

REGIONE PUGLIA**PROVINCIA DI FOGGIA****COMUNE DI CERIGNOLA**

Denominazione Impianto:

CERIGNOLA

Ubicazione:

Comune di Cerignola (FG)
Località "BELLAVEDUTA"

Fogli: 407/418/419/439/420

Particelle: varie

PROGETTO DEFINITIVO

di un Parco Eolico composto da n. 9 aerogeneratori di potenza nominale pari a 6,2 MW ,
 da ubicarsi in agro del comune di Cerignola (FG) - località "BELLAVEDUTA"
 e delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili da ubicarsi in agro del comune di Cerignola (FG)

PROPONENTE

CERIGNOLA WIND SRL

Corso Italia, 27

Bolzano (BZ) - 20148

P.IVA 10300050969

PEC: cerignolawind@emswind.it

ELABORATO

Tav n°

RE02

RELAZIONE PRODUCIBILITA' ATTESA

Scala

Aggiornamenti	Numero	Data	Motivo	Eseguito	Verificato	Approvato
	Rev 0	Ottobre 2023	Istanza VIA art.23 D.Lgs 152/06 - Istanza Autorizzazione Unica art.12 D.Lgs 387/03			

PROGETTAZIONE GENERALE

STUDIO DI INGEGNERIA Ing. Michele R.G. CURTOTTI

Viale Il Giugno n. 385

71016 San Severo (FG)

Ordine degli Ingegneri di Foggia n. 1704

mail: ing.curtotti@alice.itpec: ing.curtotti@pec.it

Cell:339/8220246

Spazio Riservato agli Enti



CERIGNOLA WIND	WIND FARM BELLAVEDUTA Relazione Producibilità attesa	Ottobre 2023
----------------	---	--------------

1. PREMESSA

La presente Relazione Tecnica ha come oggetto la stima della producibilità energetica attesa (Annual Energy Production, *di seguito*: A.E.P.) del progetto di un impianto industriale per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento (*di seguito*: impianto eolico) che la Società Cerignola Wind intende realizzare nel Comune di Cerignola (FG), in località "Bellaveduta".

L'impianto di progetto prevede la realizzazione di n° 9 aerogeneratori ad asse orizzontale di grande taglia collocati su torri tubolari, per i quali, ai fini delle simulazioni della producibilità, è stato assunto il modello di turbina eolica Vestas V162, avente un'altezza al mozzo (H_{Hub}) di 118 m, e un diametro rotore (D_{Rotor}) di 162 m, per una potenza nominale di 6,2 MW.

Il presente studio si basa sull'acquisizione e successiva elaborazione dei dati anemometrici di velocità e direzione del vento da banche dati satellitari, estesi su un range temporale di 10 anni.

Lo studio anemologico delle serie di dati di ventosità, necessario ai fini dell'individuazione della wind rose, la successiva fase di micrositing, e infine la stima dell'A.E.P., sono stati condotti mediante l'ausilio del software di modellizzazione fluidodinamica WindPro, specifico per l'analisi del flusso di vento e del calcolo della stima dell' A.E.P.

CERIGNOLA WIND	WIND FARM BELLAVEDUTA Relazione Producibilità attesa	Ottobre 2023
----------------	---	--------------

2. INQUADRAMENTO DELL'AREA D'IMPIANTO

Cerignola è un Comune della Provincia di Foggia con circa 56.978 abitanti; è situato a SE del capoluogo di provincia, confina con i comuni di Ascoli Satriano, Canosa di Puglia (BT), Carapelle, Foggia, Lavello (PZ), Manfredonia, Ortona, Orta Nova, San Ferdinando di Puglia (BT), Stornara, Stornarella, Trinitapoli (BT), Zapponeta.

L'abitato del comune è posto a circa 120 m. s.l.m.

Il territorio di Cerignola ha una estensione in termini di superficie di circa 593,92 Km².

L'orografia pianeggiante e poco complessa si colloca in un contesto geografico tipico dell'Alto Tavoliere. La copertura del suolo, adibita prevalentemente a seminativi, presenta scarsa vegetazione costituita per la maggior parte da arbusti.

Il layout originale dell'impianto eolico di progetto, costituito da complessivi n° 9 aerogeneratori così nominati: ID.: A1, A2, A3, A4, A5, A6, A7, A8, A9, è interamente localizzato nel territorio comunale di Cerignola (FG), in località "Belladonna".

Nella **Tabella 2.1.** sono riportate le coordinate degli aerogeneratori di progetto, espresse nel sistema di riferimento UTM/WGS84 - Fuso 33:

Tabella 2.1.: Coordinate dei n° 9 aerogeneratori (ID.: A1, A2, A3, A4, A5, A6, A7, A8, A9) del layout di progetto.

ID. WTG	Coordinate aerogeneratori (UTM/WGS84 - Fuso 33)	
	EST	NORD
A1	571413.5833	4559571.6537
A2	571218.8795	4559148.4001
A3	571029.0170	4558756.4471
A4	570315.6664	4558485.3921
A5	570025.2107	4558121.2333
A6	569831.9794	4557710.0878
A7	567501.1750	4558910.2118
A8	567009.7370	4558713.2071
A9	566419.4319	4558568.8698

Il punto d'installazione della torre anemometrica virtuale (TA Code: SPC1), finalizzata alla valutazione delle capacità eoliche e alla puntuale indagine sul potenziale energetico del sito, è indicata di seguito (**Tabella 2.2.**). Le coordinate sono espresse nel sistema di riferimento UTM/WGS84 - Fuso 33:

Tabella 2.2.: Coordinate della torre anemometrica (ATA Code: SPC1).

ID. Torre anemometrica	Coordinate Torre anemometrica (UTM/WGS84 - Fuso 33)	
	EST	NORD
SPC1	569614	4559071

La localizzazione su base cartografica IGM (Scala: 1:25.000) degli aerogeneratori del layout di progetto e della torre anemometrica sono riportati nella figura seguente (vedi Figura 2.1.).

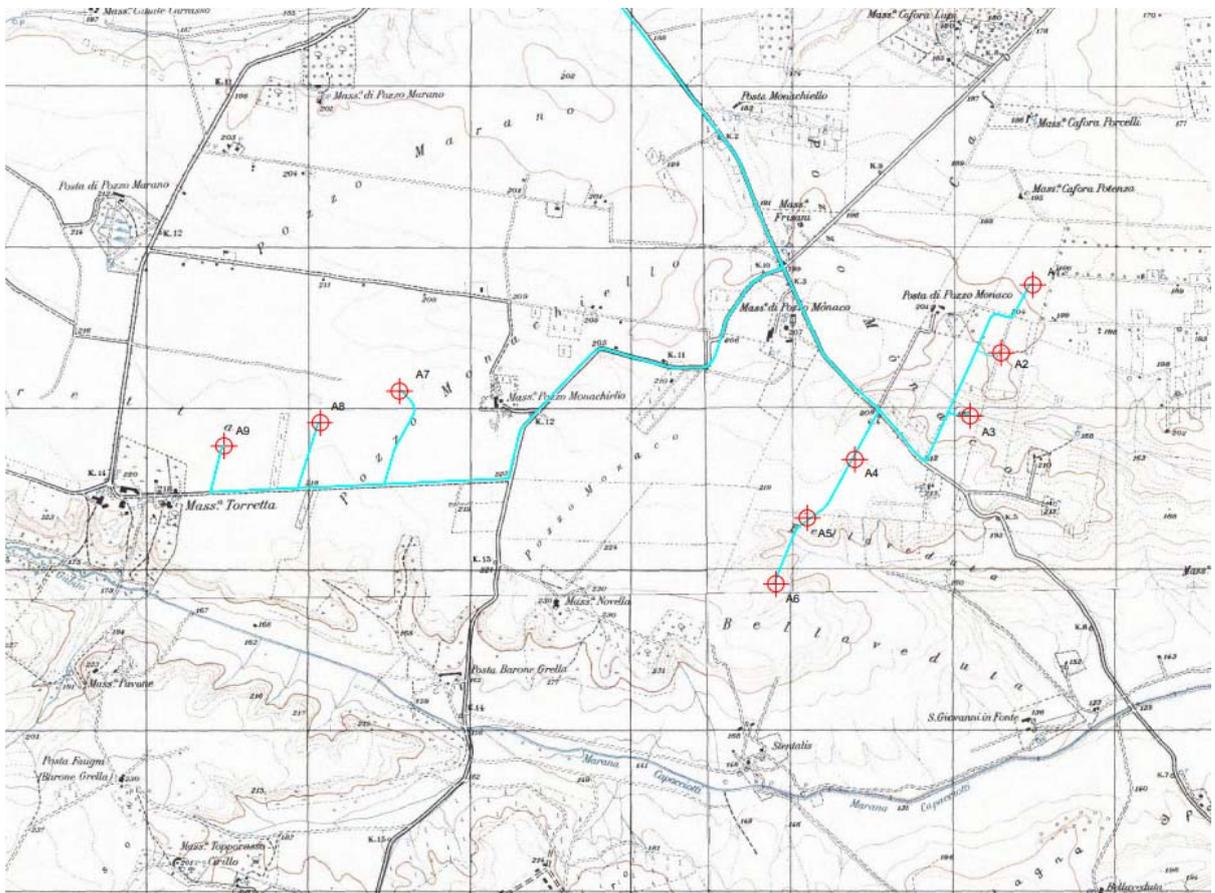


Figura 2.1.: Localizzazione su base cartografica IGM (Scala: 1:25.000)

CERIGNOLA WIND	WIND FARM BELLAVEDUTA Relazione Producibilità attesa	Ottobre 2023
----------------	---	--------------

3. ROUGHNESS COEFFICIENT & HEIGHT DATA

Un fattore non trascurabile nella valutazione della velocità media del vento è la rugosità del terreno, con la quale s'intende la capacità degli elementi orografici presenti nel rallentare i flussi di corrente.

Con l'aumento di quota tale fattore esercita un'influenza minore, permettendo una progressiva accelerazione delle velocità medie; così, se una wind farm è localizzata su un terreno completamente pianeggiante, con una rugosità uniforme, allora le caratteristiche di velocità del vento saranno le stesse su tutta la regione.

Pertanto, al fine di procedere alla stima della producibilità energetica attesa del parco eolico di progetto, è necessario calcolare la variazione della velocità del vento attraverso il paesaggio; questa variazione dipende dalla direzione del vento e dall'altezza rispetto al suolo.

I dati di orografia e di rugosità della site region sono dunque fondamentali per una corretta analisi del flusso di vento (nel seguito: "*Wind Flow*") sulla regione delle turbine eoliche.

Nell'eolico, il *roughness coefficient* si riferisce alla misura di scabrezza del terreno assumendo come riferimento la quota zero del suolo. Misurare questo parametro geometricamente è un'operazione particolarmente complessa che quasi mai viene fatta, nonostante la grande influenza che questo parametro ricopre nella stima della risorsa ventosa.

La determinazione dei parametri locali di rugosità, infatti, richiede sia i dati del profilo del vento osservati su un anemometro sufficientemente alto, o anche osservazioni di turbolenza o di raffiche di vento da un anemometro esposto a un livello ben sopra la media di altezza degli ostacoli vicini; tali dati sono raramente disponibili nelle situazioni di lavoro.

Per ovviare a questa impossibilità sono state definite delle tavole di riferimento riportanti i valori di *roughness* al variare del tipo di terreno presente.

Questa misura nelle applicazioni eoliche è definita come l'area frontale dell'elemento che contrasta il vento diviso per l'area che l'ostacolo stesso occupa; indicata con la lettera z_0 , è solitamente espressa in metri.

Nella **Tabella 3.1.** è riportata una classificazione per questa misura; in essa si riportano l'indice di scabrezza z_0 per diversi tipi di terreno.

La più valida revisione dei parametri di rugosità ha coperto una gamma piuttosto ampia di tipologie di terreni, e usato solamente osservazioni effettuate ad altezze sufficienti; essa fu pubblicata da Deavenport nel 1960; in seguito furono pubblicate altre liste di parametri di rugosità, molte dei quali hanno usato osservazioni di qualità minore e contenevano pochi o nessun dato osservati dopo il 1969.

La ricchezza dei dati di rugosità da tutti gli esperimenti sugli strati limite pubblicati furono revisionati da Wieringa (1993) per terreni rurali omogenei, comprese le foreste. La rugosità effettiva delle tipologie reali di paesaggio, indipendentemente dall'omogeneità, fu dimostrata da lui essere molto correttamente descritta dalla Classifica Davenport del 1960.

Wieringa (1992) ha esteso quella classificazione a tipologie di terreno con minore rugosità, come il mare.

CERIGNOLA WIND	WIND FARM BELLAVEDUTA Relazione Producibilità attesa	Ottobre 2023
----------------	---	--------------

Per definire la conformazione di un terreno, in letteratura sono state individuate n° 8 classi di rugosità nell'ambito della classificazione internazionale di Davenport dell'effettiva rugosità del terreno¹ (aggiornata al 2001).

Per stimare la rugosità (visivamente o dalle mappe), Davenport classifica allora tutti i dati disponibili per una vasta gamma di terreni.

La descrizione di Davenport di n° 8 classi d'effettiva rugosità aerodinamica di tipologie di terreno reali è aggiornata a oggi, riassumendo oltre settantacinque attendibili esperimenti su terreni omogenei e disomogenei. È utilizzata dall'WMO e dall'ASCE, ma non ancora in Europa.

Wieringa [Bull.Am.Met.Soc., 1980; J. Wind Eng.Ind.Aer., 1992], convalida le n° 8 classi di rugosità di Davenport per terreni "aperti" ("Open") e moderatamente complessi e per le foreste, estendendo la propria gamma a "Smooth terrain" e "Open water".

Considerando le informazioni recenti disponibili da Grimmond e Oke [Grimmond and Oke, Bound.Layer Met., 1998; J.Appl.Met., 1999] per le città e da Davenport *et alii.* (2000) per la campagna scabra, le cinque classi più rugose dell'originale aggiornato al 1992 della classificazione di Davenport del 1960 è stata riformulata nella **Tabella 3.1.**

Un anteriore aggiornamento della bozza zero delle classi da parte di Wieringa (1980) – con descrizioni delle Classi molto brevi – già ha assegnato complessivamente il giusto livello di rugosità e il presente aggiornamento non mostra che fu significativamente anticipato.

Tuttavia, l'aggiornamento di Davenport *et alii.* (2000) della classificazione di rugosità effettiva di Davenport, tengono più in conto delle differenze nel tipo di ostacolo e quindi permette maggiore precisione. Inoltre, la sua attendibilità sul lato dell'alta rugosità è incrementata perché la classificazione ora riassume più di quaranta esperimenti su terreni omogenei e trenta cinque esperimenti ad altezze sufficienti su terreni disomogenei e sulle città – quasi tutti gli esperimenti esistenti utili ben pubblicati. Gli aggiornamenti del 1980 e del 1992 furono già adottati da utenti maggiori come WMO (1996) e ASCE (1999), e da manuali come Stull (1995).

La riformulazione della classificazione della rugosità di Davenport fornisce un valido strumento di lavoro, efficace per stimare la rugosità aerodinamica per tutti i tipi di terreno, per l'applicazione nel settore dell'ingegneria del vento e dello strato limite di modellazione per i terreni complessi.

Quindi è stata aggiornata la Classificazione Davenport, rendendola lo strumento più attendibile per l'effettiva rugosità aerodinamica da stimare sull'intera gamma di terreni reali del mondo.

In **Tabella 3.1.** è riportata la classificazione di Davenport dell'effettiva rugosità del terreno.

¹ Fonti:

1. "New Revision of Davenport Roughness Classification" – J. Wieringa, A. Davenport, C. S. B. Grimmond, T. Oke – To be presented at 3EACWE, Eindhoven, Netherlands, July 2001;
2. Alan Davenport, University of Western Ontario, London, ON, Canada; and C. S. B. Grimmond, T. Oke, and J. Wieringa.

CERIGNOLA WIND	WIND FARM BELLAVEDUTA Relazione Producibilità attesa	Ottobre 2023
----------------	---	--------------

Tabella 3.1.: Classificazione di Davenport dell'effettiva rugosità del terreno.

Classificazione di Davenport dell'effettiva rugosità del terreno	
Descrizione del terreno	Scabrezza o Roughness corrispondente Z_0 [m]
Mare o lago aperto (indipendentemente dalle dimensioni delle onde), piatto soggetto a maree, piatto coperto di neve, deserto senza caratteristiche, con catrame e calcestruzzo, con scarico libero di alcuni chilometri.	0,0002 ("Sea")
Superficie del terreno piatta senza alcun ostacolo notevole e con vegetazione insignificante; per es. spiagge, banchisa senza catena di monti, coperta da palude e neve o campagna aperta a maggese.	0,005 ("Smooth")
Campagna piana con vegetazione bassa (per es. erba) e ostacoli isolati con separazioni di altezze di almeno 50 ostacoli; per es. terra per pascolo senza frangivento, erica, landa e tundra, pista di aeroporti. Ghiaccio con catena di monti contro vento.	0,03 ("Open")
Area naturale o coltivata con basse colture o coperture di piante, o campagne moderatamente aperte con ostacoli occasionali (per es. basse siepi, basse costruzioni isolate o alberi) a distanze orizzontali relative di altezze di almeno 20 ostacoli.	0,10 ("Roughly open")
Area naturale o coltivata con colture alte o colture di varie altezze, e ostacoli sparsi a distanze relative di altezza da 12 a 15 ostacoli per oggetti porosi (per es. frangiventi) o altezza da 8 a 12 ostacoli per oggetti bassi solidi (per es. costruzioni). (Le analisi possono aver bisogno di Z_d)	0,25 ("Rough")
Paesaggio coltivato intensivamente con molti gruppi di ostacoli piuttosto larghi (grandi fattorie, ciuffi di foreste) separate da spazi aperti di altezze di circa 8 ostacoli. Bassa vegetazione più intensa densamente piantata come boscaglia, frutteto, giovani foreste. Inoltre, l'area moderatamente coperta da costruzioni basse con interspazi di altezze da 3 a 7 edifici e nessun albero alto. (Le analisi richiedono Z_d)	0,5 ("Very Rough")
Paesaggio regolarmente coperto con ostacoli larghi di dimensioni simili, con spazi aperti dello stesso ordine di vastità come altezze di ostacoli; per es. foreste regolari mature, aree densamente accumulate senza variazione di molte altezze di edifici. (Le analisi richiedono Z_d)	1,0 ("Skimming")
I centri cittadini con edifici misti alti e bassi, o vaste foreste di altezza irregolare con molte radure. (Analisi attraverso tunnel aerodinamico consigliato)	> 2 ("Chaotic")

La rugosità caratteristica del sito in esame risulta essere prevalentemente uniforme ed è tipica di un' "Area naturale o coltivata con basse colture o coperture di piante, o campagne moderatamente aperte con ostacoli occasionali (per es. basse siepi, basse costruzioni isolate o alberi) a distanze orizzontali relative di altezze di almeno 20 ostacoli", corrispondente ad una Classe di Rugosità 4 di Davenport, e alla quale è stato associato un valore *Roughness* $z_0= 0,10$ m).

L'orografia del territorio, invece, è stata ottenuta mediante l'importazione di un file DTM a curve di livello della regione in un formato interno del software WindSim, mediante il modulo di conversione interno "Convert data".

La *Site Region*, in particolare, è caratterizzata una altitudine media di circa 200 m s.l.m..

4. AIR DENSITY CORRECTION

La densità dell'aria influisce sull'energia prodotta da una wind farm. In particolar modo, la potenza di una turbina eolica è inversamente proporzionale all'altitudine e direttamente proporzionale alla temperatura dell'aria; poiché con l'aumentare dell'altitudine l'aria diventa più leggera e la Potenza diminuisce, non appena l'aria diventa più fredda essa è più densa e la Potenza aumenta.

Generalmente, i dati di potenza e di spinta delle turbine eoliche sono specificati per la densità dell'aria determinata alle condizioni atmosferiche standard² (1,225 kg/m³ ad una temperatura di 15,0 °C al livello medio del mare). La correzione della densità dell'aria è generalmente necessaria per correggere i calcoli sulla producibilità.

Di seguito si riporta la **Tabella 4.1.**, desunta dalla letteratura, in cui sono mostrati i principali valori di densità dell'aria al variare della temperatura.

Tabella 4.1.: Densità dell'aria al variare della temperatura.

Temperatura [°C]	Densità dell'aria [kg/m ³] (1 atm)
-10	1,342
-5	1,316
0	1,293
5	1,269
10	1,247
15	1,225
20	1,204
25	1,184
30	1,165

L'approccio utilizzato dal software WindProper la correzione della densità dell'aria è di specificare le caratteristiche climatiche del sito, intese come altitudine media e temperatura media annua del sito -che può essere specificata al livello del mare o dell'altitudine media del sito- mediante i dati meteorologici desunti dai sensori posti sull'anemometro.

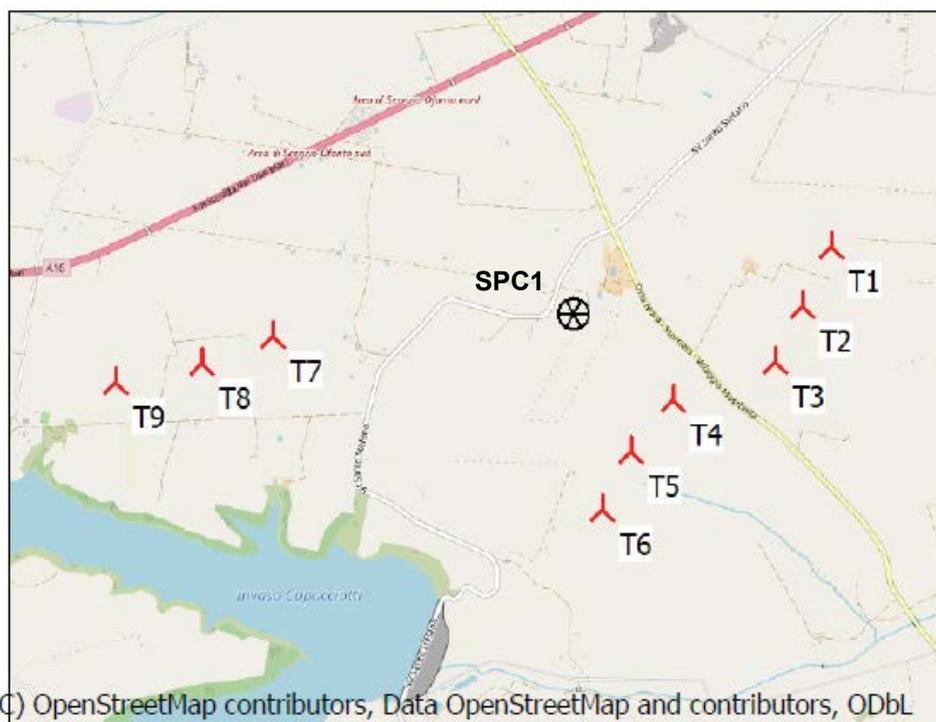
Considerate le condizioni di altitudine e temperatura media caratterizzanti il sito in esame, che risultano essere prossime a quelle ideali, si è deciso di adottare il valore della densità dell'aria determinata alle condizioni atmosferiche standard (1,225 kg/m³ ad una temperatura di 15 °C al livello medio del mare).

² Le caratteristiche dell'Atmosfera Standard Internazionale ICAO (International Civil Aviation Organization) seguono un modello ideale dell'atmosfera media reale, considerata a una latitudine di 45°: *Umidità relativa*=0%; *Pressione atmosferica* (s.l.m.)= 1 atm, *Temperatura* (s.l.m.)= 15 °C; *Densità dell'aria* (s.l.m.)=1,225 kg/m³.

5. WIND DATA

La caratterizzazione anemologica del sito di progetto è stata eseguita sulla scorta di dati anemometrici da banca dati satellitari mediante l'ausilio della torre anemometrica virtuale individuata con il TA Code: SPC1.

La stazione anemometrica è interna all'area d'impianto e in posizione rappresentativa dal punto di vista anemologico.



6. WIND ROSE

La caratterizzazione anem La distribuzione del vento avviene generalmente attorno ad un cerchio ideale suddiviso in n° 12 settori di direzione uguali, con ampiezza di 30°. All'interno della "Wind Rose" di WindProil dato di distribuzione è normalmente specificato come una tabella di frequenza la quale fornisce il numero di ore a ogni velocità del vento e per ogni settore.

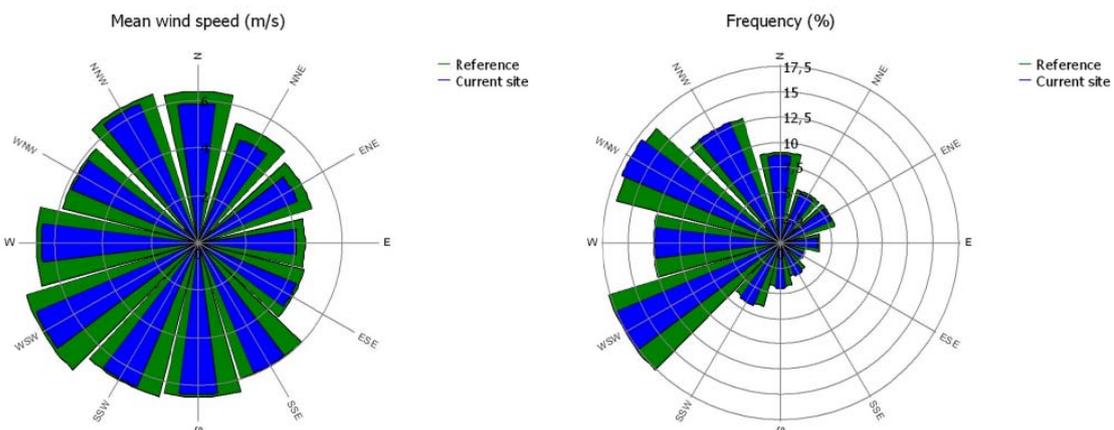
In aggiunta all'altezza di riferimento del dato di distribuzione del vento (s.l.s.), l'intensità della turbolenza e l'informazione sul profilo del vento (uniforme, logaritmico o esponenziale) sono specificati per ogni settore.

È necessario inoltre ricordare che una wind rose in WindProrappresenta sempre la distribuzione del vento per un intero anno; essa non è mai utilizzata per rappresentare periodi più brevi o più lunghi e, quindi, qualunque set di dati sarà sempre ampliato o ridotto per rappresentare un solo anno.

La wind rose ottenuta indica che **le direzioni principali del vento sono l'arco dei settori Sud-Ovest e Nord-Ovest.**

La velocità media del vento, rilevata a 80 m s.l.s., è pari a 6,2 m/s.

Disponendo di tali informazioni è stato possibile elaborare la Wind Analysis e la caratterizzazione delle curve iso-vento. Si riportano a seguire i diagrammi e le tabelle caratterizzanti il regime eolico del sito.



CERIGNOLA WIND	WIND FARM BELLAVEDUTA Relazione Producibilità attesa	Ottobre 2023
----------------	---	--------------

7. MODELLO DI TURBINA EOLICA IMPIEGATO NELLE SIMULAZIONI

Per le simulazioni dell'A.E.P. dell'impianto eolico di progetto è stato utilizzato il modello di turbina eolica Vestas V162 della Vestas Wind System A/S, con un'altezza al mozzo (H_{Hub}) di 118 m e un diametro rotore (D_{Rotor}) di 162 m, per una potenza nominale di 6,2 MW.

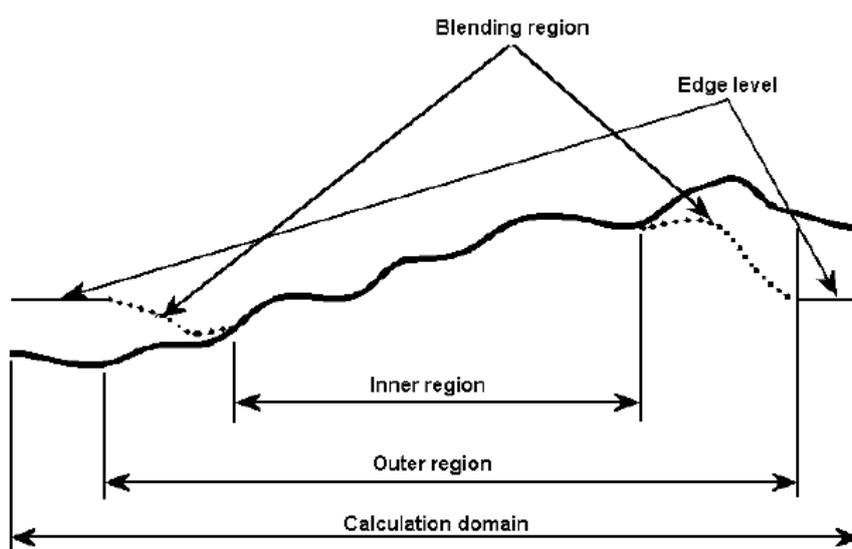
9. WIND FLOW MODULE NEL SOFTWARE WINDPRO

Il modulo per l'analisi del flusso del vento (di seguito: "*Wind Flow Module*") utilizzato nel software WindPro implementa in sé diversi modelli di calcolo che permettono di simulare il flusso del vento su una regione basandosi su delle ideali equazioni al contorno.

Questi modelli hanno come unica limitazione quella di non riuscire a simulare flussi separati del vento su terreni complessi; tra questi il modulo maggiormente utilizzato è l'MS-Micro, che utilizza una speciale tecnica per generare una soluzione alle equazioni complesse chiamata Analisi spettrale: essa utilizza le funzioni trigonometriche seno/coseno durante la soluzione e poiché queste sono funzioni periodiche, anche la soluzione sarà periodica ed è dunque necessario che anche i dati in input siano periodici.

A causa di questa limitazione sui dati in input, per ottenere una soluzione per un territorio generico, il programma deve modificare la reale orografia creando una sorta di scacchiera virtuale in cui il territorio è ripetuto n volte. Questo processo in maniera basilare consiste nel definire due regioni: una "*Inner Region*" e una "*Outer Region*", insieme all'"*Overall Calculation Domain*".

All'interno della *Inner Region* si ha una zona di calcolo esatta in cui l'orografia rimane inalterata, l'*Outer Region* invece è la regione che viene ruotata attorno ad un ideale cerchio diviso in dodici settori di direzione di uguale ampiezza di 30° (tipicamente la stessa utilizzata dalla *Wind Rose*) in modo da formare al suo interno una sorta di zona centrale esatta. Tra l'*Inner* e la *Outer Region* si crea una zona nella quale l'orografia è portata ad uno specifico livello costante chiamato "*Edge Level*" attraverso una leggera transizione creata artificialmente dal modulo di calcolo (vedi **Figura 9.1.**).



Inner Region e Outer Region definite nel software WindSim.

CERIGNOLA WIND	WIND FARM BELLAVEDUTA Relazione Producibilità attesa	Ottobre 2023
----------------	---	--------------

Ai bordi del “*Calculation Domain*” che racchiude le due regioni si avranno chiaramente degli errori nei calcoli, in quanto il modello rappresenta bene la *Site Region* solo entro i limiti del dominio; per cui la bontà dei risultati dipenderà dalle dimensioni del dominio stesso che dovrà essere abbastanza grande da rendere trascurabili tali errori.

Il centro del dominio deve essere quanto più possibile prossimo a quello della *Site Region* in modo tale che nessuna parte della stessa sia prossima ai bordi della *Inner Region* e quindi suscettibile di errori.

11. STIMA DELLA PRODUCIBILITÀ ENERGETICA ATTESA

Sulla base della Wind Rose per il sito in esame e della curva di potenza del modello di turbina eolica ipotizzato ai fini delle simulazioni, mediante il Modulo “Energy Yield” del software WindProè stata stimata la producibilità energia attesa dell’impianto eolico di progetto costituito da n° 9 aerogeneratori, espressa in ore equivalenti annue.

L’efficienza dell’impianto eolico è inficiata da vari fattori di cui il modulo tiene conto nella simulazione: inficiano l’efficienza le turbolenze dovute all’orografia e agli ostacoli presenti nell’area d’indagine; e il cosiddetto “effetto scia”, ovvero quando le turbine interagiscono tra loro tramite turbolenze e scie dovute al loro funzionamento. Dalla producibilità ottenuta sono sottratte per cautela le ulteriori perdite dovute all’efficienza elettrica, alla disponibilità delle macchine (manutenzione, errori di sistema, rotture accidentali, ecc.), e alla degradazione aerodinamica delle pale, stimati diminuendo il totale di produzione netta del parco:

Loss&Uncertainty - Assumptions and results

Calculation: Cerignola

ASSUMPTIONS

BIAS	Method *)	Correction, wind speed [%]	Correction, AEP [%]	Std dev**) [%]	Comment
RIX correction	Estimate	0,0	0,0	0,0	RIX correction, 0,0%, included in PARK results,...
BIAS, total			0,0	0,0	

LOSS	Method *)	Loss [%]	Loss [GWh/y]	Std dev**) [%]	Comment
1. Wake effects					
Wake effects, all WTGs	Calculation	7,0	10,4	7,0	
2. Availability					
Turbine availability	Estimate	3,0	4,5	50,0	
Balance of plant (Substation)	Estimate	1,0	1,5	50,0	
Grid availability	Estimate	0,5	0,7	50,0	
Other availability	Estimate	1,0	1,5	50,0	
3. Turbine performance					
Power curve	Estimate	1,0	1,5	50,0	
Wind flow	Estimate	1,0	1,5	50,0	
Other turbine performance	Estimate	0,5	0,7	50,0	
4. Electrical					
Electrical losses	Estimate	3,0	4,5	0,0	
Facility consumption	Estimate	0,5	0,7	0,0	
5. Environmental					
Performance degradation not due to icing	Estimate	0,1	0,1	0,0	
Performance degradation due to icing	Estimate	0,1	0,1	0,0	
Shutdown due to icing, lightning, hail, etc.	Estimate	0,1	0,1	0,0	
High and low temperature	Calculation	0,0	0,0	0,0	
Site access and other force majeure events	Estimate	0,1	0,1	0,0	
6. Curtailment					No input
7. Other					No input
LOSS, total		17,5	26,0	1,9	

UNCERTAINTY	Method *)	Std dev, wind speed [%]	Std dev, AEP [%]	Comment
A. Wind data				
Wind measurement/Wind data	Estimate	3,0	6,2	
Long term correction	Estimate	3,9	8,1	
Year-to-year variability	Estimate	3,0	6,2	
Future climate				
Reference WTGs				
Other wind related				
B. Wind model				
Vertical extrapolation	Calculation	1,0	2,0	
Horizontal extrapolation	Calculation	0,9	1,9	
Uncertainty of Terrain data				
Other wind model related				
C. Power conversion				
Power curve uncertainty	Calculation		1,0	
Metering uncertainty				
Site-specific impacts on power curve				
Differing technical operating behavior				
Other AEP related uncertainties				
D. BIAS, total uncertainty			0,0	
E. LOSS, total uncertainty			1,9	
UNCERTAINTY, total (1y average)			12,5	
UNCERTAINTY, total (10y average)			11,0	

Nella tabella seguente vengono riportati le principali cause che possono far discostare la stima di produzione dal suo valor medio (P50). Questi fattori di incertezza sono stati valutati considerando un periodo di 10 anni e combinati tra loro assumendo che siano indipendenti tra loro.

Calculated Annual Energy for each of 9 new WTGs with total 55,8 MW rated power

Links	WTG type			Power, rated	Rotor diameter	Hub height	Power curve Creator Name	Annual Energy			
	Valid	Manufact.	Type-generator					Result	Result-10,0%	Wake loss	Free mean wind speed
				[kW]	[m]	[m]		[MWh/y]	[MWh/y]	[%]	[m/s]
T1 A	Yes	VESTAS	V162-6.2-6.200	6.200	162,0	118,0	USER Level 0 - Calculated - Modes PO6200/PO6200-0S - 06-2021	15.233,0	13.710	6,5	6,14
T2 A	Yes	VESTAS	V162-6.2-6.200	6.200	162,0	118,0	USER Level 0 - Calculated - Modes PO6200/PO6200-0S - 06-2021	14.769,6	13.293	10,2	6,17
T3 A	Yes	VESTAS	V162-6.2-6.200	6.200	162,0	118,0	USER Level 0 - Calculated - Modes PO6200/PO6200-0S - 06-2021	14.129,0	12.716	11,0	6,06
T4 A	Yes	VESTAS	V162-6.2-6.200	6.200	162,0	118,0	USER Level 0 - Calculated - Modes PO6200/PO6200-0S - 06-2021	15.484,5	13.936	7,9	6,23
T5 A	Yes	VESTAS	V162-6.2-6.200	6.200	162,0	118,0	USER Level 0 - Calculated - Modes PO6200/PO6200-0S - 06-2021	15.727,5	14.155	6,3	6,23
T6 A	Yes	VESTAS	V162-6.2-6.200	6.200	162,0	118,0	USER Level 0 - Calculated - Modes PO6200/PO6200-0S - 06-2021	16.296,4	14.667	4,3	6,28
T7 A	Yes	VESTAS	V162-6.2-6.200	6.200	162,0	118,0	USER Level 0 - Calculated - Modes PO6200/PO6200-0S - 06-2021	14.942,7	13.448	9,0	6,17
T8 A	Yes	VESTAS	V162-6.2-6.200	6.200	162,0	118,0	USER Level 0 - Calculated - Modes PO6200/PO6200-0S - 06-2021	15.362,3	13.826	6,4	6,17
T9 A	Yes	VESTAS	V162-6.2-6.200	6.200	162,0	118,0	USER Level 0 - Calculated - Modes PO6200/PO6200-0S - 06-2021	16.052,7	14.447	1,4	6,14

Applicando le perdite considerate alla produzione lorda dell'impianto e tenendo conto della analisi delle incertezze si può così stimare la produzione dell'impianto:

Loss&Uncertainty - Main result

Calculation: Cerignola

Main data for PARK

PARK calculation 3.6.377: Cerignola
 Count 9
 Rated power 55,8 MW
 Mean wind speed 6,2 m/s at hub height
 Sensitivity 2,1 %AEP / %Mean Wind Speed
 Expected lifetime 10 Years

RESULTS

		P50	P75	P90
NET AEP	[GWh/y]	122,4	113,3	105,1
Capacity factor	[%]	25,0	23,2	21,5
Full load hours	[h/y]	2.193	2.030	1.884

