

Regione Campania
Provincia di Avellino
Comune di Ariano Irpino



PROVINCIA DI
AVELLINO



Titolo del progetto

**PROGETTO PER LA COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DI UN
IMPIANTO EOLICO DENOMINATO "ARIANO" DELLA
POTENZA COMPLESSIVA DI 100,8 MW E DELLE RELATIVE
OPERE CONNESSE, DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI
ARIANO IRPINO (AV)**

Timbro e firma del progettista

Titolo elaborato

Relazione Anemologica

Codice elaborato

WIND055-REL002

Stato del progetto

DEFINITIVO

Scala del disegno

-

Ingegneria



Proponente



Powering renewables .

ECOWIND 5 S.r.l. Via Alessandro Manzoni, 30
20121 Milano (MI) P. IVA: 12529050960

Rev.	Descrizione	Data	Redatto	Verificato	Approvato
0	Emissione	27/09/2023	Ing. G. De Simone	Ing. G. De Simone	Ing. G. De Simone

Sommario

1. INTRODUZIONE	3
2. IL VENTO	4
3. LA CAMPAGNA ANEMOMETRICA	5
4. CARATTERIZZAZIONE ANEMOLOGICA	9
5. CARATTERISTICHE DEGLI AEROGENERATORI	16
6. ANALISI DI PRODUCIBILITA' DELLA WINDFARM	18
CONCLUSIONI	21

1. INTRODUZIONE

L'andamento storico e di prospettiva dei costi energetici da fonte eolica, in funzione della velocità media del vento, mostra una significativa riduzione verso valori fortemente competitivi, in particolare per velocità media del vento al mozzo pari o superiori a 5 m/s.

L'andamento del costo energetico relativo ai sistemi eolici è determinato dai miglioramenti nella tecnologia (macchine sempre più affidabili e competitive) resi possibili dagli esiti delle ricerche applicate al settore (es. profili e rendimenti delle pale) e dai volumi della domanda di energia da fonte rinnovabile.

La quantità di energia prodotta dalla turbina è determinata (a) dalla intensità del vento espressa in metri al secondo (m/s), (b) dal diametro del rotore e (c) dalla potenza nominale del generatore elettrico.

L'interesse crescente negli impianti da fonte rinnovabile emerge dalla deregolamentazione del mercato dell'energia che conduce a un sistema di generazione diffusa, in alternativa alla generazione centralizzata e nazionalizzata. Il concetto di "generazione diffusa" è quanto di più adeguato alle esigenze che i Paesi europei si trovano a dover soddisfare:

- uso efficiente delle risorse;
- flessibilità/autonomia/autosufficienza/sicurezza del sistema energetico;
- rispetto dell'ambiente (protocollo di Kyoto sulla riduzione delle emissioni climalteranti).

La diffusione di impianti sul territorio può ridurre i flussi di potenza dalle centrali verso le utenze periferiche, con ulteriori vantaggi dovuti alle minori perdite sulle linee e al contenimento di ulteriori elettrodotti e grandi centrali.

In conclusione, è possibile definire nuovi modelli tecnologici della distribuzione dell'energia elettrica, producendo energia da fonte rinnovabile nello stesso luogo dove viene consumata, con riduzione notevole dei costi sociali e ambientali dovuti al trasporto dell'energia con elettrodotti e al consumo di energia da fonte fossile.

La presente relazione riguarda la caratterizzazione della producibilità di un impianto eolico in agro del comune di **Ariano Irpino (AV)**.

2. IL VENTO

Il vento è il movimento di masse di aria, rispetto alla superficie terrestre, generato dalle differenze di densità fra zone diverse. E' indubbio infatti che, un corpo di densità minore o "più leggero", per il principio di Archimede, tenda a galleggiare qualora immerso in un fluido dalla densità più elevata. Questo effetto, che appare evidente se associato ad un pezzo di legno immerso in acqua, va pensato anche tra fluidi, ne è un esempio evidente il moto ascensionale del fumo di una sigaretta. Le differenze di densità vengono generate da differenze di temperatura tra masse d'aria contigue, le masse più calde hanno infatti densità minore e il loro moto ascensionale crea delle zone di bassa pressione che "aspirano" aria dalle zone circostanti a pressione maggiore.

Questo fenomeno può avvenire su più scale di spazio e tempo e il riscaldamento differenziale delle masse di aria può avere cause diverse, come la differente insolazione, la differente riflessività del suolo o la differente capacità termica del suolo. Su scala di spazio locale un esempio tipico è quello della brezza marina: di giorno, per via della minore capacità termica, la radiazione solare riscalda più rapidamente le terre emerse rispetto al mare, e questo porta, per i principi fisici già discussi, ad un flusso d'aria dal mare verso la terra, mentre di notte il verso si inverte poiché la terra si raffredda più rapidamente.

Questi effetti termici possono anche essere pensati su scala planetaria, fra continenti ed oceani, oppure fra zone a diverse latitudini (pertanto caratterizzate da un livello di irraggiamento differente nell'arco della giornata) e/o a diverse longitudini (pertanto caratterizzate da un medesimo livello di irraggiamento ma in tempi diversi). Qualora si ragionasse su scala globale diventano inoltre rilevanti gli effetti della rotazione terrestre, pertanto il flusso d'aria non segue la direzione che congiunge le zone di alta pressione a quelle di bassa pressione, come sarebbe istintivo pensare, ma viene deviato dall'accelerazione di Coriolis.

Questo effetto è tanto più rilevante quanto più ci si avvicina all'equatore, essendo maggiore la distanza dall'asse di rotazione, e porta alla formazione locale di vortici di vento che sono orari nell'emisfero Nord (anticloni) ed antiorari nell'emisfero Sud (cicloni). Gli effetti descritti dimostrano la complessità del problema, che assume dimensioni ancora maggiori introducendo altre variabili significative come le condizioni meteorologiche e quelle orografiche.

La complessità dei fenomeni all'origine del vento porta inevitabilmente ad affermare che ogni previsione di dettaglio della ventosità, e dunque del potenziale energetico di un sito, debba essere sempre e comunque basata su almeno un rilievo anemometrico in campo, mentre, alle previsioni ottenute con l'utilizzo di modelli fluidodinamici di simulazione su macroscale, va riconosciuto soltanto valore indicativo ai fini di uno screening dei potenziali siti eolici.

3. LA CAMPAGNA ANEMOMETRICA

La campagna anemometrica, oltre ad essere necessaria per la determinazione dell'AEP – Annual Energy Production, ovvero la produzione di energia attesa da un aerogeneratore, è inoltre indispensabile a rendere il progetto finanziabile e per questo è assolutamente necessaria una correttezza anche formale nell'installazione degli apparati di misura.

Le prescrizioni per una corretta campagna anemometrica sono rese nella norma italiana CEI 88-5, che non è altro che la copia identica della norma internazionale IEC 61400-12-1, e sono quelle utilizzate nella conduzione delle indagini in campo.



Figura 1 - Sensore NRG #40C

La norma IEC 61400-12-1 prevede (punto 6.2) che la misura della velocità del vento venga effettuata con un anemometro a coppe, l'apparecchio deve essere munito di certificati di calibrazione e deve essere ri-calibrato al termine della campagna di misura: la ri-calibrazione dell'apparecchio deve dimostrare che l'errore di misura non deve essere superiore a ± 0.1 m/s nel range 6-12 m/s. Un'alternativa alla ricalibrazione è costituita dall'utilizzo di sensori garantiti al mantenimento della taratura nell'arco della campagna di rilievo.

Per la misura della direzione del vento è necessario l'utilizzo di sensori a banderuola, i quali a loro volta devono essere muniti di certificati di taratura, ed inoltre l'incertezza totale, dovuta alla calibrazione ed al montaggio non deve superare i 5°.

La sensoristica deve avere risoluzione almeno pari ad 1 Hz (un rilievo al secondo), mentre la centralina di acquisizione deve essere in grado di pre-processare statisticamente i dati e memorizzare ogni 10 minuti di acquisizione i seguenti parametri:

- valore medio della velocità;
- valore massimo della velocità;
- valore minimo della velocità;
- deviazione standard sulla velocità;
- risultante delle direzioni (valore angolare);

In particolare il valore medio della velocità nei dieci minuti sarà il parametro utilizzato per la caratterizzazione della producibilità della macchina in tale intervallo di tempo, mentre il valore angolare della risultante delle direzioni (ovvero la risultante della somma vettoriale dei vettori velocità) sarà l'identificativo della direzione del vento.

La sensoristica andrebbe prevista alla medesima altezza dell'hub dell'aerogeneratore che si intende installare, qualora questo non fosse possibile è necessario installare più sensori ad altezze diverse sulla stessa torre di sostegno, in modo da ricavare i valori di velocità all'hub per interpolazione logaritmica o con modelli numerici più complessi.

La definizione del regime anemometrico dell'area si basa su dati anemometrici acquisiti attraverso un anemometro equipaggiato con sensoristica NRG Systems installata ad altezze tra i 20 e 50 metri slt i cui dati sono nella disponibilità di Intellienergia.



Figura 2 - Installazione Anemometro



Figura 3 - Installazione Anemometro

I dati acquisiti sono accessibili mediante software dedicato che consente di decodificare i dati binari e produrre delle tabelle Excel riportanti su ciascuna riga i valori relativi a 10 minuti di acquisizione per i seguenti parametri necessari ai fini dei calcoli successivi:

- valore medio della velocità;
- risultante delle direzioni (valore angolare);

Il valore medio nei 10 minuti sarà il parametro utilizzato per la caratterizzazione della producibilità della macchina, i risultati della campagna dimostrano, come lecito aspettarsi, che i valori di velocità rilevati ad altezze superiori sono sempre superiori a quelli rilevati a quelle inferiori.

I risultati della campagna di misura hanno consentito di caratterizzare l'area come da grafici a seguire.

Weibull Data

Sector	Current site			Frequency [%]	Reference: Roughness class 1		
	A-parameter [m/s]	Wind speed [m/s]	k-parameter		A-parameter [m/s]	k-parameter	Frequency [%]
0 N	7,48	6,63	2,275	10,0	8,71	2,310	10,4
1 NNE	6,16	5,45	2,201	13,9	7,43	2,280	15,1
2 ENE	6,07	5,38	2,307	14,0	6,66	2,360	14,2
3 E	5,87	5,23	1,756	10,5	6,15	1,800	9,6
4 ESE	3,35	2,98	1,760	4,9	3,97	1,640	5,0
5 SSE	2,95	2,67	1,486	3,4	3,34	1,650	3,5
6 S	2,96	2,77	1,221	3,5	3,56	1,290	3,8
7 SSW	4,21	3,88	1,318	6,0	4,78	1,260	5,9
8 WSW	6,75	5,98	1,975	15,3	7,48	2,030	15,6
9 W	6,21	5,52	1,818	10,5	6,48	1,860	9,7
10 WNW	3,77	3,45	1,369	3,1	4,20	1,470	3,3
11 NNW	6,23	5,54	1,826	4,8	6,17	1,710	3,9
All	5,80	5,16	1,771	100,0	6,48	1,786	100,0

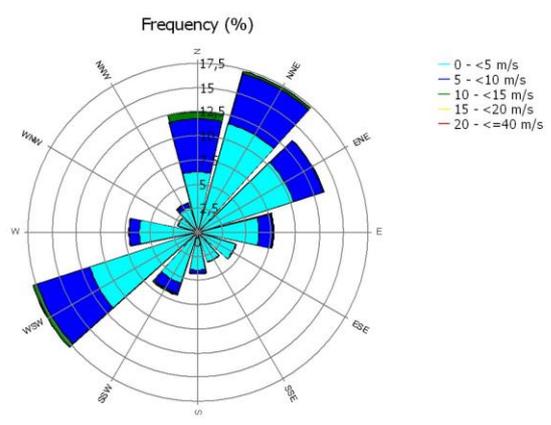
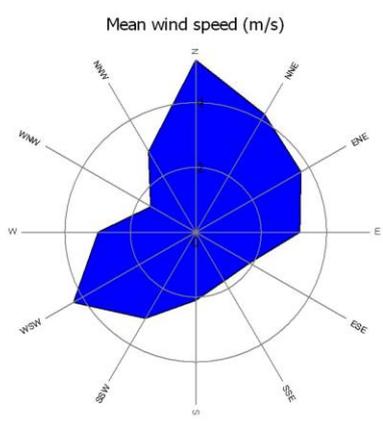
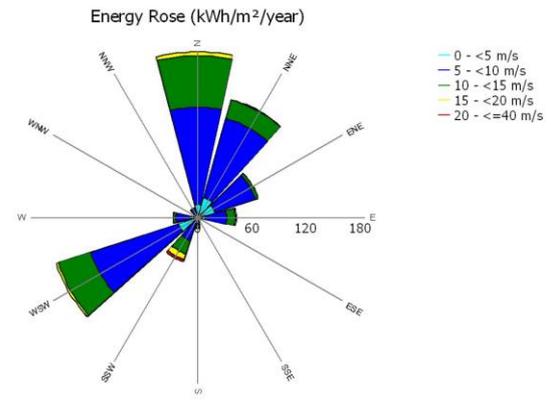
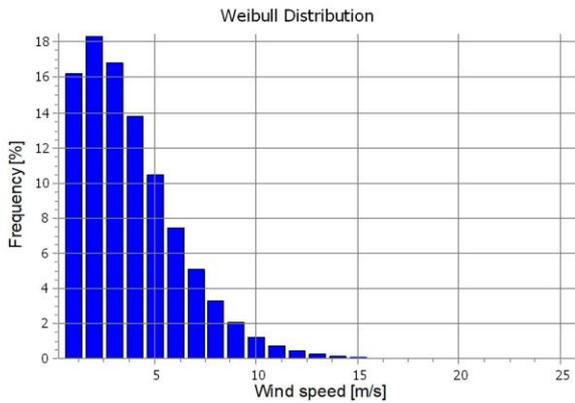


Figura n.4- Distribuzione vento e ripartizione di frequenza ed energia per settore di provenienza - Site coordinates Geo WGS84 East: 15,112402° E North: 41,232525° N a 50m s.l.t.

4. CARATTERIZZAZIONE ANEMOLOGICA

L'energia prodotta da un aerogeneratore può essere determinata note che siano la frequenza ore-vento $f(v_i)$ alla quota di installazione dell'aerogeneratore e la curva di potenza erogata dall'aerogeneratore $P(v_i)$ determinando l'AEP (Annual Expected Production) come:

$$AEP = \sum_i f(v_i) \cdot P(v_i) \cdot 8764$$

La curva di frequenza ore-vento in corrispondenza della quota di installazione dell'aerogeneratore, necessaria alla determinazione dell'AEP è strettamente legata al concetto di probabilità del vento.

Suddividendo il dominio di velocità del vento in bande di ampiezza (tipicamente 0.5 – 1 m/s) per ciascun intervallo di osservazione si può rapportare il tempo in cui si è osservato il fenomeno rispetto al periodo totale di osservazione T.

Dal punto di vista matematico la probabilità che il vento spiri ad una velocità compresa tra una velocità minima v_{min} ed una velocità massima v_{max} è data da:

$$f_{v_{min} < v < v_{max}} = \frac{N_i}{N}$$

Dove N_i è il numero di osservazioni in cui la velocità misurata risulta compresa nell'intervallo fra la velocità minima v_{min} e la velocità massima v_{max} ed N è il numero totale di rilievi.

La distribuzione così ricavata ha le seguenti proprietà:

$$\sum_i f_i = 1 \quad ; \quad v_{med} \cong \sum_i (f_i v_i)$$

Dove v_i è il valore centrale dell' i-esimo intervallo $v_{min} - v_{max}$:

$$v_i = \left(\frac{v_{max} + v_{min}}{2} \right)_i$$

Da un punto di vista concettuale le formule esprimono che la somma delle probabilità è pari ad 1 (la probabilità che il vento abbia velocità compresa tra 0 m/s e infinito è pari al 100 %), mentre la velocità media può essere stimata con buona precisione sommando i valori centrali di velocità utilizzati per il campionamento, pesati rispetto alle probabilità caratteristiche di ciascun intervallo.

Esistono diversi modelli matematici che consentono di simulare una distribuzione statistica di probabilità del vento, quello attualmente utilizzato è il modello a due parametri di Weibull.

Utilizzando un intervallo di campionamento pari ad 1 m/s, la probabilità che la velocità del vento risulti compresa tra il valore minimo e quello massimo dell'intervallo è data da:

$$f_i = \frac{k}{c} \left(\frac{v_i}{c} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v_i}{c} \right)^k}$$

dove v_i è il valore centrale dell' i -esimo intervallo $v_{min} - v_{max}$, k è il parametro di forma della distribuzione (adimensionale) e c è il parametro di scala (m/s) che è strettamente legato alla velocità media della distribuzione.

Data la velocità media della distribuzione che si vuole calcolare, c può essere ricavato come:

$$c = \frac{v_{med}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)}$$

Dove Γ (gamma) è un operatore che corrisponde all'integrale standard (non risolvibile in forma chiusa ma solo numericamente) della funzione gamma:

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} y^{x-1} e^{-y} dy$$

L'utilizzo delle relazioni matematiche descritte consente la determinazione delle curve di frequenza ore-vento con il modello di Weibull - la curva di frequenza ore-vento consentirà il calcolo dell'AEP per qualunque aerogeneratore vorrà essere installato in sito.

L'analisi sin qui condotta fa riferimento all'elaborazione e alla simulazione delle curve di frequenza ore-vento per una fissata altezza rispetto al piano del terreno, tipicamente quella a cui sono disponibili i dati anemometrici.

Un'altra questione di rilevante importanza è la determinazione delle caratteristiche di ventosità al variare della quota rispetto al piano del terreno, poiché l'attrito tra l'aria e il terreno rallenta il vento in prossimità del suolo, creando un profilo di velocità anche detto strato limite dovuto al fatto che l'effetto di rallentamento è meno rilevante all'allontanarsi dal suolo.

L'andamento della velocità con la quota dipende per la maggior parte dalla natura del terreno e dagli ostacoli presenti: edifici, alberi, cespugli, rocce. A grande distanza dal terreno (>2000 m) l'effetto del suolo è trascurabile e la velocità del vento dipende soltanto dalle condizioni meteorologiche, mentre alle altezze tipiche di installazione degli aerogeneratori (20 – 100 m), a parità di vento in quota, la velocità del vento sarà minore per terreni di maggiore scabrezza.

Questo effetto è descritto alla figura successiva: ipotizzando che la velocità del vento oltre i 500 metri sul livello del terreno non risenta delle condizioni orografiche e di scabrezza del territorio, premesso che la velocità al terreno deve essere nulla (condizione di "no slip"), l'intensità del vento nella zona centrale del profilo di velocità è diversa in funzione della scabrezza del territorio, ed in particolare è minore per territori maggiormente frastagliati (con presenza di alberi, edifici, grattacieli, ecc.) .

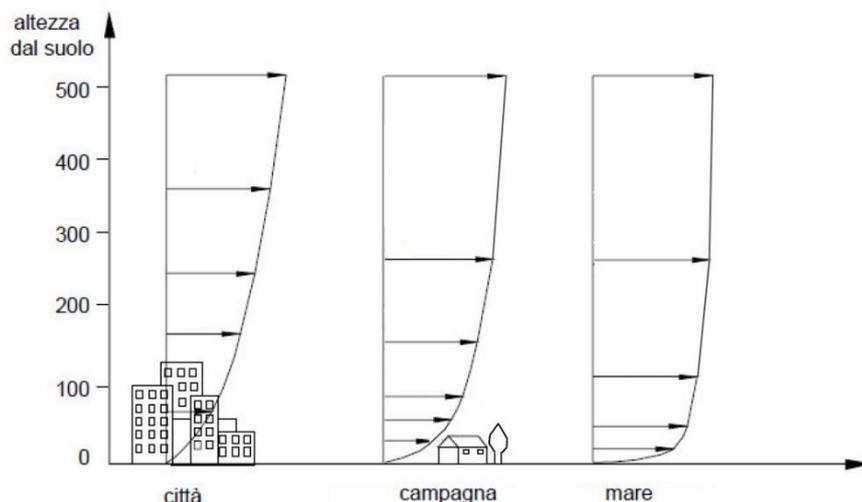


Figura 5 - Profilo di velocità per differenti tipologie di terreno

Per determinare il profilo di velocità del vento con la quota possono adoperarsi diversi modelli, di diversa complessità ed accuratezza. Uno dei modelli più utilizzati è quello logaritmico, che deriva dalla teoria dello strato limite per il caso di flusso su lastra piana, descritto per la prima volta da Prandtl nel 1904.

Tale modello consente la determinazione della velocità del vento alla *i*-esima quota (v_i), note che siano le condizioni di riferimento v_0 alla quota z_0 ed il coefficiente di scabrezza m :

$$v_i = v_0 \frac{\ln\left(\frac{z_i}{m}\right)}{\ln\left(\frac{z_0}{m}\right)}$$

I valori del coefficiente di scabrezza m possono essere desunti con buona accuratezza effettuando dei rilievi di velocità del vento a varie quote (almeno due), ricavando il valore di m dalla manipolazione dell'equazione precedente. In particolare nell'ipotesi in cui vengano effettuati due rilievi alla quota z_0 ed alla quota z_1 , risulta:

$$m = e^{\frac{v_1 \ln(z_0) - v_0 \ln(z_1)}{v_1 - v_0}}$$

Dove v_0 e v_1 , sono le velocità medie alle rispettive quote.

Va sottolineato che l'orografia e la scabrezza del territorio potrebbero essere differenti in funzione della direzione da cui proviene il vento, in tal caso l'analisi deve essere condotta indipendentemente per ciascun settore, e questo porta a dover considerare per il settore *i*-esimo le velocità medie v_0 e v_1 del settore specifico.

Talvolta in alternativa al profilo logaritmico viene utilizzata la legge di potenza (sperimentale), che allo stesso modo consente la determinazione della velocità del vento alla *i*-esima quota (v_i), note che siano le condizioni di riferimento v_0 alla quota z_0 ed il parametro di rugosità α :

$$v_i = v_0 \left(\frac{z_i}{z_0} \right)^\alpha$$

Analogamente a quanto visto in precedenza, qualora si disponga dei rilievi di velocità del vento per due quote differenti, si può ricavare il parametro di rugosità α come:

$$\alpha = \frac{\log\left(\frac{u_0}{u_1}\right)}{\log\left(\frac{z_0}{z_1}\right)}$$

Non ci sono prescrizioni particolari circa l'utilizzo della legge logaritmica o l'utilizzo della legge di potenza, in via del tutto generale si riscontra un maggiore utilizzo della correlazione logaritmica in Europa, al contrario degli USA ove trova maggiore diffusione la legge di potenza.

La determinazione della producibilità ed il progetto del layout di impianti eolici costituiti da più aerogeneratori presenta delle complessità aggiuntive rispetto al caso di un singolo aerogeneratore, infatti si rende necessario traslare i dati anemometrici non solo a diversa quota sul livello del terreno ma anche per le diverse posizioni spaziali degli aerogeneratori.

A nulla serve, come anche qualcuno ha proposto, installare una stazione anemometrica in corrispondenza dell'ubicazione di ciascun aerogeneratore, poiché la presenza degli aerogeneratori introduce delle perturbazioni ai campi di moto misurati "ante operam" con gli strumenti di misura già descritti.

Da questo la necessità di utilizzare modelli numerici di dettaglio per simulare gli effetti di mutua interazione tra aerogeneratori vicini. La presenza degli aerogeneratori comporta inoltre un aumento dei valori di turbolenza locali. I flussi di vento, a causa dell'elevato valore del numero di Reynolds (tipicamente gli aerogeneratori operano in regimi in cui $Re \gg 100.000$) sono sempre turbolenti.

La turbolenza è causata da un valore di viscosità del fluido (aria) che non è sufficientemente elevato da sopprimere le instabilità del campo di moto dovute ai disturbi. I fenomeni tipici attraverso i quali si manifesta la turbolenza sono:

- la presenza di perturbazioni del campo di moto e di tutte le grandezze fluidodinamiche per effetto di componenti fluttuanti sovrapposte al campo medio;
- una notevole sensibilità del campo di moto ai disturbi e alle condizioni iniziali del fenomeno;
- una dissipazione dell'energia immessa nel sistema che è di gran lunga maggiore di quella potenzialmente dissipabile da termini viscosi proporzionali alla sola viscosità molecolare;
- la presenza di campi di moto caratterizzati da piccola lunghezza d'onda (elevata frequenza) sotto forma di vortici le cui dimensioni caratteristiche sono molto minori della dimensione caratteristica del fenomeno;
- una superiore capacità di trasferimento (diffusività) di tutte le grandezze trasportate.

Al fine di analizzare i differenti aspetti del comportamento di un flusso turbolento è necessario tenere in conto che le strutture rotazionali, ossia i vortici turbolenti, in esso presenti si legano all'esistenza di un gran numero di scale di lunghezza.

I vortici più grandi trovano confine a livello dimensionale a mezzo del contorno del dominio; quelli più piccoli sono invece limitati dalla diffusione molecolare. I primi interagiscono fra loro sottraendo energia al moto medio: la presenza di gradienti della velocità media nel flusso soggetto a sforzi viscosi, distorce i vortici turbolenti e tale processo trasferisce il moto a strutture rotazionali su scale di lunghezza più piccole. L'energia cinetica, dunque, si trasferisce in una sorta di processo a cascata dalle strutture rotazionali più grandi a quelle più piccole dove viene dissipata.

Le equazioni differenziali (omesse per brevità) che consentono di modellare i fenomeni descritti non possono essere risolte in forma chiusa e pertanto possono utilizzarsi software detti "CFD" ove le equazioni vengono discretizzate e successivamente linearizzate in modo da ottenere un sistema algebrico che sarà risolto con un metodo iterativo. Una volta che il sistema di equazioni sarà portato a convergenza, sarà possibile accedere ai valori di tutte le variabili fluidodinamiche, per ogni cella appartenente al dominio di calcolo.

Tra i software CFD esistono dei programmi dedicati alla simulazione dei flussi atmosferici per analisi di "microscala" che richiedono la modellazione tridimensionale del terreno attraverso l'inserimento delle curve di livello; di questi i più rappresentativi sul mercato sono WASP, Meteodyn WT e WindSim. Questi software consentono di ricavare, sulla base dei rilievi anemometrici in un punto, le condizioni di ventosità in un raggio fino a 15-20 km, con un'accuratezza che diminuisce all'allontanarsi dalla stazione di misura in funzione alla complessità dell'orografia del territorio. La stazione anemometrica deve essere installata in una posizione rappresentativa (ad esempio su un crinale e lontano da ostacoli) rispetto all'area da analizzare.

Per la simulazione del regime anemologico dell'area è stato utilizzato il software Wasp.

Da un punto di vista matematico il software WASP utilizza un modello teorico lineare basato sul "modello-BZ" introdotto da Troen nel 1990. Gli input da specificare ai software sono l'orografia del

¹ Troen, I. (1990). A high resolution spectral model for flow in complex terrain. Proc. *Ninth Symposium on Turbulence and Diffusion*. American Meteorological Society, Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, April 30-May 3, 417-20.

territorio, le condizioni di rugosità, i dati anemometrici, l'ubicazione e il tipo degli aerogeneratori, l'ubicazione degli eventuali ostacoli.

Il software consente di determinare la producibilità degli aerogeneratori anche in considerazione delle perdite per effetto scia e l'ottimizzazione del layout in quanto possono ottenersi delle mappe di producibilità sovrapponibili alle cartografie o alle immagini satellitari.

5. CARATTERISTICHE DEGLI AEROGENERATORI

La produzione attesa per l'impianto eolico di Ariano Irpino (PZ) è stata valutata per l'installazione di turbine eoliche Vestas V172 di potenza nominale pari a 7,2 MW e altezza al mozzo di 114 metri, di cui sono riportate le caratteristiche prestazionali in termini di curva di potenza a diverse densità dell'aria nella tabella a seguire.

Wind speed [m/s]	Air density [kg/m ³]													
	1.225	0.950	0.975	1.000	1.025	1.050	1.075	1.100	1.125	1.150	1.175	1.200	1.250	1.275
3.0	41	31	32	33	33	34	35	36	37	38	39	40	42	43
3.5	128	78	82	86	90	94	99	103	108	113	118	123	133	138
4.0	291	197	206	215	223	232	241	249	257	266	274	283	299	307
4.5	485	351	363	375	387	399	412	424	436	448	461	473	497	509
5.0	719	533	550	567	584	601	618	635	652	668	685	702	736	753
5.5	1003	753	775	798	821	843	866	889	912	934	957	980	1026	1049
6.0	1344	1016	1046	1076	1106	1136	1165	1195	1225	1255	1285	1314	1374	1403
6.5	1741	1327	1365	1403	1440	1478	1516	1554	1591	1629	1666	1704	1778	1816
7.0	2203	1689	1736	1783	1830	1877	1924	1970	2017	2064	2110	2157	2249	2295
7.5	2727	2102	2159	2216	2274	2331	2388	2445	2502	2558	2615	2671	2783	2838
8.0	3322	2573	2642	2711	2779	2848	2916	2984	3052	3120	3188	3255	3389	3455
8.5	4010	3115	3197	3280	3362	3445	3526	3608	3689	3771	3850	3930	4085	4160
9.0	4722	3698	3794	3891	3988	4085	4180	4275	4369	4464	4550	4636	4786	4850
9.5	5373	4291	4400	4509	4618	4727	4830	4933	5036	5139	5217	5295	5416	5459
10.0	5973	4869	4988	5107	5225	5344	5452	5559	5666	5773	5840	5906	5997	6022
10.5	6470	5392	5517	5642	5767	5892	5997	6103	6208	6314	6366	6418	6480	6491
11.0	6800	5851	5974	6097	6220	6343	6432	6520	6608	6697	6731	6766	6801	6803
11.5	7020	6315	6421	6527	6633	6740	6797	6855	6912	6970	6986	7003	7020	7021
12.0	7115	6688	6762	6837	6911	6985	7012	7038	7064	7090	7099	7107	7116	7117
12.5	7185	6963	7002	7040	7079	7117	7131	7144	7158	7171	7176	7180	7185	7186
13.0	7190	7080	7099	7119	7138	7158	7165	7172	7179	7186	7187	7189	7190	7190
13.5	7200	7137	7149	7160	7171	7182	7185	7188	7191	7194	7194	7194	7194	7194
14.0	7200	7174	7180	7185	7191	7197	7198	7198	7199	7200	7200	7200	7200	7200
14.5	7200	7190	7193	7195	7197	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
15.0	7200	7199	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
15.5	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
16.0	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
16.5	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
17.0	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
17.5	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200	7200
18.0	7190	7192	7192	7192	7191	7191	7191	7191	7191	7191	7190	7190	7190	7190
18.5	7145	7146	7146	7146	7146	7146	7145	7145	7145	7145	7145	7145	7145	7145
19.0	7006	7007	7007	7007	7006	7006	7006	7006	7006	7006	7006	7006	7006	7006
19.5	6851	6930	6930	6930	6930	6930	6930	6930	6930	6930	6930	6930	6929	6929
20.0	6689	6689	6689	6689	6689	6689	6689	6689	6689	6689	6689	6689	6689	6689
20.5	6528	6528	6528	6528	6528	6528	6528	6528	6528	6528	6528	6528	6528	6528
21.0	6328	6328	6328	6328	6328	6328	6328	6328	6328	6328	6328	6328	6328	6328
21.5	6069	6069	6069	6069	6069	6069	6069	6069	6069	6069	6069	6069	6069	6069
22.0	5702	5702	5702	5702	5702	5702	5702	5702	5702	5702	5702	5702	5702	5702
22.5	5261	5261	5261	5261	5261	5261	5261	5261	5261	5261	5261	5261	5261	5261
23.0	4794	4794	4794	4794	4794	4794	4794	4794	4794	4794	4794	4794	4794	4794
23.5	4334	4334	4334	4334	4334	4334	4334	4334	4334	4334	4334	4334	4334	4334
24.0	3874	3874	3874	3874	3874	3874	3874	3874	3874	3874	3874	3874	3874	3874
24.5	3419	3419	3419	3419	3419	3419	3419	3419	3419	3419	3419	3419	3419	3419
25.0	2977	2977	2977	2977	2977	2977	2977	2977	2977	2977	2977	2977	2977	2977

La densità dell'aria considerata per la località in esame, in considerazione dell'altitudine e della temperatura media annua del sito è pari a 1,137 kg/m³ da cui risultano le curve caratteristiche a seguire che sono state considerate ai fini della presente relazione.

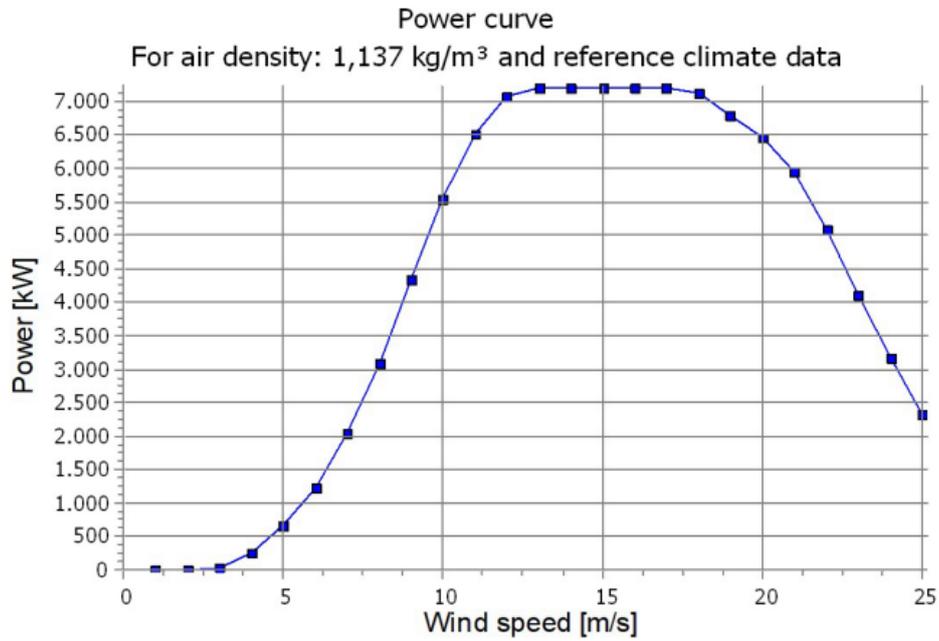


Figura 6 – Vestas V172: Curva di potenza considerata per una densità dell'aria di 1,137 kg/m³

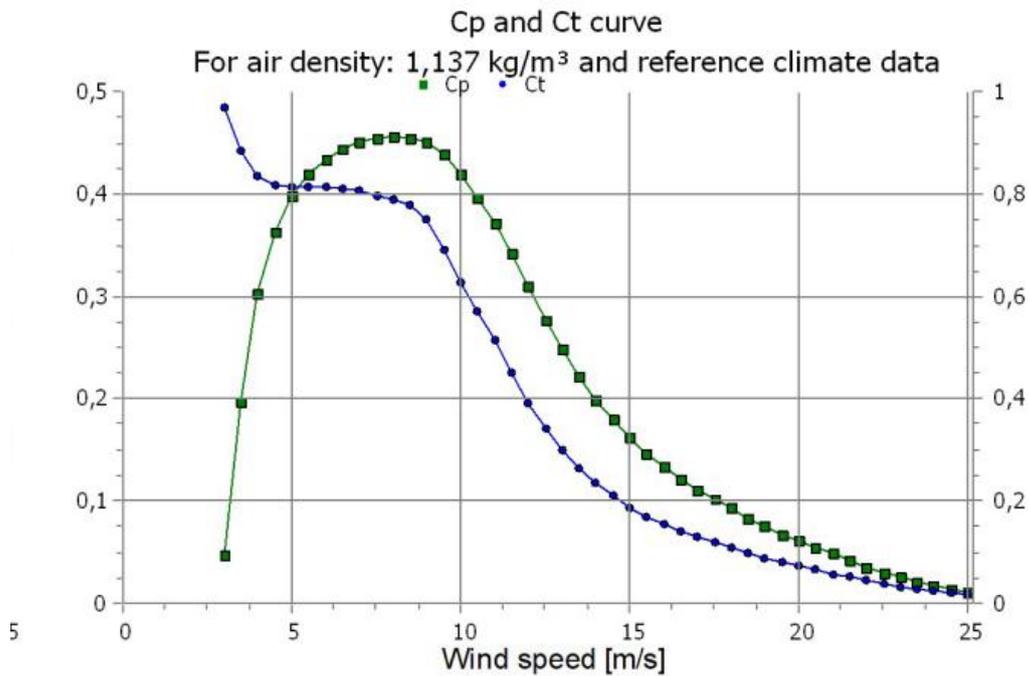


Figura 7 – Vestas V172: coefficienti di potenza e di spinta considerati per una densità dell'aria di 1,137 kg/m³

6. ANALISI DI PRODUCIBILITA' DELLA WINDFARM

Il presente studio stima la producibilità del parco eolico e ha consentito di ottimizzare il posizionamento degli aerogeneratori fra i diversi siti nella disponibilità del soggetto proponente, ai fini della massimizzazione dell'energia prodotta e nel rispetto del regime vincolistico delle aree e dell'urbanizzazione del territorio.

La valutazione dell'AEP (Annual Expected Production - produzione attesa) è stata effettuata con il codice di calcolo WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program), messo a punto dal Risoe (Università Tecnica della Danimarca).

Il modello digitale del terreno è esteso ad un quadrato di circa 30 x 30 km sul sito eolico digitalizzando opportunamente le curve di rugosità e le curve di livello ogni 5 metri per l'intero rettangolo.

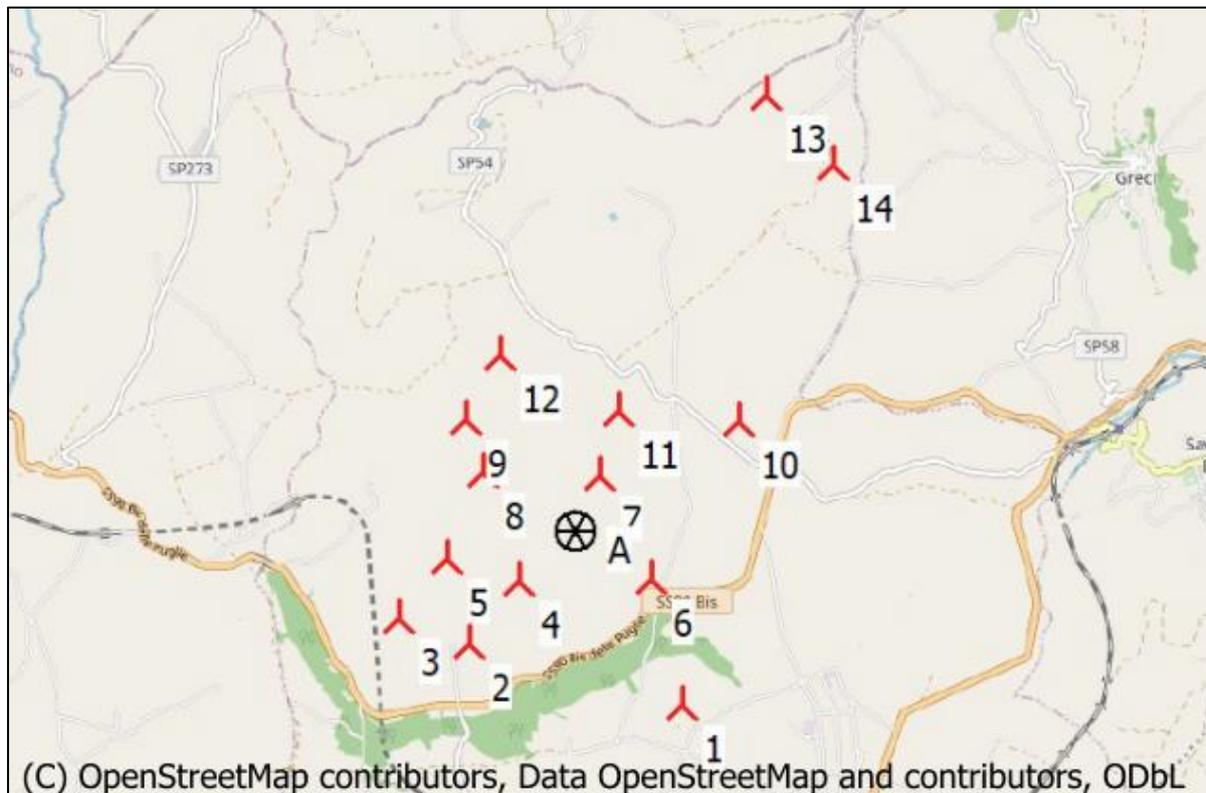


Figura 8 – layout con ubicazione delle macchine eoliche

A seguire sono riportate le coordinate specifiche del sito degli aerogeneratori costituenti il parco eolico e risultati derivanti dall'applicazione del modello di calcolo.

Key results for height 50,0 m above ground level

Terrain Geo [deg]-WGS84

	Longitude	Latitude	Name of wind distribution	Type	Wind energy [kWh/m ²]	Mean wind speed [m/s]	Equivalent roughness
A	15,107231° E	41,222052° N	Site data: WAsP (16)	WAsP (WAsP 10 RVEA0151.dll 1, 5, 5, 0)	1.505	5,2	2,1

Calculated Annual Energy for Wind Farm

WTG combination	Result PARK [MWh/y]	Result-10,0% [MWh/y]	GROSS (no loss) Free WTGs [MWh/y]	Wake loss [%]	Specific results ^{κ)}			
					Capacity factor [%]	Mean WTG result [MWh/y]	Full load hours [Hours/year]	Mean wind speed @hub height [m/s]
Wind farm	260.577,2	234.519,4	279.752,9	6,9	26,5	16.751,4	2.327	6,4

^{κ)} Based on Result-10,0%

Calculated Annual Energy for each of 14 new WTGs with total 100,8 MW rated power

Links	WTG type			Power, rated [kW]	Rotor diameter [m]	Hub height [m]	Power curve			Annual Energy			
	Valid	Manufact.	Type-generator				Creator	Name	Result [MWh/y]	Result-10,0% [MWh/y]	Wake loss [%]	Free mean wind speed [m/s]	
1	A-WTG14	Yes	VESTAS	V172-7.2-7.200	7.200	172,0	114,0	EMD	Level 0 & 0S - Calculated - PO7200 - 07-2022	20.704,8	18.634	2,5	6,65
2	A-WTG10	Yes	VESTAS	V172-7.2-7.200	7.200	172,0	114,0	EMD	Level 0 & 0S - Calculated - PO7200 - 07-2022	18.178,1	16.360	10,8	6,50
3	A - WTG12	Yes	VESTAS	V172-7.2-7.200	7.200	172,0	114,0	EMD	Level 0 & 0S - Calculated - PO7200 - 07-2022	17.594,3	15.835	10,7	6,37
4	A - WTG13	Yes	VESTAS	V172-7.2-7.200	7.200	172,0	114,0	EMD	Level 0 & 0S - Calculated - PO7200 - 07-2022	19.863,1	17.877	9,8	6,80
5	A - WTG05	Yes	VESTAS	V172-7.2-7.200	7.200	172,0	114,0	EMD	Level 0 & 0S - Calculated - PO7200 - 07-2022	17.317,5	15.586	11,1	6,32
6	A - WTG04	Yes	VESTAS	V172-7.2-7.200	7.200	172,0	114,0	EMD	Level 0 & 0S - Calculated - PO7200 - 07-2022	19.062,9	17.157	5,8	6,48
7	A - WTG03	Yes	VESTAS	V172-7.2-7.200	7.200	172,0	114,0	EMD	Level 0 & 0S - Calculated - PO7200 - 07-2022	15.987,0	14.388	11,2	6,09
8	A - WTG11	Yes	VESTAS	V172-7.2-7.200	7.200	172,0	114,0	EMD	Level 0 & 0S - Calculated - PO7200 - 07-2022	17.475,5	15.728	9,1	6,29
9	A - WTG07	Yes	VESTAS	V172-7.2-7.200	7.200	172,0	114,0	EMD	Level 0 & 0S - Calculated - PO7200 - 07-2022	20.170,7	18.154	6,7	6,72
10	A - WTG9	Yes	VESTAS	V172-7.2-7.200	7.200	172,0	114,0	EMD	Level 0 & 0S - Calculated - PO7200 - 07-2022	20.021,0	18.019	5,9	6,66
11	A - WTG08	Yes	VESTAS	V172-7.2-7.200	7.200	172,0	114,0	EMD	Level 0 & 0S - Calculated - PO7200 - 07-2022	18.232,2	16.409	6,7	6,36
12	A - WTG06	Yes	VESTAS	V172-7.2-7.200	7.200	172,0	114,0	EMD	Level 0 & 0S - Calculated - PO7200 - 07-2022	19.554,2	17.599	2,6	6,45
13	A - WTG01	Yes	VESTAS	V172-7.2-7.200	7.200	172,0	114,0	EMD	Level 0 & 0S - Calculated - PO7200 - 07-2022	17.395,7	15.656	1,1	6,05
14	A - WTG	Yes	VESTAS	V172-7.2-7.200	7.200	172,0	114,0	EMD	Level 0 & 0S - Calculated - PO7200 - 07-2022	19.020,2	17.118	1,9	6,37

02

CONCLUSIONI

La presente relazione stima la produzione attesa dall'impianto eolico di Ariano Irpino (AV), costituito da 14 aerogeneratori Vestas V172 da 7,2MW per una potenza complessiva di 100,8 MW.

L'attività è iniziata con l'analisi del materiale fornito, si è proceduto quindi con la validazione dei dati e alla determinazione della produzione attesa dall'impianto con l'applicazione del codice WASP.

Le analisi condotte hanno evidenziato una producibilità del parco eolico di 2.327 ore equivalenti nette di funzionamento, per una producibilità netta complessivamente stimata di 234.519,4 MWh/anno di energia elettrica. Il dato di producibilità è da considerarsi ottimo, in considerazione del fatto che la soglia minima di producibilità, normalmente considerata dalle norme regionali è pari a 1800 ore equivalenti di funzionamento annuo.

Tutti i calcoli sono stati effettuati utilizzando metodi scientifici disponibili nella letteratura tecnica internazionale secondo lo stato dell'arte della tecnica ingegneristica, optando, in qualche occasione, per scelte conservative.