 70 m s.l.t. ed una sintesi dei principali valori registrati dalla stessa durante tutto il periodo di monitoraggio, mentre per le informazioni di dettaglio, l'analisi dei dati e quant'altro di più specifico, si rimanda agli allegati.

Tabella 1: Dettagli sul periodo di misura della stazione anemometrica e della percentuale di validità dei dati misurati al lordo ed al netto delle perdite o delle parti filtrate per eventuali problematiche o anomalie

	Signal	Unit	Count	Of period	Mean	Max	Weibull mean	Weibull A par	Weibull k par
50,00m - C1	Mean wind speed, enabled	m/s	110233	60,90%	6,09	31,22	6,23	6,99	1,7588
50,00m - C1	Wind direction, enabled	Degrees	137051	75,70%	267,3	360			
50,00m - C1	Turbulence intensity, enabled		73313	40,50%	0,1243	0,7687			
40,00m - C2	Mean wind speed, enabled	m/s	137028	75,70%	5,53	31,06	5,72	6,4	1,6465
40,00m - C2	Wind direction, enabled	Degrees	137028	75,70%	267,3	360			
40,00m - C2	Turbulence intensity, enabled		81311	44,90%	0,1277	0,8184			
30,00m - C3	Mean wind speed, enabled	m/s	137028	75,70%	5,36	29,99	5,62	6,28	1,6638
30,00m - C3	Wind direction, enabled	Degrees	137028	75,70%	269,4	360			
30,00m - C3	Turbulence intensity, enabled		79574	44,00%	0,1333	0,8035			

Tabella 2: Dettagli dei valori medi mensili registrati dal sensore presente a quota 70 m s.l.t. durante l'intero periodo della campagna di monitoraggio.

	2009	2010	2011	2012	Mean
January		12,93		7,31	7,76
February				7,14	7,14
March			6,68	7,02	6,95
April			7,09	6,18	6,53
May		6,98		6,41	6,68
June		6	6,42	6,15	6,17
July	6,55	5,63	5,75	6,91	6,36
August	4,9		4,82	5,51	5,08
September	5,29		4,72	4,47	4,83
October	6,24		5,37	4,28	5,19
November	9,8		4,14	5,56	6,15
December	9,6		6,29	6,11	7,26
mean, all data	6,59	6,68	5,6	6,08	6,09

3.4.2 VALUTAZIONE DEI DATI MISURATI

L'intensità di vento caratteristica prevista nei punti di installazione della turbina ad altezza mozzo, è stata stimata basandosi principalmente su una statistica di vento calcolata sulla base dei dati anemometrici di sito relativi ad una serie disponibile di dati di circa 4 anni, tale stazione di misura è posta a circa 1,7 km dal punto di installazione della turbina A12 e presenta una differenza di quota altimetrica di 25 m. La disponibilità numerica dei dati validi di tale stazione ha tuttavia implicato un periodo effettivo di monitoraggio di circa 3 anni. In tal senso sono state utilizzate procedure di correlazione dati e stabilizzazione di lungo termine della statistica di vento con altra stazione di area con disponibilità di dati di circa 9 anni (TP_294). È stata inoltre eseguita una correlazione di lungo termine su base trentennale con una stazione satellitare del database MERRA2.

Le immagini seguenti sintetizzano le informazioni relative al dato di vento stabilizzato evidenziato nel punto dell'anemometro ad altezza 50 m s.l.t.

Tabella 3: Wind Statistic con evidenza dei parametri Weibull nel punto della stazione di misura calcolata ad altezza del sensore posto a quota 50 m s.l.t.

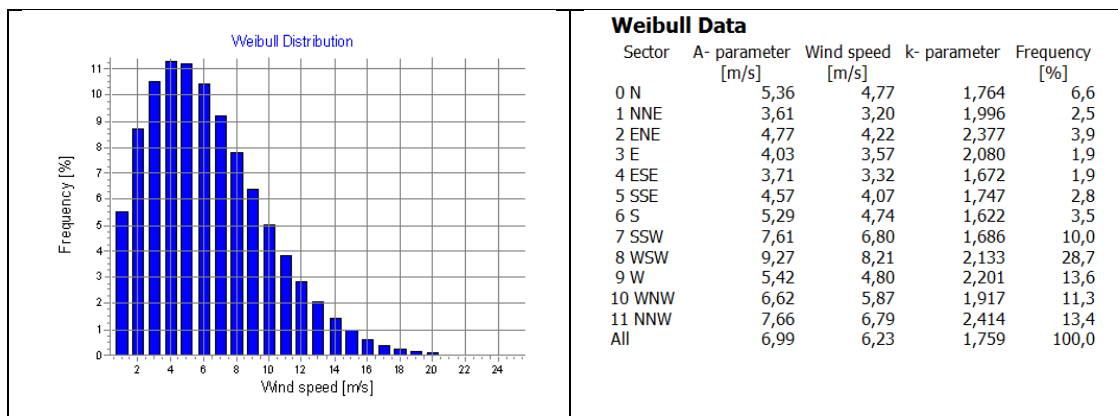
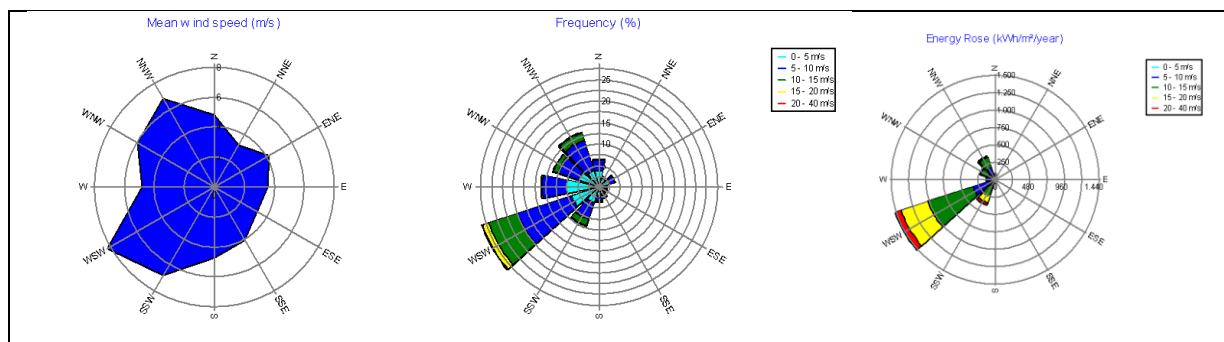


Tabella 4: Analisi delle direzioni del vento nel punto dell'anemometro ad altezza 70 m s.l.t. Nello specifico sono rispettivamente mostrate le direzioni per velocità del vento, in frequenza e la rosa energetica risultante.



3.4.3 SHEAR

Il wind shear, o legge di potenza α , indica la variazione verticale della velocità del vento al variare dell'altezza dal suolo ed è calcolato sulla base di due altezze di monitoraggio utilizzando il profilo della legge di potenza espressa come:

$$\alpha = \frac{\ln(V_{Z_1})}{\ln(V_{Z_2})} / \frac{\ln(Z_1)}{\ln(Z_2)}$$

con:

V_{Z_1} = velocità del vento misurata all'altezza 1 [m/s]

V_{Z_2} = velocità del vento misurata all'altezza 2 [m/s]

Z_1 = altezza di misura 1 sul livello del suolo [m]

Z_2 = altezza di misura 2 sul livello del suolo [m]

Il Wind shear (α) è fortemente dipendente dalle altezze di riferimento, dal range di velocità, dalle direzioni e dalla stagionalità.

A seguire l'immagine che mostra l'andamento del profilo utilizzato per i calcoli e la rispondenza con il profilo reale descritto dalla stazione di misura in sito.

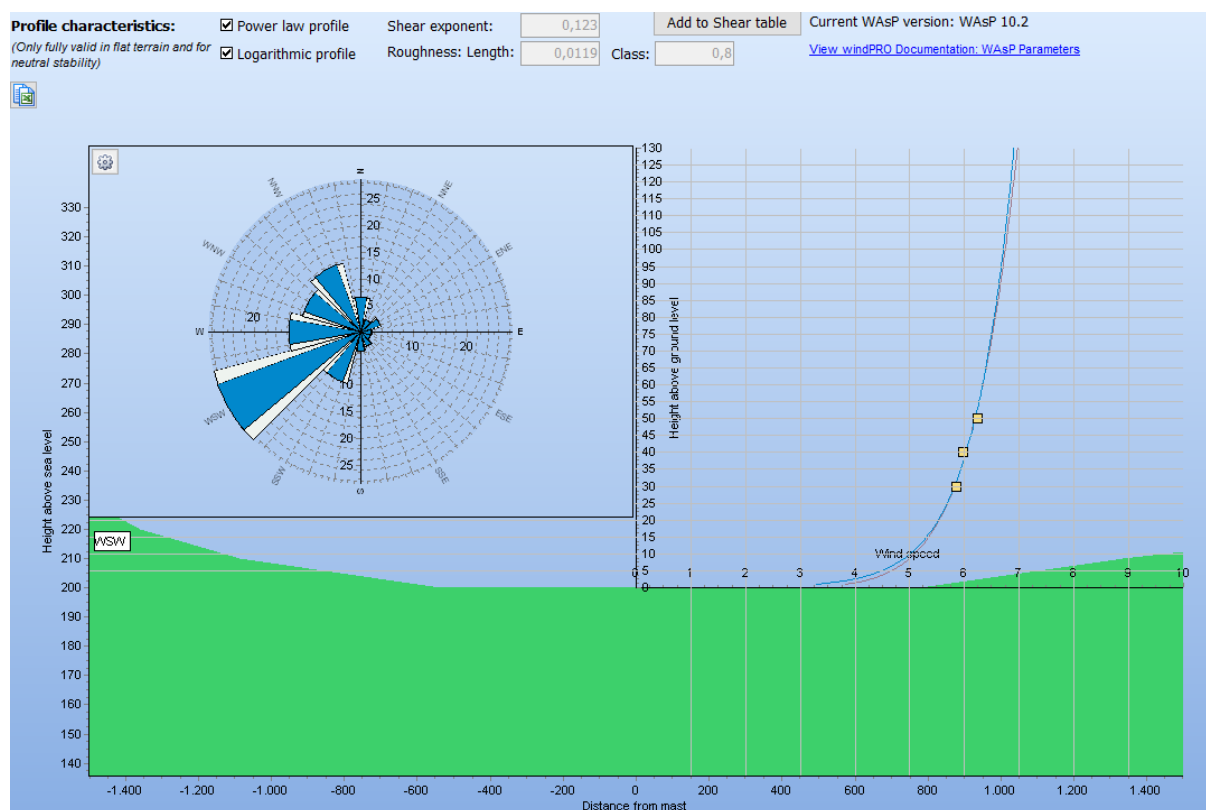


Figura 7: Profilo verticale calcolato con i dati del vento disponibili alle altezze di 30, 40 e 50 m

3.4.4 CARATTERISTICHE DI VENTOSITÀ PREVISTE AL SITO

Sulla base dei dati di input, ed in relazione alla orografia e rugosità del sito si riportano le caratteristiche anemologiche previste nel punto di installazione al mozzo della turbina A04 che può considerarsi quella mediamente rappresentativa

Weibull Data				
Current site				
Sector	A- parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k- parameter	Frequency [%]
0 N	6,33	5,65	1,686	7,5
1 NNE	4,19	3,77	1,545	3,2
2 ENE	4,94	4,38	1,932	4,0
3 E	4,61	4,12	1,686	2,7
4 ESE	4,48	4,06	1,463	2,6
5 SSE	5,19	4,68	1,510	3,5
6 S	6,06	5,49	1,459	4,6
7 SSW	8,00	7,19	1,576	7,8
8 WSW	10,75	9,52	2,033	19,4
9 W	7,97	7,09	1,811	12,8
10 WNW	8,32	7,37	2,084	16,6
11 NNW	8,71	7,71	2,162	15,2
All	7,92	7,07	1,693	100,0

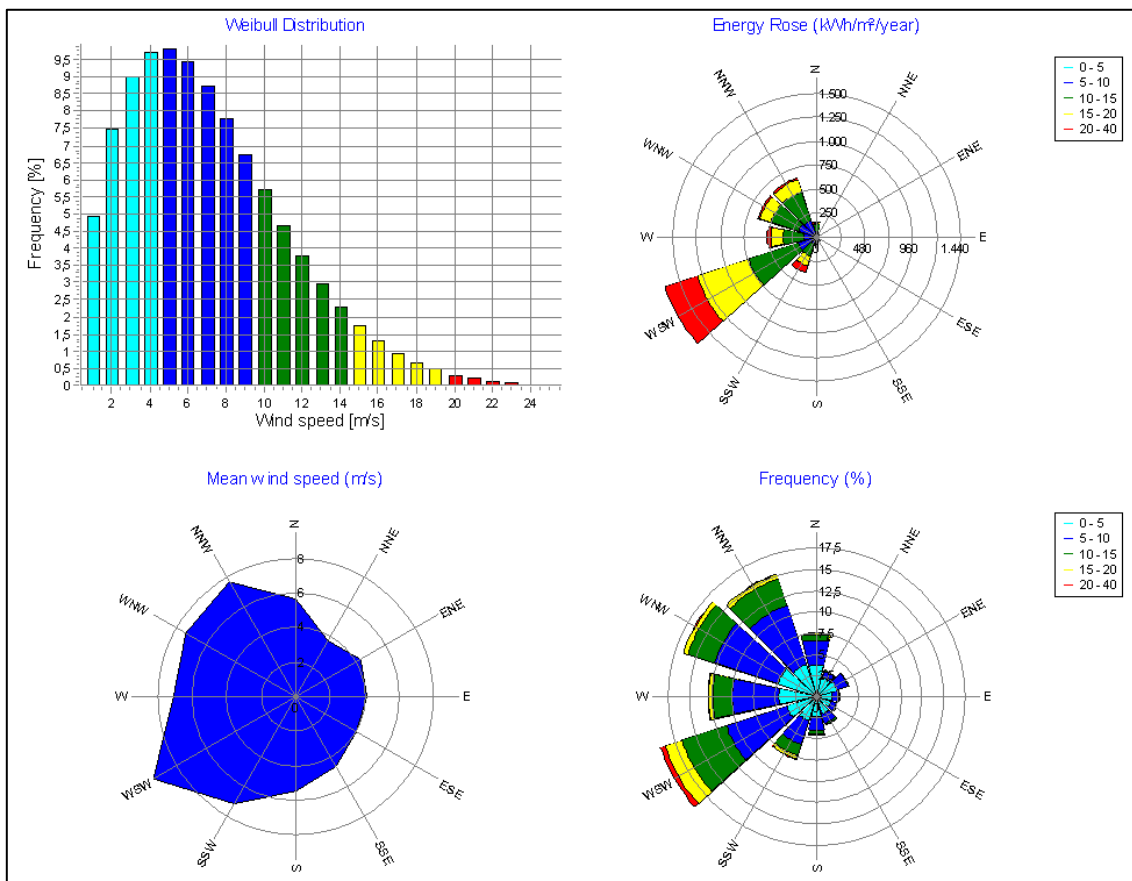


Figura 8: Caratteristiche anemologiche previste nel punto di installazione della turbina A04 ad altezza mozzo di 120 m s.l.t.

3.4.5 CLASSIFICAZIONE DI SITO

La Commissione Elettrotecnica Internazionale (IEC) stabilisce i requisiti standard di progettazione. La Norma IEC 61400-1 Ed.3 specifica le classi di progettazione con associate le relative velocità del vento estreme ed intensità di turbolenza. Modelli di turbolenza ed altre condizioni ambientali, quali la complessità topografica, sono altresì specificati come illustrato nella tabella che segue:

Classe di aerogeneratori		I	II	III	S
V_{ref}	(m/s)	50	42,5	37,5	Valori specificati dal progettista
A	I_{ref} (-)		0,16		
B	I_{ref} (-)		0,14		
C	I_{ref} (-)		0,12		

Tabella 5: Parametri di base per la classe della turbina (tutti i parametri sono riferiti all'altezza mozzo)

dove:

1. **Vref** è la velocità del vento di riferimento media su 10 minuti con un periodo di ricorrenza di 50 anni e rappresenta il parametro estremo di base utilizzato per definire le classi delle turbine eoliche (per una turbina progettata in classe S con una velocità di riferimento Vref, si intende che essa è progettata per resistere climi per cui la media estrema della velocità del vento media 10min con un periodo di ricorrenza di 50 anni è inferiore o uguale a Vref)
2. **A** indica la categoria con caratteristiche di turbolenza superiori;
3. **B** indica la categoria con caratteristiche di turbolenza medie;
4. **C** indica la categoria con caratteristiche di turbolenza inferiori;
5. **Iref** è il valore atteso dell'intensità della turbolenza a 15 m/s.;

In questo studio sono stati considerati i parametri di progettazione relativi ai dati tecnici ed alla classe eolica degli aerogeneratori pubblicati dai rispettivi produttori ed evidenziati nei paragrafi a seguire.

3.4.6 VREF

La Reference Wind Speed - V_{ref} , o velocità estrema del vento con un periodo di ritorno di 50 anni, è un importante parametro per l'analisi della classe eolica di appartenenza di un sito che determina quindi la scelta della turbina più adatta poiché ad essa è direttamente associato il carico nominale di progetto dell'aerogeneratore. Una buona indagine di tale parametro necessita di un'analisi sugli eventi estremi basata sulla distribuzione GEV/Gumbel.

Poiché questo approccio prende in considerazione solo un valore di velocità massimo per epoca (1 anno), il set di dati da cui sono tratti gli estremi epocali, deve essere lungo: Cook (1985) suggerisce l'utilizzo di una serie con almeno 20 anni di dati per ottenere risultati affidabili (20 valori estremi), e afferma che il metodo non va impiegato con serie aventi meno di 10 anni di dati. Nelle applicazioni legate all'energia eolica questa lunga serie di dati spesso non è disponibile e pertanto l'applicazione del metodo di Gumbel può portare a una stima della V_{ref} non affidabile.

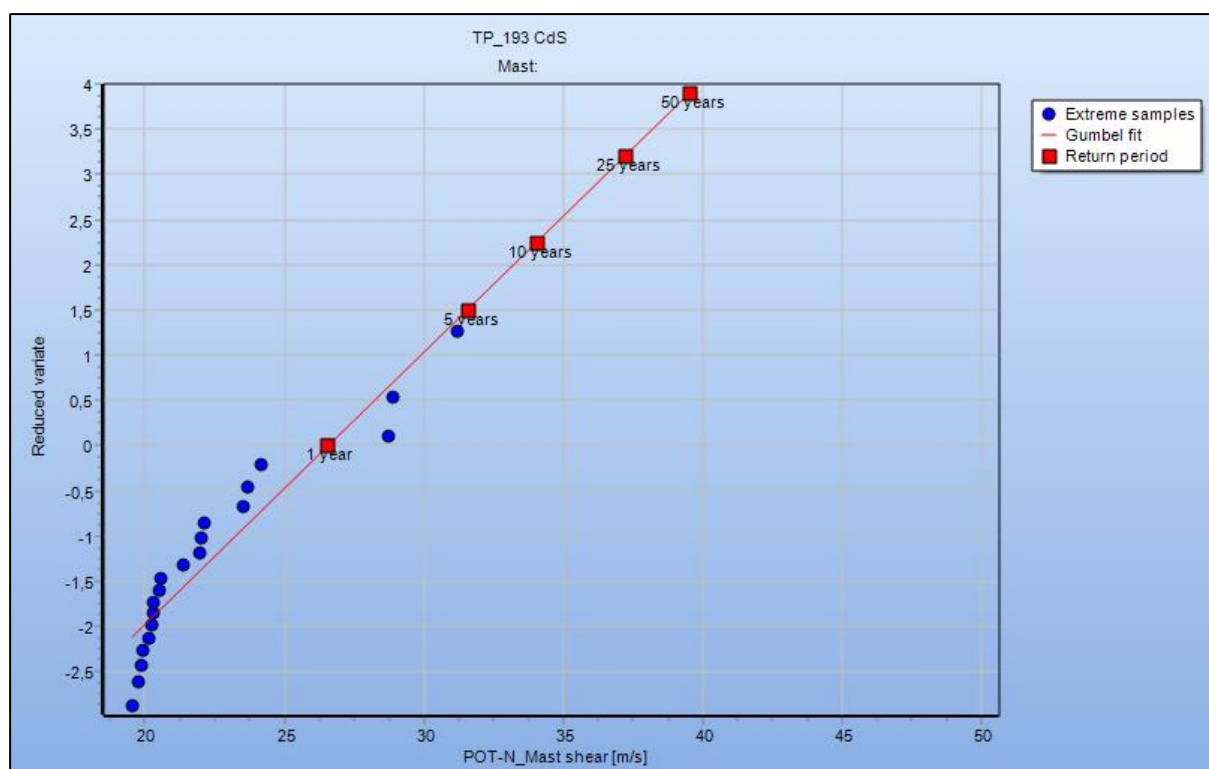
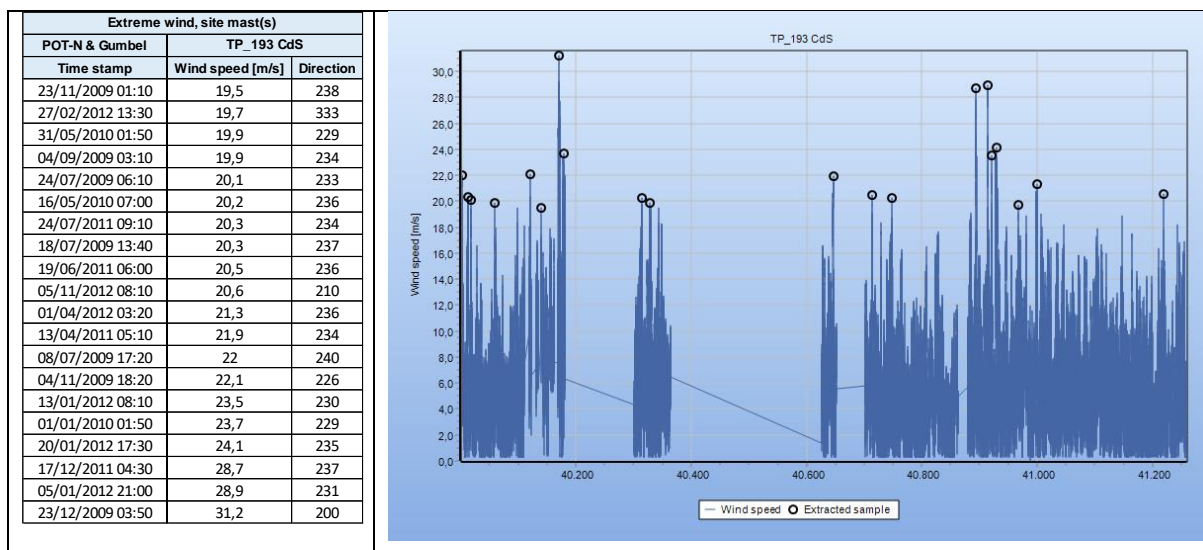
Un approccio alternativo per l'analisi dei valori estremi è quello che prende il nome di "Peak Over Threshold method" (P.O.T) che tende a fornire un insieme appropriato di valori ottenuto dall'analisi di eventi estremi indipendenti i cui valori minimi vengono considerati al di sopra di una soglia stabilita.

Il metodo POT tiene conto di tutte le velocità estreme indipendenti e identicamente distribuite che superano un valore specifico di soglia. I campioni delle velocità estreme possono essere analizzati con la funzione di distribuzione di "Gumbel" o altri tipi di funzioni di distribuzione (ad esempio la Gumbel modificata). Questo tipo di approccio è implementato nel software WindPro e richiede una combinazione appropriata nella scelta sia della soglia minima di valore estremo di riferimento, sia del tempo di separazione minimo tra gli eventi sulla base del quale poter selezionare i campioni indipendenti. Questi due parametri possono essere altamente determinanti sulla stima della V_{ref} e vengono scelti attraverso un processo iterativo. La scelta dei valori estremi può essere fatta sia sui dati reali di velocità del vento misurato, sia sul loro valore al quadrato.

In questo studio sono presentati i risultati della stima della V_{ref} secondo il metodo sopra descritto ossia partendo dai dati misurati a 50 m dalla stazione di sito "TP_193" durante tutto il periodo di riferimento Luglio 2009 – Dicembre 2012. La tabella seguente mostra i valori utilizzati per la stima della V_{ref} nel punto di installazione della stazione anemometrica "TP_193" a quota 50 m s.l.t.

Il valore calcolato di V_{ref} a 50 m nel punto della stazione di misura è pari a 39,6 m/s

Il valore di V_{ref} calcolato rientra nei parametri della classe II della IEC, si raccomanda dunque una successiva attenta ed approfondita analisi di classificazione IEC in quanto l'estrapolazione al mozzo di 120 m nelle diverse posizioni della windfarm potrebbe presentare valori superiori alla classe III che comportano degli accorgimenti in fase di progettazione esecutiva.

Tabella 6: Stima della V_{ref} estrapolazione dei massimi dai dati reali misurati dal sensore a 50 m della stazione di sito TP_193_CDS

Figura 9: Adattamento dei dati massimi estrapolati con i metodi descritti mediante distribuzione Gumbel su scala logaritmica

3.4.7 TURBOLENZA

La turbolenza è un parametro che fornisce un'informazione importante sulle caratteristiche fluidodinamiche della vena fluida in quanto restituisce la variabilità relativa della velocità del vento entro l'intervallo considerato. Ad esempio, un valore di turbolenza (TI) superiore a 0,18 (o equivalentemente 18%), indica un fenomeno ventoso piuttosto disturbato che potrebbe eventualmente sollecitare eccessivamente le macchine per la produzione di energia eolica ed inficiarne la produttività. In genere la turbolenza diminuisce man mano che ci si allontana dalla superficie terrestre in quanto gli ostacoli e l'orografia alterano il profilo fluidodinamico.

Per il sito in esame si riscontrano i seguenti valori, diagrammati in funzione della velocità media:

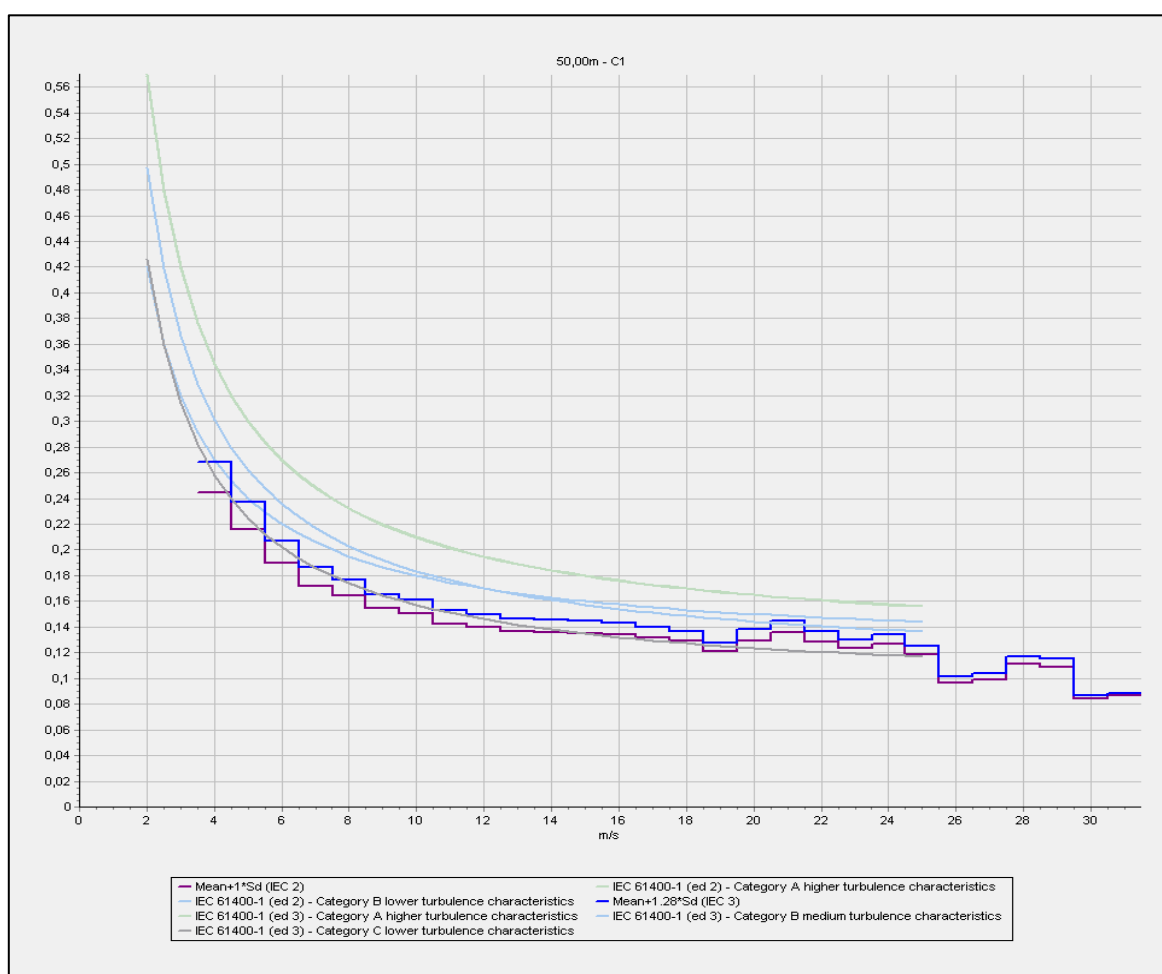


Figura 10: Turbolenza misurata a 50 m dalla stazione di misura di sito "TP_193 mast"

I valori di turbolenza riscontrati nel caso specifico si attestano essere sotto la soglia del limite di classificazione A della IEC 61400.

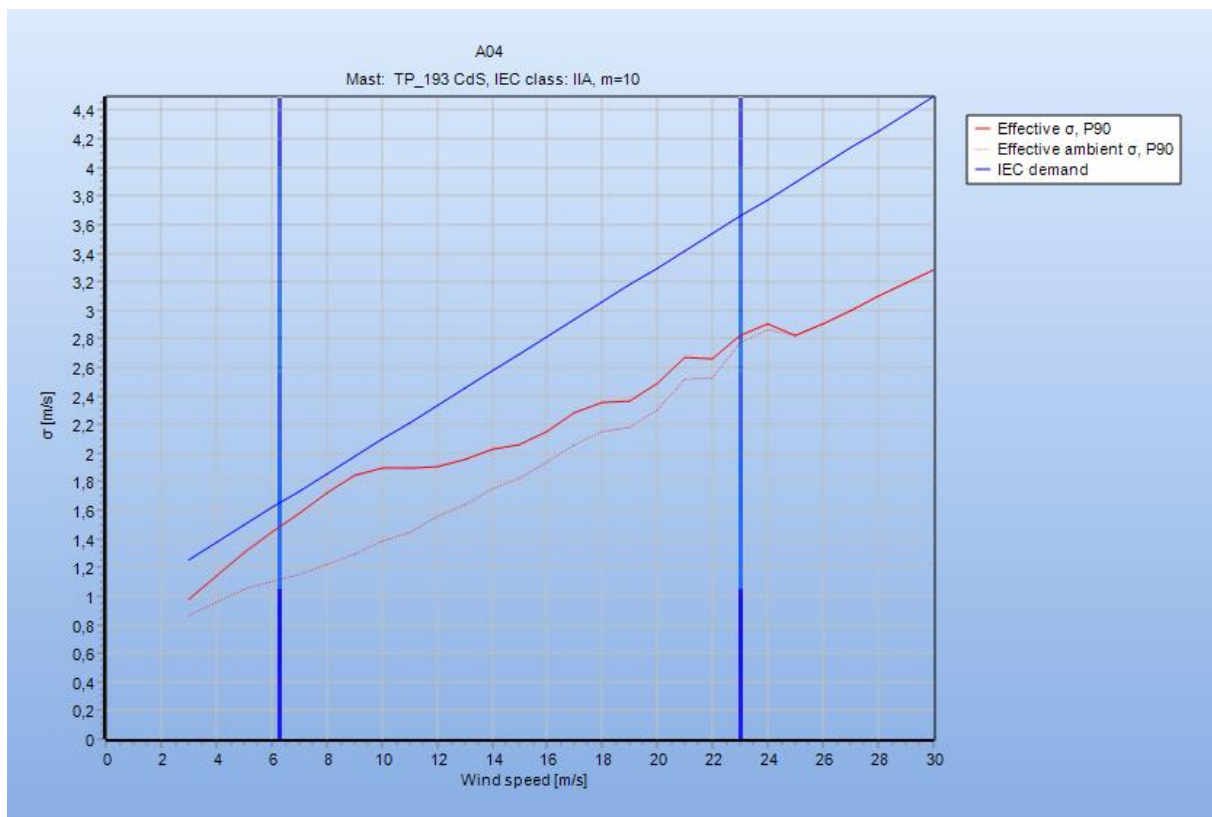


Figura 11: Dettaglio della turbolenza effettiva prevista alla turbina A04

3.4.8 DATI TECNICI AEROGENERATORE

A seguire sono la sintesi delle caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore di progetto con evidenza della curva di potenza utilizzata nel modello di simulazione

VESTAS V136 3.0-3.45 MW

Curva di potenza della turbina Vestas di potenza nominale sino a 3450 kW prodotta dalla Vestas con altezza del mozzo a 112 m utilizzata nella stima della produzione energetica. Sono proposte le curve di potenza nella configurazione a 3.0 MW e 3.45 MW

Technical Specifications	
OPERATIONAL DATA	
Rated power	3.0 – 3.45 – 4.2 MW
Cut-in wind speed	3 m/s
Cut-out wind speed	22.5 m/s
Re cut-in wind speed	20 m/s
Wind class	IEC IIIA/IEC IIB
Standard operating temperature range	from -20°C to +45°C with de-rating above 30°C*
SOUND POWER (Noise modes dependent on site and country)	
ROTOR	
Rotor diameter	136 m
Swept area	14,527 m ²
Air brake	full blade feathering with 3 pitch cylinders
ELECTRICAL	
Frequency	50/60 Hz
Converter	full scale
GEARBOX	
Type	two planetary stages and one helical stage
TOWER	
Hub heights	82 m (IEC IIIA), 112 m (IEC IIIA), 132 m (IEC IIIA/DIBt2) and 149m (DIBt5)
NACELLE DIMENSIONS	
Height for transport	3.4 m
Height installed (incl. CoolerTop®)	6.9 m
Length	12.8 m
Width	4.2 m
HUB DIMENSIONS	
Max. transport height	3.8 m
Max. transport width	3.8 m
Max. transport length	5.5 m
BLADE DIMENSIONS	
Length	66.7 m
Max. chord	4.1 m
Max. weight per unit for transportation	70 metric tonnes

Figura 12: Specifiche tecniche della turbina Vestas V136

HP curve comparison - Note: For standard air density

Vmean	[m/s]	5	6	7	8	9	10
HP value Pitch, variable speed (2013)	[MWh]	6.771	9.718	12.342	14.541	16.311	17.671
VESTAS V136 Cut 3000 136.0 !O! Level 0 - Mode 0 - Date: 2016-03-10	[MWh]	6.848	9.852	12.507	14.700	16.412	17.652
Check value	[%]	-1	-1	-1	-1	-1	0

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (kW/m²) and single/total speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.

For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report Jnr. 51171/00-0016 or see windPRO manual chapter 3.5.2.

The method is refined in BMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", Jan 2003.

Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

 Original data, Air density: 1,225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Wind speed [m/s]	Ct curve
3,0	49,0	0,20	3,0	0,87
3,5	127,0	0,33	3,5	0,84
4,0	224,0	0,39	4,0	0,83
4,5	339,0	0,42	4,5	0,84
5,0	480,0	0,43	5,0	0,84
5,5	651,0	0,44	5,5	0,83
6,0	857,0	0,45	6,0	0,83
6,5	1099,0	0,45	6,5	0,82
7,0	1382,0	0,45	7,0	0,81
7,5	1705,0	0,45	7,5	0,80
8,0	2067,0	0,45	8,0	0,79
8,5	2460,0	0,45	8,5	0,77
9,0	2849,0	0,44	9,0	0,73
9,5	3000,0	0,39	9,5	0,65
10,0	3000,0	0,34	10,0	0,56
10,5	3000,0	0,29	10,5	0,48
11,0	3000,0	0,25	11,0	0,40
11,5	3000,0	0,22	11,5	0,34
12,0	3000,0	0,20	12,0	0,30
12,5	3000,0	0,17	12,5	0,26
13,0	3000,0	0,15	13,0	0,23
13,5	3000,0	0,14	13,5	0,20
14,0	3000,0	0,12	14,0	0,18
14,5	3000,0	0,11	14,5	0,16
15,0	3000,0	0,10	15,0	0,15
15,5	3000,0	0,09	15,5	0,13
16,0	3000,0	0,08	16,0	0,12
16,5	3000,0	0,08	16,5	0,11
17,0	3000,0	0,07	17,0	0,10
17,5	3000,0	0,06	17,5	0,09
18,0	3000,0	0,06	18,0	0,09
18,5	3000,0	0,05	18,5	0,08
19,0	3000,0	0,05	19,0	0,08
19,5	3000,0	0,05	19,5	0,07
20,0	3000,0	0,04	20,0	0,06
20,5	3000,0	0,04	20,5	0,06
21,0	3000,0	0,04	21,0	0,06
21,5	3000,0	0,03	21,5	0,05
22,0	3000,0	0,03	22,0	0,05
22,5	3000,0	0,03	22,5	0,05

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

 Data used in calculation, Air density: 1,171 kg/m³ New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc. Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50-1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50-2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	41,8	0,18	2,50-3,50	49,4	49,4	0,5
4,0	212,1	0,39	3,50-4,50	189,4	238,8	2,2
5,0	458,4	0,43	4,50-5,50	403,4	642,2	5,9
6,0	819,1	0,45	5,50-6,50	677,8	1.320,0	12,1
7,0	1.321,3	0,45	6,50-7,50	990,7	2.310,8	21,3
8,0	1.977,5	0,45	7,50-8,50	1.297,1	3.607,9	33,2
9,0	2.732,7	0,44	8,50-9,50	1.479,4	5.087,3	46,8
10,0	3.000,0	0,35	9,50-10,50	1.388,1	6.475,4	59,6
11,0	3.000,0	0,26	10,50-11,50	1.128,9	7.604,3	70,0
12,0	3.000,0	0,20	11,50-12,50	885,3	8.489,7	78,1
13,0	3.000,0	0,16	12,50-13,50	677,0	9.166,6	84,3
14,0	3.000,0	0,13	13,50-14,50	505,9	9.672,6	89,0
15,0	3.000,0	0,10	14,50-15,50	370,5	10.043,1	92,4
16,0	3.000,0	0,09	15,50-16,50	266,6	10.309,7	94,8
17,0	3.000,0	0,07	16,50-17,50	189,1	10.498,8	96,6
18,0	3.000,0	0,06	17,50-18,50	132,5	10.631,2	97,8
19,0	3.000,0	0,05	18,50-19,50	91,8	10.723,0	98,7
20,0	3.000,0	0,04	19,50-20,50	63,1	10.786,1	99,2
21,0	3.000,0	0,04	20,50-21,50	42,9	10.829,0	99,6
22,0	3.000,0	0,03	21,50-22,50	28,9	10.857,9	99,9
23,0	3.000,0	0,03	22,50-23,50	11,6	10.869,5	100,0

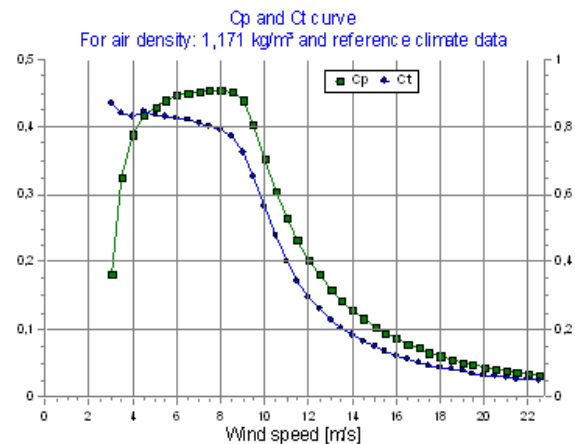
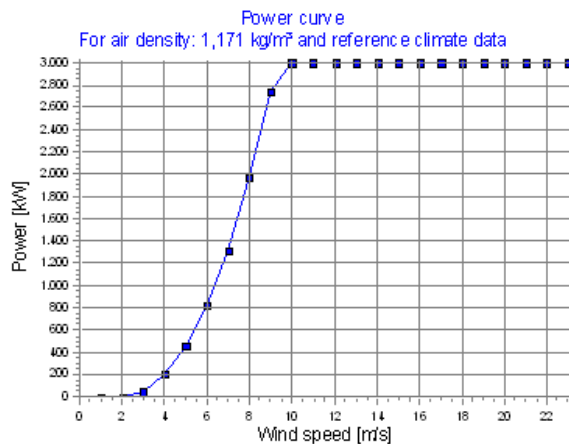


Figura 13: Curva di potenza della Vestas V136 nella configurazione a 3.0 MW alla densità dell'aria standard ed opportunamente scalata alla densità dell'aria di sito

VESTAS V136-3.45 3450 136.0 !O! Level 0- Calculated- Mode 0 - 11.02.2016 [MWh] 7.066 10.376 13.394 15.930 17.913 19.326
Check value [%] -1 -1 -1 -1 0 1

The table shows comparison between annual energy production calculated on basis of simplified "HP-curves" which assume that all WTGs performs quite similar - only specific power loading (KW/m²) and single/dual speed or stall/pitch decides the calculated values. Productions are without wake losses.

For further details, ask at the Danish Energy Agency for project report Jnr. 51171/00-0016 or see windPRO manual chapter 3.5.2.

The method is refined in EMD report "20 Detailed Case Studies comparing Project Design Calculations and actual Energy Productions for Wind Energy Projects worldwide", jan 2003.

Use the table to evaluate if the given power curve is reasonable - if the check value are lower than -5%, the power curve probably is too optimistic due to uncertainty in power curve measurement.

Power curve

Original data, Air density: 1,225 kg/m³

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Wind speed [m/s]	Ct curve
3,0	46,0	0,20	3,0	0,87
3,5	127,0	0,33	3,5	0,84
4,0	224,0	0,39	4,0	0,83
4,5	336,0	0,42	4,5	0,84
5,0	466,0	0,45	5,0	0,84
5,5	611,0	0,44	5,5	0,83
6,0	781,0	0,45	6,0	0,83
6,5	976,0	0,45	6,5	0,82
7,0	1.192,0	0,45	7,0	0,81
7,5	1.428,0	0,45	7,5	0,80
8,0	1.687,0	0,45	8,0	0,79
8,5	1.962,0	0,45	8,5	0,77
9,0	2.254,0	0,44	9,0	0,73
9,5	2.564,0	0,42	9,5	0,65
10,0	2.892,0	0,39	10,0	0,56
10,5	3.238,0	0,33	10,5	0,48
11,0	3.442,0	0,29	11,0	0,40
11,5	3.450,0	0,25	11,5	0,34
12,0	3.450,0	0,22	12,0	0,30
12,5	3.450,0	0,20	12,5	0,26
13,0	3.450,0	0,18	13,0	0,23
13,5	3.450,0	0,16	13,5	0,20
14,0	3.450,0	0,14	14,0	0,18
14,5	3.450,0	0,13	14,5	0,16
15,0	3.450,0	0,11	15,0	0,15
15,5	3.450,0	0,10	15,5	0,13
16,0	3.450,0	0,09	16,0	0,12
16,5	3.450,0	0,09	16,5	0,11
17,0	3.450,0	0,08	17,0	0,10
17,5	3.450,0	0,07	17,5	0,09
18,0	3.450,0	0,07	18,0	0,09
18,5	3.450,0	0,06	18,5	0,08
19,0	3.450,0	0,06	19,0	0,08
19,5	3.450,0	0,05	19,5	0,07
20,0	3.450,0	0,05	20,0	0,06
20,5	3.450,0	0,05	20,5	0,06
21,0	3.450,0	0,04	21,0	0,06
21,5	3.450,0	0,04	21,5	0,05
22,0	3.450,0	0,04	22,0	0,05
22,5	3.450,0	0,03	22,5	0,05
			23,0	0,00
			23,5	0,00
			24,0	0,00
			24,5	0,00
			25,0	0,00

Power, Efficiency and energy vs. wind speed

Data used in calculation, Air density: 1,177 kg/m³ New windPRO method (adjusted IEC method, improved to match turbine control) <RECOMMENDED>

Wind speed [m/s]	Power [kW]	Cp	Interval [m/s]	Energy [MWh]	Acc.Energy [MWh]	Relative [%]
1,0	0,0	0,00	0,50- 1,50	0,0	0,0	0,0
2,0	0,0	0,00	1,50- 2,50	0,0	0,0	0,0
3,0	42,6	0,18	2,50- 3,50	50,2	50,2	0,5
4,0	213,3	0,39	3,50- 4,50	190,6	240,9	2,5
5,0	460,6	0,43	4,50- 5,50	398,9	639,8	6,6
6,0	823,0	0,45	5,50- 6,50	653,8	1.293,6	13,3
7,0	1.327,5	0,45	6,50- 7,50	925,5	2.219,1	22,8
8,0	1.986,6	0,45	7,50- 8,50	1.166,2	3.385,3	34,7
9,0	2.744,3	0,44	8,50- 9,50	1.300,2	4.685,5	48,1
10,0	3.301,8	0,39	9,50-10,50	1.238,1	5.923,7	60,8
11,0	3.442,2	0,30	10,50-11,50	1.015,9	6.939,6	71,2
12,0	3.450,0	0,23	11,50-12,50	772,2	7.711,8	79,1
13,0	3.450,0	0,18	12,50-13,50	573,8	8.285,6	85,0
14,0	3.450,0	0,15	13,50-14,50	421,8	8.707,4	89,3
15,0	3.450,0	0,12	14,50-15,50	308,3	9.015,7	92,5
16,0	3.450,0	0,10	15,50-16,50	224,5	9.240,2	94,8
17,0	3.450,0	0,08	16,50-17,50	163,0	9.403,1	96,5
18,0	3.450,0	0,07	17,50-18,50	117,8	9.521,0	97,7
19,0	3.450,0	0,06	18,50-19,50	84,6	9.605,5	98,5
20,0	3.450,0	0,05	19,50-20,50	60,1	9.665,6	99,1
21,0	3.450,0	0,04	20,50-21,50	42,2	9.707,8	99,6
22,0	3.450,0	0,04	21,50-22,50	29,2	9.737,0	99,9
23,0	0,0	0,00	22,50-23,50	11,9	9.748,9	100,0

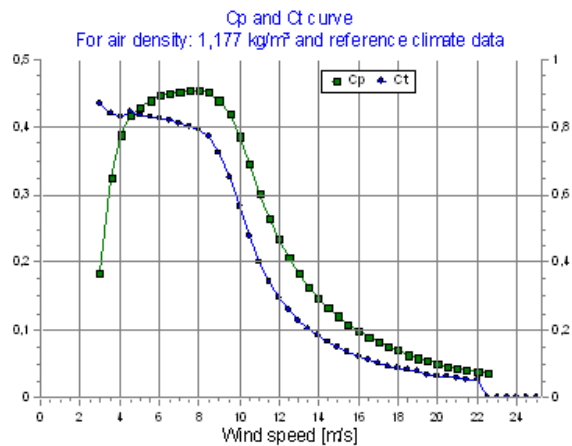
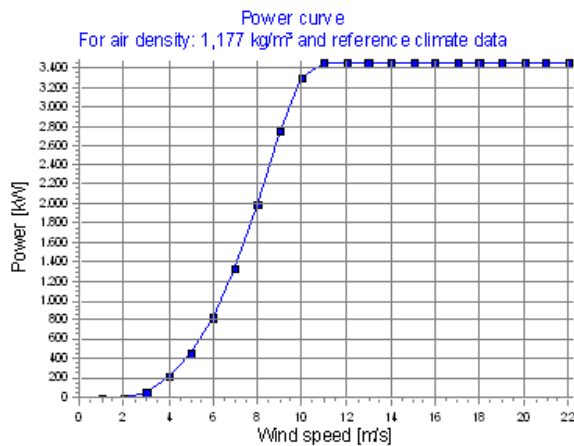


Figura 14: Curva di potenza della Vestas V136 nella configurazione a 3.45 MW alla densità dell'aria standard ed opportunamente scalata alla densità dell'aria di sito

3.4.9 LOCALIZZAZIONE GEOGRAFICA AEROGENERATORI

Si riportano nelle tabelle che seguono le caratteristiche e le coordinate degli aerogeneratori di progetto e di tutti quelli esistenti nell'area e considerate nel modello di simulazione.

Tabella 7: Coordinate dei punti di installazione delle turbine di progetto

ID WTG	WGS84 Est [m]	WGS 84 Nord [m]	Modello aerogeneratore	Potenza [KW]	Altezza mozzo s.l.t. [m]
A01	534894	4569512	VESTAS V136 3.000	3000	112,0
A02	535180	4569850	VESTAS V136 3.000	3000	112,0
A03	535553	4570129	VESTAS V136 3.000	3000	112,0
A04	535825	4570509	VESTAS V136 3.000	3000	112,0
A05	536083	4570874	VESTAS V136 3.000	3000	112,0
A06	536375	4571197	VESTAS V136 3.000	3000	112,0
A07	536681	4571535	VESTAS V136 3.000	3000	112,0
A08	536919	4569819	VESTAS V136-3.450	3450	112,0
A09	537303	4570052	VESTAS V136-3.450	3450	112,0
A10	537652	4570330	VESTAS V136-3.450	3450	112,0

Tabella 8: Coordinate e caratteristiche delle turbine esistenti ed autorizzate considerate nel modello di simulazione

ID WTG	UTM WGS84 Long. Est [m]	UTM WGS 84 Lat. Nord [m]	Modello aerogeneratore	Altezza mozzo s.l.t. [m]
ME.DEL04	535835	4567215	LEITWIND LTW77 800 kW 800 77.0	80
WTG "E.M."-L&L	542721	4562884	LEITWIND LTW90 1.00 IIIa 1000 90.0	80
DD.CDS01 PAS	538976	4571372	LEITWIND LTW77 0.90 IIa 900 77.0	60
ME.DEL07	537218	4564539	LEITWIND LTW80 800 kW 800 80.3	80
B01	539585	4564361	LEITWIND LTW77 1 MW IIa 1000 77.0	65
B02	539618	4564749	LEITWIND LTW77 1 MW IIa 1000 77.0	65
B03	539163	4564694	LEITWIND LTW77 1 MW IIa 1000 77.0	65
B04	539015	4564190	LEITWIND LTW77 1 MW IIa 1000 77.0	65
B05	539024	4563792	LEITWIND LTW77 1 MW IIa 1000 77.0	65
B06	538707	4563917	LEITWIND LTW77 1 MW IIa 1000 77.0	65
B07	538782	4564433	LEITWIND LTW77 1 MW IIa 1000 77.0	65
B08	538686	4564754	LEITWIND LTW77 1 MW IIa 1000 77.0	65
B09	538112	4564433	LEITWIND LTW77 1 MW IIa 1000 77.0	65
B10	538210	4564115	LEITWIND LTW77 1 MW IIa 1000 77.0	65
B11	537728	4564395	LEITWIND LTW77 1 MW IIa 1000 77.0	65
B12	537714	4564721	LEITWIND LTW77 1 MW IIa 1000 77.0	65
Me01	536868	4568474	NORTHERN POWER NPS 60C-24 60 24.0	37
Me02	535236	4571182	NORTHERN POWER NPS 60C-24 60 24.0	37
E01	534669	4568660	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0	85
E02	534592	4568452	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0	85
E03	534736	4568278	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0	85
E04	534979	4568302	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0	85
E05	535208	4568323	ENERCON E-70 E4 2,3 MW 2300 71.0	85
SE_01	538096	4567195	ENERCON E-82 2000 82.0	84,5
SE_02	538770	4567341	ENERCON E-82 2000 82.0	84,5
SE_03	538161	4566852	ENERCON E-82 2000 82.0	84,5
SE_04	538879	4566734	ENERCON E-82 2000 82.0	84,5
SE_05	538570	4566631	ENERCON E-82 2000 82.0	84,5
SE_06	537991	4566513	ENERCON E-82 2000 82.0	84,5
SE_07	538084	4566058	ENERCON E-82 2000 82.0	84,5
SE_08	538429	4566197	ENERCON E-82 2000 82.0	84,5
SE_09	538072	4568208	ENERCON E-82 2000 82.0	84,5
SE_10	537590	4568478	ENERCON E-82 2000 82.0	84,5
SE_11	537460	4567855	ENERCON E-82 2000 82.0	84,5
SE_12	537165	4567660	ENERCON E-82 2000 82.0	84,5
SE_13	536768	4567351	ENERCON E-82 2000 82.0	84,5
SE_14	538592	4568273	ENERCON E-82 2000 82.0	84,5
SE_15	538653	4567865	ENERCON E-82 2000 82.0	84,5
SE_16	538964	4567032	ENERCON E-82 2000 82.0	84,5
SE_17	538938	4566347	ENERCON E-82 2000 82.0	84,5
SE_18	539403	4566403	ENERCON E-82 2000 82.0	84,5
SE_19	538804	4566027	ENERCON E-82 2000 82.0	84,5
SE_20	539052	4565761	ENERCON E-82 2000 82.0	84,5
SE_21	539124	4565395	ENERCON E-82 2000 82.0	84,5
SE_22	539522	4565661	ENERCON E-82 2000 82.0	84,5
T01	536867	4567011	LEITWIND LTW77 1 MW IIa 1000 77.0	65
T02	536923	4566233	LEITWIND LTW77 1 MW IIa 1000 77.0	65
T03	537265	4566439	LEITWIND LTW77 1 MW IIa 1000 77.0	65
T04	538181	4567808	LEITWIND LTW77 1 MW IIa 1000 77.0	65

4 STIMA DI PRODUZIONE ENERGETICA

Nei paragrafi a seguire viene proposta la tabella di sintesi della stima di produzione energetica ed i dati tecnici della turbina utilizzata nell'analisi.

Nel calcolo eseguito si è tenuto in conto anche del deficit di produzione legato alle perdite tecniche stimate nella percentuale del 7% e dettagliate nei paragrafi successivi e del potenziale deficit energetico legato alla presenza di altri aerogeneratori già in esercizio in area limitrofa.

Le tabelle proposte mostrano quindi informazioni circa: produzione lorda, produzione al netto delle perdite di scia e produzione al netto delle perdite di scia e delle perdite tecniche.

Nello specifico, alla luce di quanto esposto, le produzioni attese dalle turbine di progetto sono state calcolate considerando anche le turbine già installate.

A seguire sono quindi proposte le tabelle di sintesi con le produzioni energetiche stimate e con il relativo calcolo dei livelli percentili di produzione elaborati per i punti di installazione individuabili in agro del Comune di Bovino (FG) attraverso le coordinate di seguito proposte riportate nel sistema di riferimento UTM WGS84.

Tabella 9: Sintesi della stima di produzione energetica attesa con l'utilizzo del modello di turbina proposto per i punti di installazione considerando anche l'effetto di perdita indotto dall'esistenza di tutte le turbine attualmente installate

ID WTG	WGS84 Est [m]	WGS 84 Nord [m]	Modello aerogeneratore	Potenza [KW]	Altitudin e s.l.m. [m]	Altezza mozzo s.l.t. [m]	Produzion e al netto delle scie [GWh]	Perdite di scia [%]	Net AEP -7% [GWh]	Vm [m/s]	Ore equivalenti [MWh/MW]	
A01	534894	4569512	VESTAS V136 3.000	3000	254	112,0	9,765	1,58	9,082	6,20	3027	
A02	535180	4569850	VESTAS V136 3.000	3000	256	112,0	9,679	4,88	9,001	6,29	3000	
A03	535553	4570129	VESTAS V136 3.000	3000	290	112,0	10,663	6,57	9,916	6,82	3305	
A04	535825	4570509	VESTAS V136 3.000	3000	280	112,0	10,869	4,59	10,109	6,81	3370	
A05	536083	4570874	VESTAS V136 3.000	3000	274	112,0	10,803	4,81	10,047	6,80	3349	
A06	536375	4571197	VESTAS V136 3.000	3000	260	112,0	10,567	5,97	9,827	6,75	3276	
A07	536681	4571535	VESTAS V136 3.000	3000	241	112,0	10,351	5,78	9,626	6,63	3209	
A08	536919	4569819	VESTAS V136-3.450	3450	240	112,0	10,312	7,15	9,590	6,43	2780	
A09	537303	4570052	VESTAS V136-3.450	3450	232	112,0	9,749	11,98	9,066	6,43	2628	
A10	537652	4570330	VESTAS V136-3.450	3450	224	112,0	9,747	11,74	9,065	6,41	2628	
MEAN VALUES									6,50	9,533		3041
TOTAL				31350			102,505		95,329			

4.1 ANALISI DELLE PERDITE TECNICHE

Le potenziali sorgenti che possono indurre perdite di produzione energetica sono note e sono state considerate come perdite tecniche nei loro valori percentuali empirici. Tali valori sono stati quindi detratti dalla produzione lorda attesa. È importante sottolineare che nel caso specifico i valori più consistenti sono stati associati alla disponibilità della turbina per quanto concerne le perdite tecniche ed alla affidabilità della Power Curve per quanto concerne le incertezze. Il motivo di tali valori più elevati rispetto allo standard medio di riferimento, è da ricercare nel fatto che la potenza della turbina in oggetto è frutto di un depotenziamento meccanico della reale potenza nominale del generatore.

Tabella 10: Dettaglio delle perdite tecniche considerate nel calcolo

PERDITE TECNICHE		
Specifica	Input	Valore perdita [%]
Produzione lorda [GWh]	Calcolato	113,954
Perdite di scia / Wake loss [%]	Calcolato	6,26
Produzione al netto delle perdite di scia [GWh]	Calcolato	106,822
Disponibilità		
Disponibilità Aerogeneratore	Guaranteed	3
Balance of plant (BOP)	Assunzione	0,5
Disponibilità Rete elettrica	Assunzione	0,5
Disponibilità/Altro	Assunzione	0
Perdite prestazionali		
Isteresi per Venti elevata intensità	Assunzione	0,2
Variabilità del campo di flusso di ventoso	Assunzione	0,2
Perdite prestazionali/altro (Icing/degradazione eliche)	Assunzione	0
Perdite Elettriche		
Perdite elettriche per dispersioni		2,1
Degradazione impianto		0,1
Perdite per cause Ambientali		
Perdite prestazionali per cause diverse da "icing"	Assunzione	0,1
Fermo macchina per fulminazioni/grandinate/altro	Assunzione	0,1
Temperature estreme	Assunzione	0
Inaccessibilità e cause di forza maggiore	Assunzione	0,1
Vegetazione limitrofa (Crescita/Abbattimento)	Assunzione	0
Perdite per Limitazioni/Decurtazioni		
Wind sector management	Assunzione	0
Rete elettrica (limitazioni/ordini di dispacciamento)	Assunzione	0,1
Limitazioni in potenza emessa concordata	Assunzione	0
Limitazioni in potenza per riduzioni emissioni acustiche	Calcolato	0
Limitazioni in potenza per riduzioni flickering	Calcolato	0
Limitazioni in potenza per avifauna/chiritterofauna	Assunzione	0
Limitazioni/altro	Assunzione	0
Totale perdite tecniche	Calcolato	7,0
Produzione al netto perdite tecniche [MWh]	Calcolato	99,345

4.2 ANALISI DELLE INCERTEZZE

In merito alle altre fonti di incertezze, è noto che gli studi legati alla meteorologia, tradizionalmente basati su considerazioni probabilistiche, hanno un elevato margine di incertezza che, nonostante le più moderne tecniche di modellazione, impedisce previsioni sicure. Le principali fonti di incertezza sono di seguito elencate:

- incertezza sui dati misurati: corretta installazione degli strumenti di misura, calibrazione degli strumenti, manutenzione ai sensori, etc...;
- incertezza legata alla previsione di lungo termine sulla base di dati relativi a un numero limitato di mesi (e comunque non sulla base di serie storiche estese ad alcune decine di anni);
- incertezze legate alle condizioni di ventosità nelle aree adiacenti al palo anemometrico;
- mutamenti climatici registrati negli ultimi anni.

È chiaro che la previsione ha un grado di incertezza che è tanto maggiore quanto più limitato è l'arco temporale interessato dall'analisi, nel senso che se volessimo stimare la velocità media del vento del prossimo mese o della prossima settimana si stimerebbe un numero con un grado di incertezza elevato; il carattere di stagionalità e quindi di incertezza della risorsa eolica è tanto più ridotto quanto maggiore è l'arco temporale cui ci si riferisce.

Le incertezze afferenti alla variabile velocità sono state opportunamente riportate in incertezza energetica tramite un fattore di sensitività calcolato attraverso il software WPRO per lo specifico sito. Per quanto concerne l'incertezza legata all'oscillazione meteorologica, la stazione storica presente anch'essa in sito ha consentito una buona stabilizzazione della velocità media al mozzo sul lungo periodo, con forte riduzione di tale incertezza sebbene nella valutazione complessiva è stata comunque tenuta in conto l'incertezza relativa alla variabilità del vento su basi temporali di 1 e 10 anni. Le più recenti pubblicazioni del settore, nonché l'analisi dati su serie storiche locali, individuano l'oscillazione sui valori di velocità media nell'arco temporale di un anno intorno ad un valore del 6% mentre l'oscillazione sui valori di velocità media riferiti ad una media di dieci anni è invece di circa il 2%, il dato è confermato dalla stazione di lungo termine scelta nell'analisi. Con le incertezze calcolate è stato inoltre possibile valutare le probabilità di superamento di un assegnato valore di produzione (calcolo dei percentili) come riportato nelle tabelle seguenti. I percentili su base annua danno una indicazione del peggio che ci si può attendere in un anno particolarmente sfavorevole; i percentili su base decennale sono quelli da utilizzare per le analisi finanziarie in quanto danno una indicazione di cosa accade alle producibilità con trend sfavorevole su base di lungo periodo, in relazione a tutti i parametri di incertezza che hanno concorso nella stima, primo fra tutti, l'oscillazione meteorologica. I valori di incertezza ed i livelli percentili di produzione calcolati sono riportati a seguito della stima di producibilità.

 TENPROJECT	RELAZIONE DI STIMA DI PRODUCIBILITÀ DELL' IMPIANTO EOLICO	Codice Revisione Data di creazione Data revisione Pagina	GE.BOV01..PD.SP 00 27/06/2017 16/10/2018 29 di 30
---	--	---	---

Tabella 11: Dettaglio della valutazione delle incertezze

Valutazione delle incertezze		
Valore di Sensività - Energia/Vento (Stvty: [%AEP] / %[m/s])	2	
Incertezza Parametri Anemologici	Inc.V.vento [%]	Inc.Energia [%]
Campagna di misura/Affidabilità/Analisi dati	2,2	4,4
Correlazione dati di lungo termine (MCP/LTS)	1,7	3,4
Variabilità annuale Vm	6,5	13,0
Variabilità decennale Vm	2,1	4,1
Variabilità Futura Trend Ventosità	1,5	3,0
Parametri Anemologici/Altro	1,0	2,0
Incertezza Modello di flusso e di simulazione		
Modellazione ed Estrapolazione Verticale	1,8	3,6
Modellazione ed Estrapolazione Orizzontale	1,8	3,6
Modello di flusso e simulazione/Altro	1,5	3,0
Incertezza Produzione Energetica Sistemi di Trasformazione		
Curva di Potenza Aerogeneratore	2,5	5
Sistemi di misura	1	2,0
Produzione energetica/Altro	0	0,0
Totale incertezza base 1 anno	8,32	16,64
Totale incertezza base 10 anni	5,58	11,17

Sulla base delle incertezze sopra dettagliate, ipotizzando un processo gaussiano sono state calcolate le probabilità di superamento sulla base di due diversi periodi (1 anno e 10 anni) sintetizzate nella tabella seguente.

Tabella 12: Probabilità di superamento

Probabilità di superamento Periodo base		P50	P75	P90
1 ANNO	[MWh]	95.329	84.631	75.002
	FLEOH [MWh/MW]	3.041	2.700	2.392
10 ANNI	[MWh]	95.329	88.148	81.685
	FLEOH [MWh/MW]	3.041	2.812	2.606

5 CONCLUSIONI

Con l'installazione del modello di aerogeneratore ipotizzato Vestas V136 3.0 e 3.45 MW è stata calcolata una resa energetica certamente soddisfacente che prevede una produzione netta pari a 95,329 GWh annui corrispondenti a 3041 ore equivalenti pur decurtando una percentuale di perdite tecniche pari al 7 %.

**ALLEGATO 1 : DICHIARAZIONE DI ASSEVERAZIONE DEL TECNICO**

Oggetto : Asseverazione sulla stima di produzione di impianti eolici

Il sottoscritto Massimo Lepore, nato a San Giorgio del Sannio (BN) il **27/11/1971** ed ivi residente alla **via Barone Nisco n° 61**, iscritto all'Ordine degli ingegneri di BN al n° 1394, in qualità di Tecnico Competente, consapevole delle sanzioni penali nel caso di dichiarazioni non veritiere e falsità negli atti richiamate dall'art.76 D.P.R. 28 dicembre 2000, n. 445, e consapevole che qualora dal controllo emerga la non veridicità del contenuto della dichiarazione, si decade dai benefici eventualmente conseguiti al provvedimento, come stabilito dall'art. 75 del medesimo D.P.R.

DICHIARA

Di aver redatto la presente relazione nel rispetto della normativa vigente e nell'ottica della rispondenza alla IEC 61400-1 per la stima di produzione. Lo studio è stato condotto mediante modello di simulazione dei flussi ventosi costruito con l'ausilio di software specifico WPRO/WASP basato su metodologia Windatlas con contributo di utilizzo del modello N.O. Jensen 2005 per il di calcolo de perdite di scia, unitamente al modello S.Frandsen 1999 – "Effective Turbulence Model" per il calcolo delle turbolenze indotte.

San Giorgio del Sannio (BN), li 16/10/2018

In Fede

