

SORGENIA RENEWABLES S.R.L.

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO IN LOCALITA' "POGGIO DELL'ORO" NEL COMUNE DI TUSCANIA (VT) E OPERE CONNESSE ANCHE NEL COMUNE DI TARQUINIA (VT)



Via Degli Arredatori, 8
70026 Modugno (BA) - Italy
www.bfpgroup.net - info@bfpgroup.net
tel. (+39) 0805046361

Azienda con Sistema di Gestione Certificato
UNI EN ISO 9001:2015
UNI EN ISO 14001:2015
UNI ISO 45001:2018

Tecnico

ing. Danilo POMPONIO

Collaborazioni

ing. Milena MIGLIONICO
ing. Giulia CARELLA
ing. Tommaso MANCINI
ing. Martino LAPENNA
ing. Mariano MARSEGLIA
ing. Giuseppe Federico ZINGARELLI
ing. Dionisio STAFFIERI

Responsabile Commessa

ing. Danilo POMPONIO

ELABORATO		TITOLO	COMMESSA	TIPOLOGIA	
C17		RELAZIONE ANEMOLOGICA	23035	D	
			CODICE ELABORATO		
			DC23035D-C17		
REVISIONE	Tutte le informazioni tecniche contenute nel presente documento sono di proprietà esclusiva della Studio Tecnico BFP S.r.l e non possono essere riprodotte, divulgate o comunque utilizzate senza la sua preventiva autorizzazione scritta. All technical information contained in this document is the exclusive property of Studio Tecnico BFP S.r.l. and may neither be used nor disclosed without its prior written consent. (art. 2575 c.c.)	SOSTITUISCE	SOSTITUITO DA		
00		-	-		
		NOME FILE	PAGINE		
		DC23035-C17.doc	13 + copertina		
REV	DATA	MODIFICA	Elaborato	Controllato	Approvato
00	28/04/23	Emissione	Sorgenia	Sorgenia	Sorgenia
01					
02					
03					
04					
05					
06					

1. PREMESSA.....	2
2. DESCRIZIONE PROPONENTE.....	2
3. SCOPO	2
4. INQUADRAMENTO GEOGRAFICO	2
5. METODOLOGIA	4
6. MODELLO OROGRAFICO 3D	5
7. INPUT ANEMOLOGICO	6
8. LAYOUT DI IMPIANTO	8
9. MODELLO DI AEROGENERATORE	9
10. ANALISI DI PRODUCIBILITÀ	11
11. CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE.....	12

1. PREMESSA

Il presente documento di valutazione della risorsa eolica e analisi di producibilità è redatto da Sorgenia Renewables S.r.l che se ne assume ogni responsabilità circa i contenuti, per cui la società BFP S.r.l. declina ogni responsabilità circa i contenuti dello studio che rappresenta lo stato iniziale di sviluppo progettuale.

La proposta progettuale è finalizzata alla realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile eolica, costituito da 9 aerogeneratori, ciascuno di potenza nominale pari a 6,20 MW per una potenza complessiva di 55,80 MW, di un sistema di accumulo da 15 MW di potenza utile e le relative opere di connessione per il collegamento al futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV "Tuscania" da realizzarsi nel comune di Tuscania (VT), mentre una parte del cavidotto esterno coinvolgerà il territorio del comune di Tarquinia (VT).

2. DESCRIZIONE PROPONENTE

La società **SORGENIA RENEWABLES S.R.L.** ha sede legale in Via Alessandro Algardi, 4 – 20148 Milano.

C.F. e P.IVA 10300050969

3. SCOPO

La presente relazione anemologica e di producibilità si pone come obiettivo la quantificazione preliminare delle potenzialità eoliche del sito di area vasta e della producibilità attesa del futuro impianto eolico in proposta, situato nel Comune di Tuscania (VT), che prevede l'installazione di n.9 aerogeneratori con potenza nominale di 6.2MW ciascuno, per una potenza complessiva di 55.8MW, e con diametro rotore fino a 170m e altezza mozzo fino a 125m.

4. INQUADRAMENTO GEOGRAFICO

Il parco eolico di progetto sarà ubicato nel comune di Tuscania (VT) a circa 9 km di distanza dal centro abitato. I terreni sui quali si installerà il parco eolico, interessa una superficie vasta, anche se la quantità di suolo effettivamente occupato è significativamente inferiore e limitato alle aree di piazzole dove verranno installati gli aerogeneratori, come visibile sugli elaborati planimetrici allegati al progetto.

L'area di progetto, intesa come quella occupata dai 9 aerogeneratori, di un sistema di accumulo e le relative opere di connessione per il collegamento al futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV "Tuscania", interessa il territorio comunale di Tuscania (VT), censito al NCT ai fogli di mappa nn. 78, 79, 88, 90, 91, 105, 118, 120, 121, 122, 123, 127, 128, 129, 132, e 133, mentre una parte del cavidotto

esterno ricade nel territorio del comune di Tarquinia (VT) censito al NCT ai fogli di mappa nn. 1, e 2.

Di seguito si riporta la tabella riepilogativa, in cui sono indicate per ciascun aerogeneratore le relative coordinate e le particelle catastali, con riferimento al catasto terreno del Comune di Tuscania (VT).

Tabella dati geografici e catastali degli Aerogeneratori:

WTG	COORDINATE GEOGRAFICHE WGS84		COORDINATE PLANIMETRICHE UTM33 WGS 84		DATI CATASTALI		
	LATITUDINE	LONGITUDINE	NORD (Y)	EST (X)	Comune	foglio	p.lla
TU 01	42° 21' 25.15"	11° 42' 8.28"	4694682,18	228410,32	Tuscania	121	36
TU 02	42° 21' 10.33"	11° 42' 47.78"	4694190,34	229296,94	Tuscania	133	395
TU 03	42° 21' 43.86"	11° 42' 51.58"	4695221,74	229423,19	Tuscania	121	9
TU 04	42° 21' 31.05"	11° 43' 13.92"	4694806,53	229919,63	Tuscania	122	17
TU 05	42° 22' 16.82"	11° 43' 44.29"	4696191,52	230668,98	Tuscania	118	45
TU 06	42° 21' 19.11"	11° 43' 30.67"	4694423,89	230288,96	Tuscania	122	17
TU 07	42° 21' 43.78"	11° 44' 37.76"	4695125,64	231852,79	Tuscania	123	35
TU 08	42° 22' 21.31"	11° 44' 59.16"	4696264,11	232386,99	Tuscania	120	77
TU 09	42° 22' 25.37"	11° 46' 29.97"	4696310,49	234468,46	Tuscania	127	9

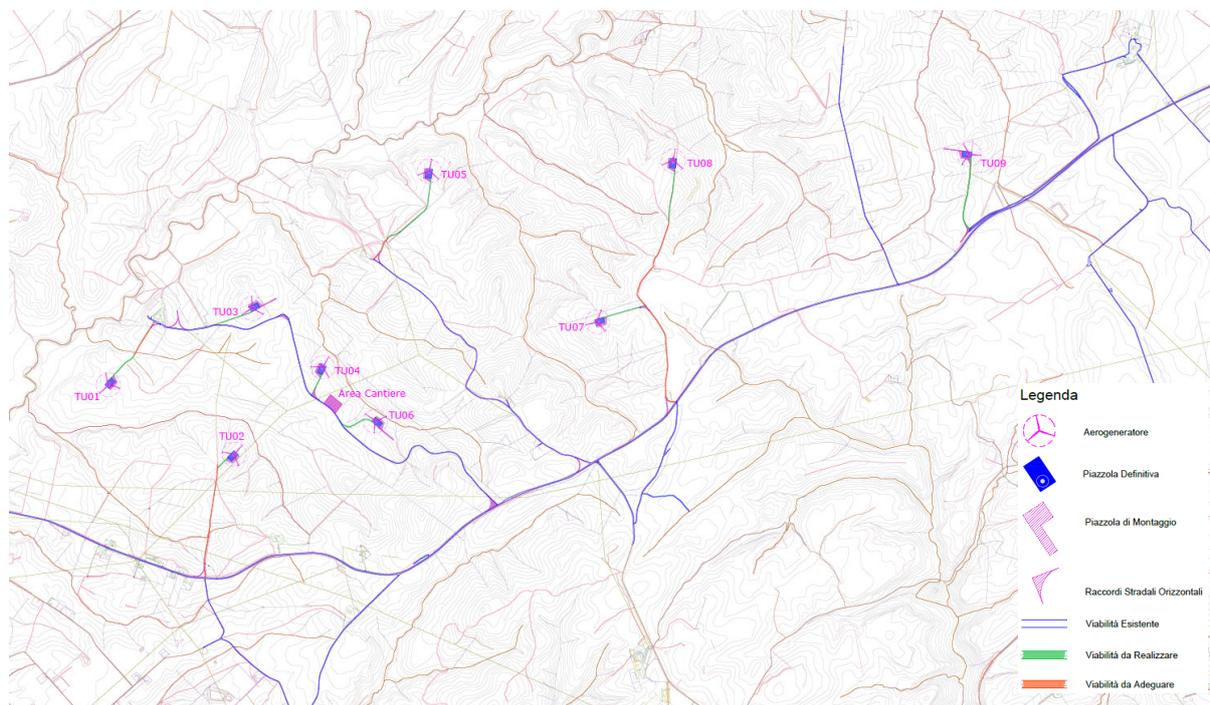


Figura 1- Inquadramento geografico

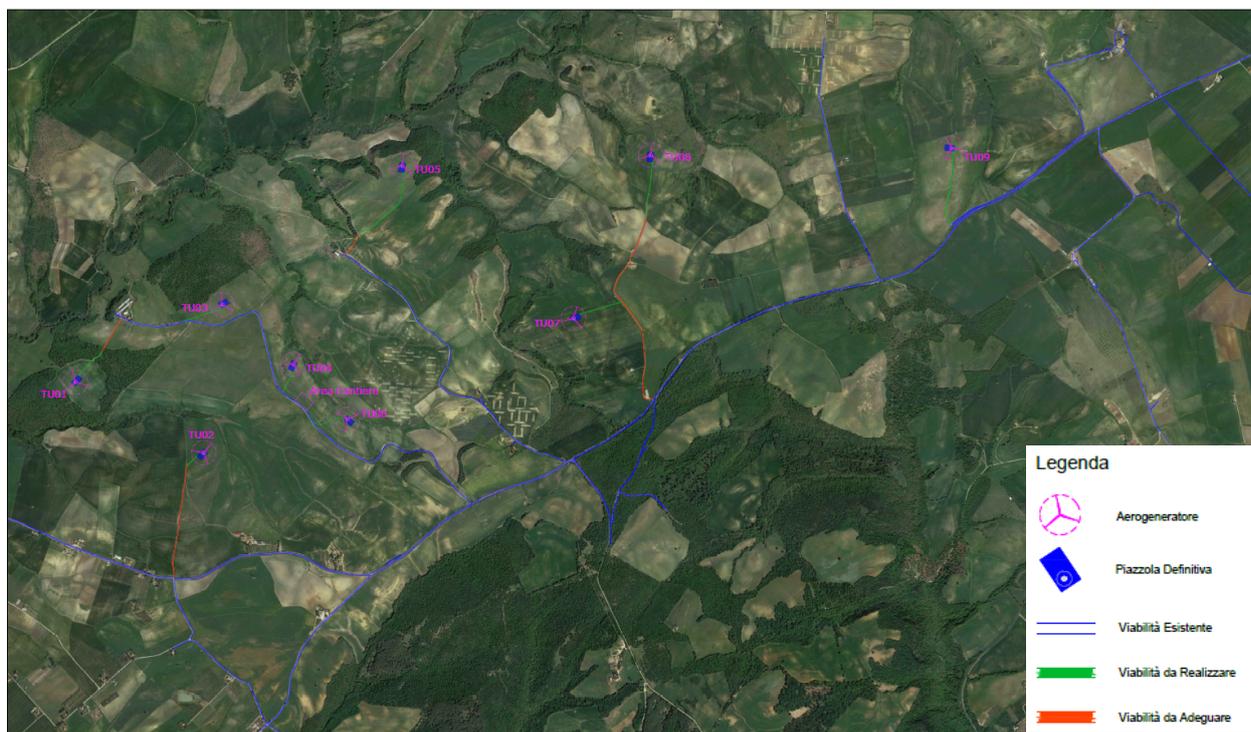


Figura 2: Ubicazione dell'impianto su ortofoto

5. METODOLOGIA

La modellazione dell'impianto utilizzerà dati altimetrici provenienti dalla rete TINITALY, mentre l'input anemometrico sarà costituito da dati provenienti da una torre anemometrica virtuale forniti da VORTEX, società che fornisce dati anemologici virtuali sulla base di estrapolazioni derivate da modelli mesoscala con risoluzione territoriale pari a 100 m.

L'insieme di dati di vento è stato associato ad un modello digitale del territorio, opportunamente esteso intorno all'area d'interesse, per costituire l'input del codice di simulazione anemologica WindPRO. Il modello digitale territoriale, o DTM, fornisce al software tutte le informazioni legate all'andamento altimetrico del terreno, alla distribuzione di rugosità superficiale ed, eventualmente, alla presenza di ostacoli naturali o infrastrutturali che possono esercitare un sensibile effetto indotto sul regime anemologico locale.

WindPRO, tramite il modulo di calcolo WASP è in grado di calcolare la distribuzione orizzontale e verticale dei principali parametri anemologici caratterizzanti l'area circostante il punto di misura. I valori di tali parametri, calcolati su ciascuna delle posizioni previste per l'installazione delle macchine, ed associati alle curve di prestazioni del modello di aerogeneratore selezionato, permettono di operare una stima del valore di produzione di energia media annua attesa dall'impianto, al netto delle perdite per scia aerodinamica indotte dagli effetti d'interferenza reciproca tra le turbine.

I risultati finali verranno espressi in termini di P50, essendo P il valore di resa energetica che l'impianto attende di realizzare sul lungo periodo, con la probabilità pari al 50% che tale livello di energia prodotta venga raggiunto o superato.

6. MODELLO OROGRAFICO 3D

L'installazione delle turbine è prevista su un'area con colline dolci orograficamente semplice, con assenza di discontinuità orografiche significative su larga scala. L'area è caratterizzata dalla presenza di vegetazione rada, alberi isolati a basso fusto e case sparse, ed i terreni nell'intorno del sito sono adibiti a seminativi. Le altitudini d'installazione delle macchine oscillano tra 60 e 140 m slm, con un valore altimetrico medio di 101 m slm ed un dislivello massimo pari a 80 m.

È stato realizzato un modello orografico digitale DTM (Digital Terrain Model) che descrive l'andamento altimetrico dell'area geografica interessata dalla simulazione del campo di vento. Il modello interessa una superficie pari a circa 30 x 30 km², che si estende fino a coprire un raggio d'influenza pari ad almeno 10 km di distanza dai punti di interesse (stazione anemologica virtuale "Vortex", e punti macchina).

Il terreno è stato modellato interpolando i dati altimetrici ricavabili dal database TINITALY, che garantisce una risoluzione massima di 10m in longitudine e latitudine. Il file vettoriale delle isoaltimetriche, è stato utilizzato come input per la simulazione del regime anemologico sul sito, eseguita con il codice di calcolo WAsP. È stata implementata anche una mappatura digitale della rugosità superficiale del terreno su area vasta (superficie pari a circa 45 x 45 km²), sulla base del database CORINE LANDCOVER 2018. I valori di rugosità superficiale del terreno variano per il modello da classe 0 (mare e specchi d'acqua) a classe 3,4 (aree suburbane e industriali), con una rugosità prevalente di classe 1.5 associata con aree agricole aperte con pochi ostacoli. Vi è una zona coperta da foresta a Sud del sito di impianto, il cui effetto è stato considerato nella modellazione.

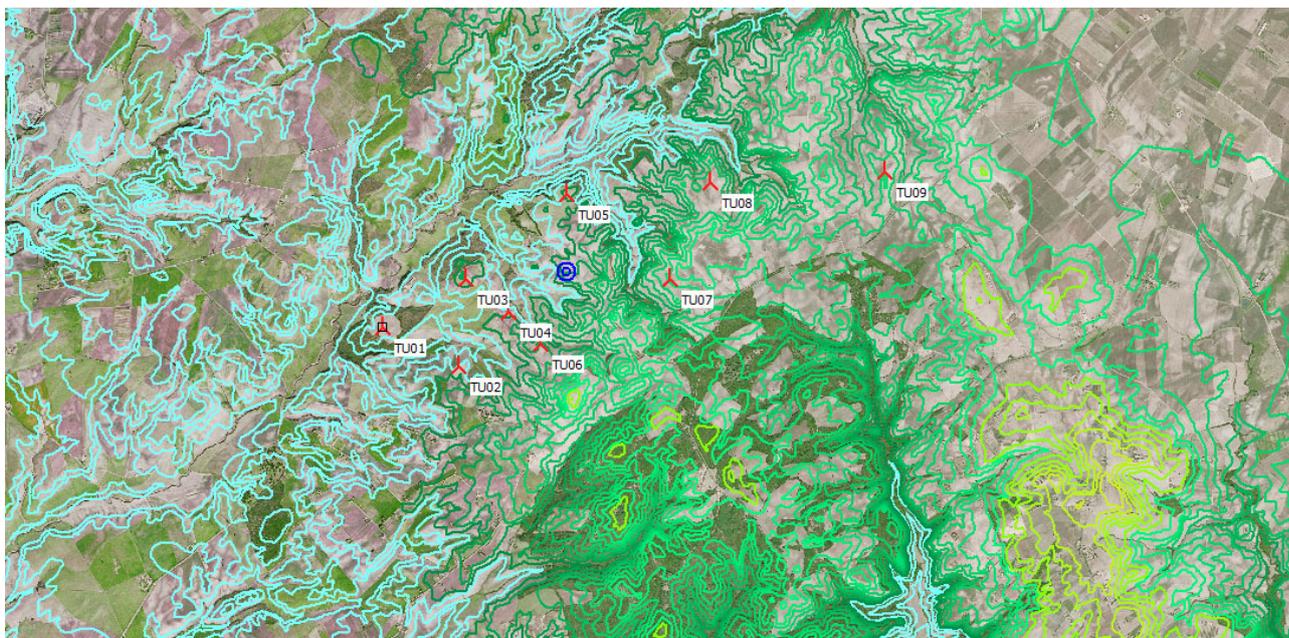


Figura 3 Modello digitale di elevazione del terreno (dettaglio dell'area di impianto)

7. INPUT ANEMOLOGICO

L'area di progetto non è ancora stata monitorata direttamente da una stazione anemometrica installata in sito. Per la definizione preliminare del regime anemologico sulla zona interessata dal progetto d'impianto è stata pertanto impiegata una torre anemometrica virtuale, fornita dalla società VORTEX FCD e derivante da calcoli numerici complessi applicati a modelli anemologici mesoscala con risoluzione di calcolo geografica pari a 100 m. Le frequenze di occorrenza della velocità vento, estrapolate sulla posizione della torre anemometrica virtuale prossima alla posizione dell'aerogeneratore TU06 alle coordinate nel sistema di riferimento geografico UTM/WGS84 PVortex (724727, 4694615) ad un'altezza dal suolo pari a 110 m, vengono introdotte, come file di input anemologico nel formato [*.tab], nel software di simulazione WindPRO sotto forma di tabella che discretizza i dati per 16 settori di provenienza del vento e per intervalli di velocità pari a 1 m/s, come riportato dalla Tab. 3.

Tabella 1 Distribuzione frequenza e intensità vento su torre virtuale VORTEX

deg → m/s ↓	0.0	22.5	45.0	67.5	90.0	112.5	135.0	157.5	180.0	202.5	225.0	247.5	270.0	292.5	315.0	337.5	%
0-1	31.8	39.9	31.6	16.4	33.4	31.6	25.3	17.2	24.9	21.7	21.1	12.4	21.1	29.0	31.9	26.4	4.7
1-2	47.8	59.6	65.0	34.0	53.5	48.4	48.3	36.5	42.5	50.8	54.1	38.3	42.5	49.5	49.8	44.0	8.7
2-3	43.7	62.7	102.9	56.0	61.8	53.4	61.3	52.5	54.4	68.3	77.5	72.7	44.4	51.5	48.8	41.5	10.9
3-4	32.7	56.7	120.1	83.8	57.4	48.5	65.3	64.2	60.8	80.5	99.5	111.8	42.9	51.3	37.1	28.7	11.9
4-5	23.3	51.2	128.4	99.3	49.4	43.7	65.7	73.7	66.2	84.5	112.9	127.9	36.9	40.3	26.9	20.2	12.0
5-6	15.6	42.0	128.4	112.6	47.0	37.9	68.7	77.9	67.0	85.2	98.2	109.1	27.2	31.9	16.0	11.6	11.1
6-7	9.3	38.6	121.9	118.2	38.2	31.2	57.6	73.3	60.2	69.4	62.3	60.9	17.0	23.4	9.7	6.3	9.1
7-8	6.1	31.9	123.7	112.9	25.6	25.9	58.4	67.9	56.1	48.6	45.1	34.8	10.4	14.1	5.6	3.2	7.6
8-9	3.7	22.8	113.3	94.6	16.6	21.8	49.3	56.5	46.2	32.8	30.4	15.2	5.6	7.3	2.1	1.2	5.9
9-10	3.2	17.7	106.7	79.4	10.3	19.0	36.6	50.9	32.8	20.0	18.0	6.1	4.1	6.3	0.7	0.0	4.7
10-11	1.4	17.8	104.2	54.4	6.4	8.6	28.7	38.9	25.5	12.3	10.2	1.3	2.1	2.2	0.0	0.0	3.6
11-12	0.0	11.1	98.5	27.1	1.9	5.5	19.7	28.2	22.0	9.1	4.9	0.0	0.0	0.9	0.0	0.0	2.6
12-13	0.0	6.8	87.5	16.1	1.1	3.1	18.3	21.1	14.2	4.0	1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0
13-14	0.0	5.6	69.4	9.5	0.0	2.2	13.2	13.8	11.8	1.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.4
14-15	0.0	4.1	59.3	4.7	0.0	0.8	8.3	9.7	6.6	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1
15-16	0.0	3.6	44.9	1.7	0.0	0.0	3.8	7.0	4.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.8
16-17	0.0	1.4	41.3	0.7	0.0	0.0	2.5	6.7	4.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6
17-18	0.0	1.4	26.1	0.0	0.0	0.0	1.4	5.0	1.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4
18-19	0.0	0.0	18.2	0.0	0.0	0.0	1.0	1.2	1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2
19-20	0.0	0.0	11.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
20-21	0.0	0.0	8.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
21-22	0.0	0.0	6.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
22-23	0.0	0.0	4.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1
23-24	0.0	0.0	3.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
24-25	0.0	0.0	2.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
25-26	0.0	0.0	1.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
26-27	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
27-28	0.0	0.0	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
28-29	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
%	2.5	5.4	18.6	10.5	4.6	4.4	7.2	8.0	6.9	6.7	7.3	6.7	2.9	3.5	2.6	2.1	

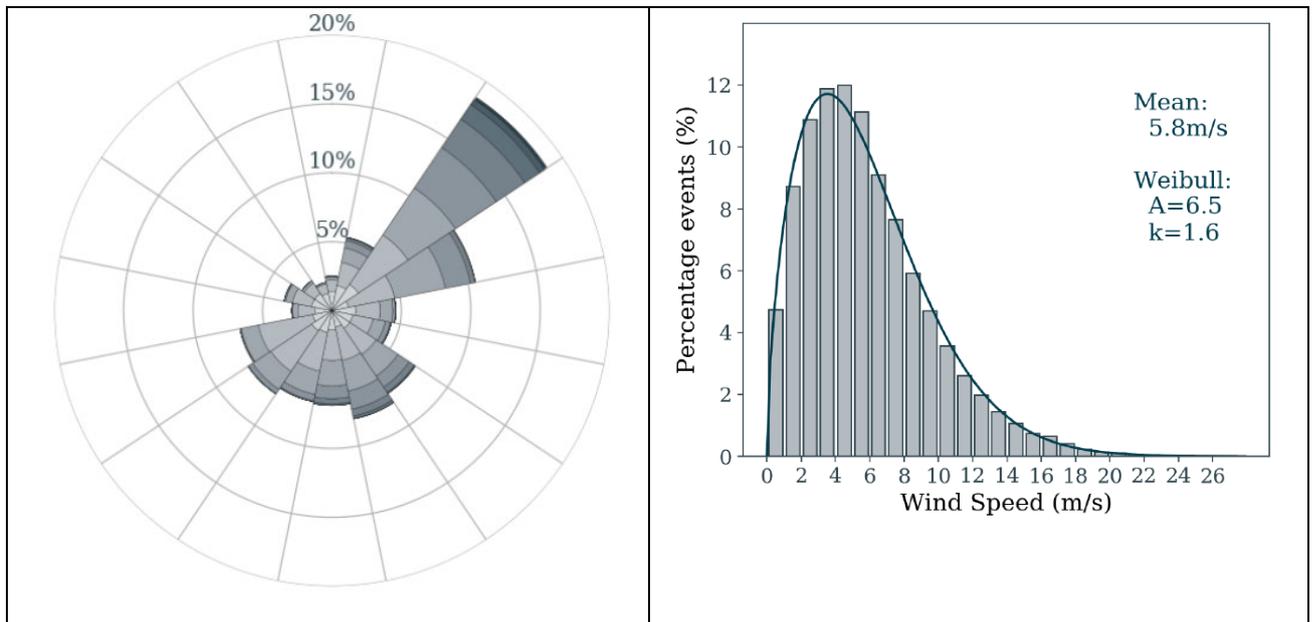


Figura 4 Rosa dei venti e distribuzione Weibull torre virtuale VORTEX

Come si può constatare dall'osservazione delle distribuzioni dei parametri anemologici, sopra riportate, sia per classi di velocità con step 1 m/s che per 16 settori di provenienza del vento, la risorsa eolica in sito è concentrata sulla direttrice principale NE sia in termini di distribuzione di frequenza, sia di densità di potenza specifica.

Le frequenze disponibili sono rappresentative di un periodo equivalente di monitoraggio del vento pari a vent'anni, e quindi assunte come quelle attese di riferimento sul lungo periodo. Non sono perciò necessarie ulteriori correzioni dei dati anemologici di input per il lungo periodo.

8. LAYOUT DI IMPIANTO

Si riportano di seguito le posizioni turbina di progetto nel sistema di riferimento geografico UTM/WGS84. Le coordinate sono state estrapolate dal relativo file GIS in formato [kmz] trasmesso dal Cliente, mentre le relative altitudini dei punti d'installazione sono state calcolate per interpolazione dal modello orografico digitale 3D creato per le simulazioni.

Tabella 2 Coordinate geografiche turbine di progetto ed informazioni altimetriche

Turbina #	Long. E [m]	Lat. N [m]	Altitudine slm [m]
TU01	722551	4692951	60
TU02	723469	4692522	80
TU03	723523	4693559	97
TU04	724046	4693180	84
TU05	724696	4694615	90
TU06	724441	4692824	100
TU07	725952	4693635	141
TU08	726404	4694808	120
TU09	728477	4695001	139

La posizione delle turbine di progetto, così come la scelta del relativo modello di macchina, sono in linea con le prassi progettuali normalmente applicate nella fase di sviluppo di nuovi impianti per la produzione di energia da fonte eolica. La disposizione rispetta il regime di vento atteso sul sito, sia in termini di direzioni prevalenti, con le turbine allineate secondo schiere di direttrice a queste normali, che di distanziamento reciproco, per limitare entro livelli ammissibili le perdite per turbolenza di scia da interferenza aerodinamica. Nella tabella sottostante sono riportate le inter-distanze tra gli aerogeneratori d'impianto in metri e in diametri di un rotore da 170m. Come si può notare dalla tabella, tutte le posizioni sono distanziate di almeno 3 diametri di rotore.

Le perdite medie per turbolenza di scia da interferenza aerodinamica si attestano su un valore di circa 4,3% tipico per questo tipo di sviluppi.

Tabella 3 Distanza tra turbine

Turbina di riferimento	Turbina più prossima	Distanza[m]	Distanza in rotori
TU01	TU02	1.013	6
TU02	TU04	876	5,2
TU03	TU04	646	3,8
TU04	TU06	532	3,1
TU05	TU04	1.574	9,3
TU06	TU04	532	3,1
TU07	TU08	1.258	7,4
TU08	TU07	1.258	7,4
TU09	TU08	2.082	12,2

Dalle informazioni pubbliche e dalle ortofoto satellitari disponibili non si rilevano impianti eolici in esercizio nelle vicinanze di quello di progetto che potrebbero causare perdite sulla produzione.

9. MODELLO DI AEROGENERATORE

Gli aerogeneratori in progetto avranno diametro del rotore fino a 170 m, una torre di altezza fino a 125 m e una potenza unitaria fino a 6,2 MW ciascuno.

Ad oggi il mercato delle turbine eoliche è caratterizzato da un discreto numero di costruttori che realizzano aerogeneratori della taglia sopra indicata e questo porta ad un livello di concorrenza sullo stato d'avanzamento della tecnologia e sulle garanzie di funzionamento degli stessi. Pertanto, la scelta del costruttore e della tipologia di aerogeneratore da installare nel parco eolico avverrà al termine dell'iter autorizzativo.

Per la stima della resa energetica delle turbine di progetto è stato considerato come aerogeneratore tipo la turbina SG170-AM0 prodotta da Siemens Gamesa, con altezza mozzo di 125m., che si è ritenuto possa essere rappresentativo della taglia massima di aerogeneratore scelta per il parco eolico in esame, di cui si riportano le principali caratteristiche tecniche in

Tabella 9-1. Sulla scelta finale dell'aerogeneratore rimane valido quanto specificato al paragrafo precedente.

Tabella 9-1 - Specifiche tecniche aerogeneratore di riferimento

Grandezza	U.M.	Valore
Potenza	kW	6200
Velocità di avvio (cut in)	m/s	3
Velocità massima potenza	m/s	11.0
Velocità di arresto (cut out)	m/s	25
Velocità di rotazione nominale	rpm	8.8
Numero di pale	n°	3
Altezza della torre	m	125
Diametro del rotore	m	170
Area spazzata dal rotore	mq	22'692
Classe	IEC	IEC IIIA/IIIB

Di seguito, sono rappresentate nel loro sviluppo la curva di potenza (P), la curva di spinta (Ct) e il coefficiente di potenza (Cp) usati per determinare la producibilità e le perdite per effetto scia dell'impianto, riferite alla densità dell'aria standard pari a 1,225 kg/m³. Queste curve vengono corrette dal modello di calcolo sulla base della densità dell'aria media misurata per il sito d'impianto.

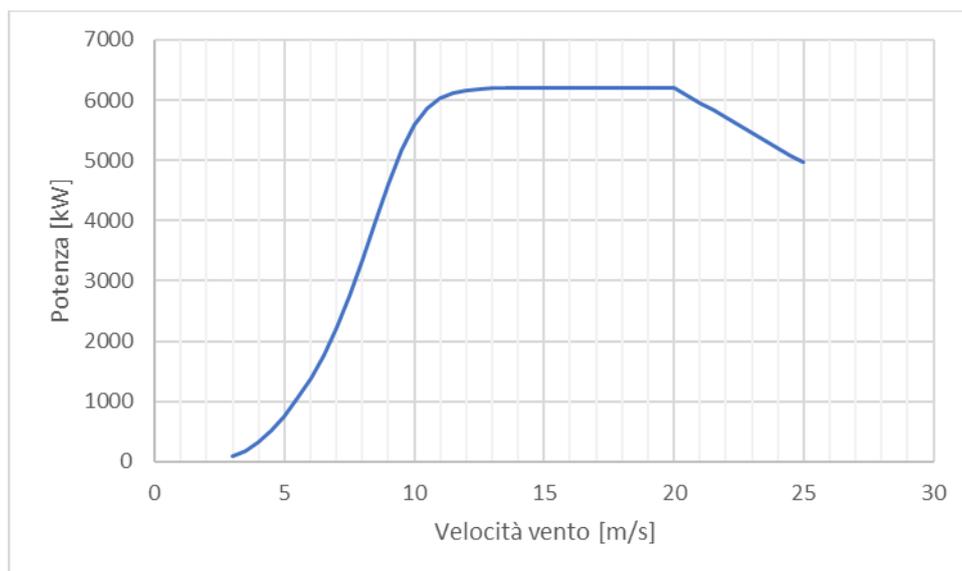


Figura 5 Curva di potenza dell'aerogeneratore Siemens Gamensa SG170 da 6,0 MW in funzione della velocità del vento al mozzo in condizioni standard

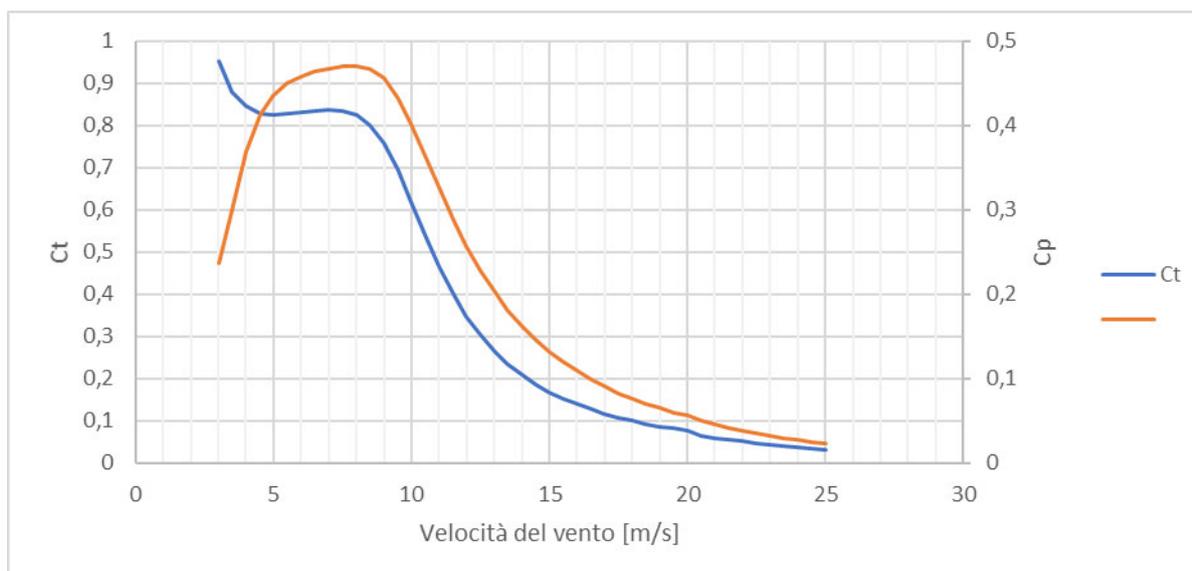


Figura 6 Coefficienti di spinta e di potenza dell'aerogeneratore Siemes Gamesa SG170 da 6,2 MW in funzione della velocità del vento al mozzo in condizioni standard

10. ANALISI DI PRODUCIBILITÀ

Attraverso l'applicazione WASP dell'atlante di vento ottenuto dall'implementazione dei parametri anemologici sintetici (frequenze di occorrenza della velocità vento per 16 settori di provenienza e per classi di velocità con step 1 m/s) associati alla stazione anemometrica virtuale VORTEX, il codice di calcolo provvede, con l'implementazione del modello altimetrico e di rugosità superficiale del terreno in sito, all'estrapolazione orizzontale (punti d'installazione) e verticale (altezza mozzo) della velocità vento attesa su ciascuna delle sei posizioni turbina previste dal progetto.

La risultante velocità del vento media annuale in sito all'altezza mozzo è pari a 6,3 m/s.

In base alla distribuzione puntuale della risorsa eolica, e alle caratteristiche di performance del modello di turbina considerato, il codice di calcolo ricava la produzione lorda associata ad ogni punto macchina. La produzione lorda deve essere successivamente decurtata delle perdite di scia e delle perdite tecniche per ricavare la produzione netta.

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

La producibilità così calcolata, lorda e al netto delle perdite per scia, è stata successivamente elaborata decurtandola delle perdite fisse aggiuntive legate a fattori indipendenti dalle potenzialità eoliche del sito e dalle caratteristiche di performance del modello di turbina adottato.

I valori assunti per la stima di tali perdite, esprimibili in percentuale dell'energia prodotta al netto delle scie, sono riportati sulla seguente Tab. 4, ciascuno in corrispondenza dell'effetto considerato.

Tabella 2 Stima perdite tecniche impianto

Fattore di perdita	Perdita [%]
Perdite elettriche di impianto	3,0%
Indisponibilità impianto per manutenzione ordinaria/straordinaria	3,0%
Degradazione performance aerogeneratori	2,0%
Indisponibilità BOP/rete	0,7%
Altri fattori	0,5%
Totale	9,20%

Tali coefficienti di perdita sono stati quindi applicati ai risultati di producibilità, già calcolati al netto delle scie, e riportati in termini assoluti e di ore di funzionamento medie annue unitarie a potenza nominale. La produzione così calcolata, rappresenta la P50, essendo P il valore di resa energetica che l'impianto attende di realizzare sul lungo periodo, con la probabilità pari al 50% che tale livello di energia prodotta venga raggiunto o superato.

La tabella sottostante riporta la sintesi dei risultati della producibilità d'impianto in termini di produzione media annuale [GWh/a] ed ore equivalenti [Heq]:

Tabella 3 Sintesi dei risultati della producibilità d'impianto

Potenza installata [MW]	# Turbine	Modello turbina	Altezza mozzo [m]	AEP Lorda [MWh/a]	Perdite scia [%]	Perdite tecniche [%]	AEP Netta P50	
							[MWh/a]	[Heq]
55,8	9	SG170-6,2MW	125	162'288	4,3	9,20	141'012	2'527

11. CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

È stata eseguita una analisi preliminare di producibilità per la quantificazione delle potenzialità eoliche del sito di area vasta e della producibilità attesa del futuro impianto eolico in proposta, situato nel Comune di Tuscania (VT), che prevede l'installazione di n.9 aerogeneratori

con potenza nominale di 6,2MW ciascuno, per una potenza complessiva di 55,8MW, con diametro rotore fino a 170m e altezza mozzo fino a 125m.

L'installazione delle turbine è prevista su un'area con colline dolci orograficamente semplice, con assenza di discontinuità orografiche significative su larga scala. L'area è caratterizzata dalla presenza di vegetazione rada, alberi isolati a basso fusto e case sparse, ed i terreni nell'intorno del sito sono adibiti a seminativi. Le altitudini d'installazione delle macchine oscillano tra 60 e 140 m slm.

L'area di progetto non è ancora stata monitorata direttamente da una stazione anemometrica installata in sito. Per la definizione preliminare del regime anemologico sono stati impiegati dati da una torre anemometrica virtuale, forniti dalla società VORTEX FCD.

La modellazione è stata eseguita attraverso l'impiego del codice di simulazione WindPRO.

La velocità del vento media annuale all'altezza mozzo in sito risulta pari a 6,3 m/s, concentrata sulle direttrici principale NE sia in termini di distribuzione di frequenza, sia di densità di potenza specifica.

La disposizione del layout di impianto rispetta il regime di vento atteso sul sito, sia in termini di direzioni prevalenti, con le turbine allineate secondo schiere di direttrice a queste normali, che di distanziamento reciproco, per limitare entro livelli ammissibili le perdite per turbolenza di scia da interferenza aerodinamica. Le perdite medie per turbolenza di scia da interferenza aerodinamica si attestano infatti su un valore media di circa 4,3% tipico per questo tipo di sviluppi.

Il modello di turbina utilizzato per il calcolo di produzione è la Siemens Gamesa modello SG170-AM0. Il modello di turbina proposto per l'impianto riesce a sfruttare al meglio la risorsa eolica, con previsione preliminare di produzione media annuale P50 di 141'012 MWh/a al netto delle perdite di scia e delle perdite tecniche, che corrisponde a 2'527 ore equivalenti.