



REGIONE SICILIA



PROVINCIA DI TRAPANI



COMUNE DI MAZARA DEL VALLO



COMUNE DI SANTA NINFA



COMUNE DI SALEMI

Proponente	<b>Geremo S.r.l.</b>				
Progettista:	<b>SeaWindPower</b>			Partnered by:	
Progettazione	<p><b>Ing. Francesco Desiderio Lanzalaco</b>  <b>Ing. Francesco Desiderio Lanzalaco</b>          Via A. Ognibene n. 107          92013 - Menfi (AG)  <i>Ordine degli Ingegneri della Provincia di Palermo n. 4488</i>          seawindpower@pec.it</p>		<p>Studio          Botanico e          Faunistico e          Agronomico</p>	<p><b>Dott. For. Giuseppe D'Angelo</b>          Corso Umberto I n. 140          90010 - Gratteri (PA)          g.dangelo@conafpec.it</p>	
SIA PMA	<p><b>Ing. Francesco Desiderio Lanzalaco</b>          Via A. Ognibene n. 107          92013 - Menfi (AG)          seawindpower@pec.it</p>		<p>V.I. ARCH.</p>	<p><b>Dott. Sebastiano Muratore</b>          Via G. P. Giraldi n. 16          90123 - Palermo (PA)          muratore@pec.paropos.com</p>	
Studio Idraulico	<p><b>Ing. Dario Tricoli</b>          Via Carlo Pisacane n. 25/F          88100 - Catanzaro (CZ)          ruwa@pec.ruwa.it</p>		<p>Studio          Geologico          Geofisico ed          Idrogeologico</p>	<p><b>Dott. Leonardo Mauceri</b>          Via Olanda n. 15          92010 - Montevago (AG)          geologomauceri@epap.sicurezzapostale.it</p>	
Studio impatto acustico	<p><b>Ing. Maurizio V. Salvo</b>          Via Cavour n. 28          91025 - Marsala (TP)          mediacom srl@gigapec.it</p>		<p>Studio          preliminare          strutture</p>	<p><b>Ing. Gaspare La Porta</b>          Via Rosario n. 44          92015 - Raffadali (AG)          gaspare.la.porta@ingpec.eu</p>	
Opera	<p><b>Progetto di realizzazione di un impianto eolico e opere connesse nei Comuni di Mazara del Vallo (TP), Salemi (TP) e Santa Ninfa (TP), denominato <i>Anemos</i></b></p>				
Oggetto	<p>Codice elaborato interno - Titolo elaborato:  <b>ANMSS0R04-00 – STUDIO ANEMOLOGICO E DI PRODUCIBILITÀ</b></p>				
00	10/02/2023	Emissione per progetto definitivo	Ing. F.D. Lanzalaco	Ing. A. Letizia	Geremo s.r.l.
Rev.	Data	Oggetto della revisione	Elaborazione	Verifica	Approvazione

## INDICE

<b>1</b>	<b>Introduzione.....</b>	<b>3</b>
1.1	Società proponente .....	3
1.2	Oggetto del documento .....	3
<b>2</b>	<b>Caratteristiche anemometriche del sito.....</b>	<b>4</b>
2.1	Dati anemometrici AWS Truepower.....	4
2.2	Distribuzione statistica del vento .....	5
2.3	Direzione di provenienza del vento.....	6
<b>3</b>	<b>Dati tecnici aerogeneratori.....</b>	<b>7</b>
3.1	Scheda tecnica .....	7
3.2	Correzione curva di potenza.....	8
<b>4</b>	<b>Distanze tra gli impianti, Ostacoli ed Effetto scia.....</b>	<b>9</b>
<b>5</b>	<b>Calcolo valore atteso energia annua prodotta .....</b>	<b>12</b>
5.1	Energia annua prodotta lorda .....	12
5.2	Stima delle perdite e dell'energia annua prodotta netta.....	12
<b>6</b>	<b>Stima delle incertezze e delle produzioni P75 e P90 .....</b>	<b>13</b>
<b>7</b>	<b>Resoconto .....</b>	<b>15</b>

### 1 Introduzione

L'intervento consiste nella realizzazione di un parco eolico di potenza nominale complessiva pari a 45 MW e delle relative opere di connessione che interessa i comuni di Mazara del Vallo, Salemi e Santa Ninfa tutti in provincia di Trapani.

Il parco eolico proposto è composto dall'insieme di n. 10 aerogeneratori di potenza nominale singola di 4,5 MW collegati tramite cavidotti in MT della lunghezza di circa 34 km alla stazione di trasformazione MT/AT che verrà realizzata a circa 1,2 km dalla costruenda sotto-stazione in AT (di proprietà TERNA) denominata Partanna 3, in entrata ed esci sulla linea AT 220 kV Partanna-Fulgatore, da realizzarsi nel comune di Santa Ninfa. Tale nuova sotto-stazione rappresenterà il punto di connessione/raccolta dell'energia elettrica prodotta dai diversi impianti da fonte rinnovabile presenti o che saranno presenti nelle aree circostanti. La SE Partanna 3 sarà collegata tramite un nuovo elettrodotto AT a 220 kV che si svilupperà per una lunghezza pari a circa 9 km attraverso 18 tralicci e collegherà la SE Partanna 3 e l'ampliamento della stazione a 220 kV di Partanna. Il progetto è stato realizzato da un'altra Società incaricata ed ha ricevuto benestare da parte del Gestore di Rete nonché con D.A. n. 44/GAB giudizio positivo di compatibilità ambientale (V.I.A.) ai sensi dell'art. 25 del D.Lgs. n. 152/2006 e ss.mm.ii.

#### 1.1 Società proponente

Il soggetto proponente è la società GEREMO SRL, costituita il 15/06/2022, ha sede legale ed operativa in Bologna (BO), alla via Milazzo n. 17 ed è iscritta alla Sezione Ordinaria della Camera di Commercio Industria Agricoltura ed Artigianato di Bologna, con numero REA BO - 564887, C.F. e P.IVA n.04045191204.

La società proponente ha per oggetto sociale lo sviluppo, la costruzione, l'acquisto, la gestione, l'esercizio e la vendita di impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, nonché la costruzione di ogni tipo di infrastrutture e opere connesse e/o meramente funzionali ai detti impianti inclusi gli strumenti di misurazione delle risorse rinnovabili, nonché le attività connesse di produzione agricola finalizzate alla realizzazione e implementazione dei progetti agro-energetici.

La Società proponente ha dato mandato, per la progettazione definitiva, alle società Sea Wind Power srls e Green Go srl, socio unico della Geremo srl.

#### 1.2 Oggetto del documento

Il seguente documento propone lo studio anemologico e la stima di producibilità relativa al progetto di un parco eolico situato nella provincia di Marsala.

Il parco è costituito da 10 aerogeneratori con potenza nominale unitaria di 4,5 MW, per una potenza nominale complessiva di 45 MW.

La prima parte dello studio è incentrata sull'esame delle caratteristiche anemometriche del sito.

La Società proponente ha provveduto ad installare un anemometro per le rilevazioni dei dati anemologici in campo nei pressi del sito della WTG-07 alle seguenti coordinate geografiche: 295648E, 4179903N.

Si segnala che al momento della presente elaborazione, non avendo un campione di dati sufficienti ad eseguire la correlazione tra questi e quelli disponibili su altre stazioni anemometriche esistenti, è stato utilizzato come riferimento il database online AWS Truepower.

Successivamente sono riportati i dati tecnici dell'aerogeneratore e si è valutata l'influenza delle condizioni climatiche sulla potenza nominale dello stesso; inoltre, è stata esaminata la presenza di eventuali effetti scia causati dalle distanze tra gli aerogeneratori.

Infine, sulla base dei dati anemometrici, della curva di potenza dell'aerogeneratore e delle perdite si è stimata

l'energia annua prodotta dai singoli impianti e dall'intero campo eolico, con un ulteriore studio sulle probabilità che l'energia stimata sia effettivamente prodotta dal campo.

## 2 Caratteristiche anemometriche del sito

### 2.1 Dati anemometrici AWS Truepower

La principale fonte per i dati anemometrici utilizzati nel seguente studio è il database *AWS Truepower*, il quale alla quota rispetto al suolo dell'hub dell'aerogeneratore (118,5 metri) restituisce le seguenti caratteristiche anemologiche:

Impianto	Coordinate (gradi decimali)	Velocità media annua [m/s]	Elevazione [m.s.l.m.]	Densità media annua aria [ $\frac{kg}{m^3}$ ]	k Weibull annua
<b>WTG1</b>	LAT: 37,762083° LON: 12,580666°	7,05	138,4	1,178	2,15
<b>WTG2</b>	LAT: 37,758492° LON: 12,589882°	6,99	138,7	1,176	2,16
<b>WTG3</b>	LAT: 37,763519° LON: 12,604044°	7,1	155,1	1,177	2,17
<b>WTG4</b>	LAT: 37,762186° LON: 12,611670°	6,95	146,3	1,178	2,18
<b>WTG5</b>	LAT: 37,750717° LON: 12,632268°	6,64	84	1,182	2,2
<b>WTG6</b>	LAT: 37,746751° LON: 12,646927°	6,47	77,7	1,182	2,22
<b>WTG7</b>	LAT: 37,744037° LON: 12,680940°	6,64	114,6	1,181	2,23
<b>WTG8</b>	LAT: 37,747031° LON: 12,702670°	6,55	111,8	1,179	2,23
<b>WTG9</b>	LAT: 37,755981° LON: 12,735797°	6,63	124,8	1,180	2,25
<b>WTG10</b>	LAT: 37,766210° LON: 12,754703°	6,52	127,6	1,178	2,25

Tabella 1 – dati anemometrici sito

Il territorio destinato al parco eolico presenta un'orografia piuttosto uniforme, il che comporta una variazione trascurabile delle caratteristiche anemologiche tra gli impianti: le velocità annue medie del vento vanno da un minimo di 6,47 m/s ad un massimo di 7,1 m/s, con un parametro *k* della distribuzione di densità della probabilità della velocità del vento pari a circa 2,2.

## 2.2 Distribuzione statistica del vento

Il *parametro di forma k* (adimensionale) è un coefficiente caratteristico del sito che, insieme alla velocità media, consente di costruire il modello matematico di Weibull, il quale consente di simulare una distribuzione statistica di probabilità della velocità del vento, secondo la seguente formula:

$$f(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right)$$

Con:

- $f(V)$  la frequenza di probabilità della velocità del vento considerata
- $V$  velocità del vento considerata
- $c$  *parametro di scala*, parametro caratteristico che dipende da  $k$  e dalla velocità media del sito.

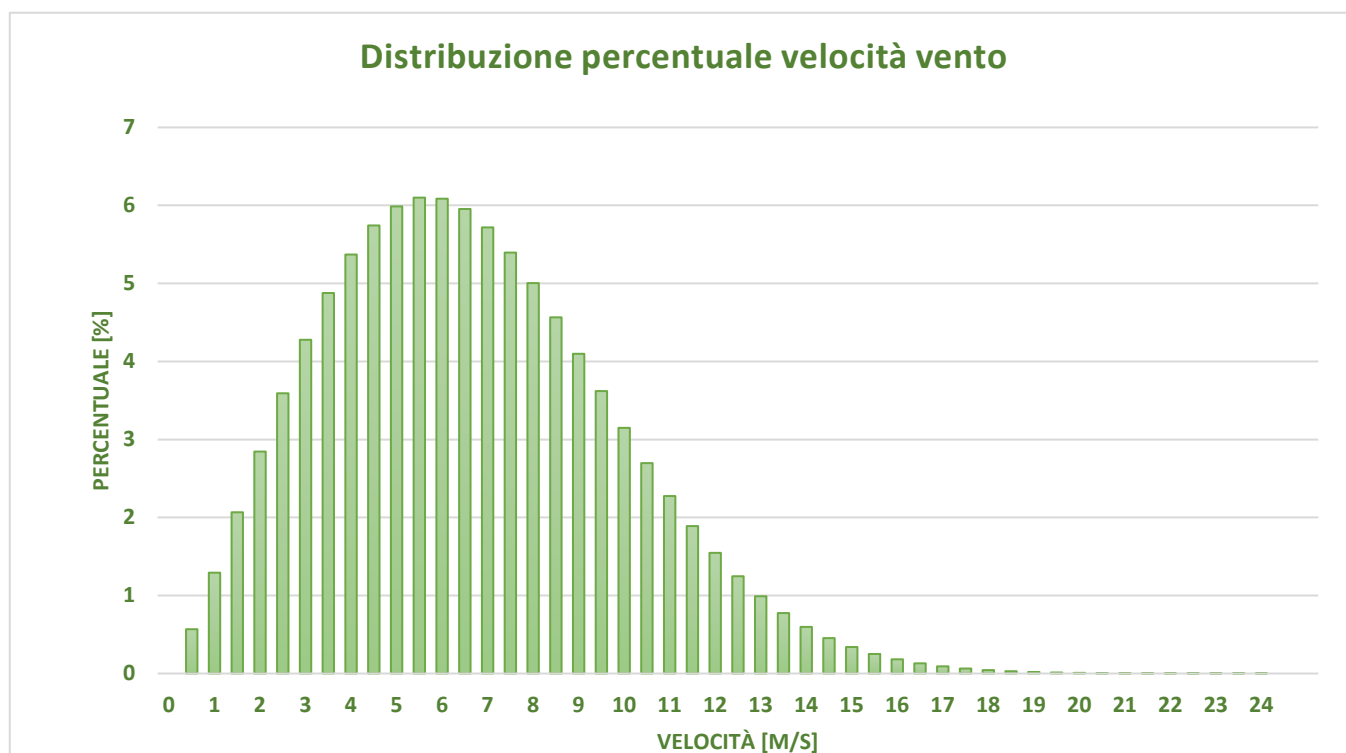
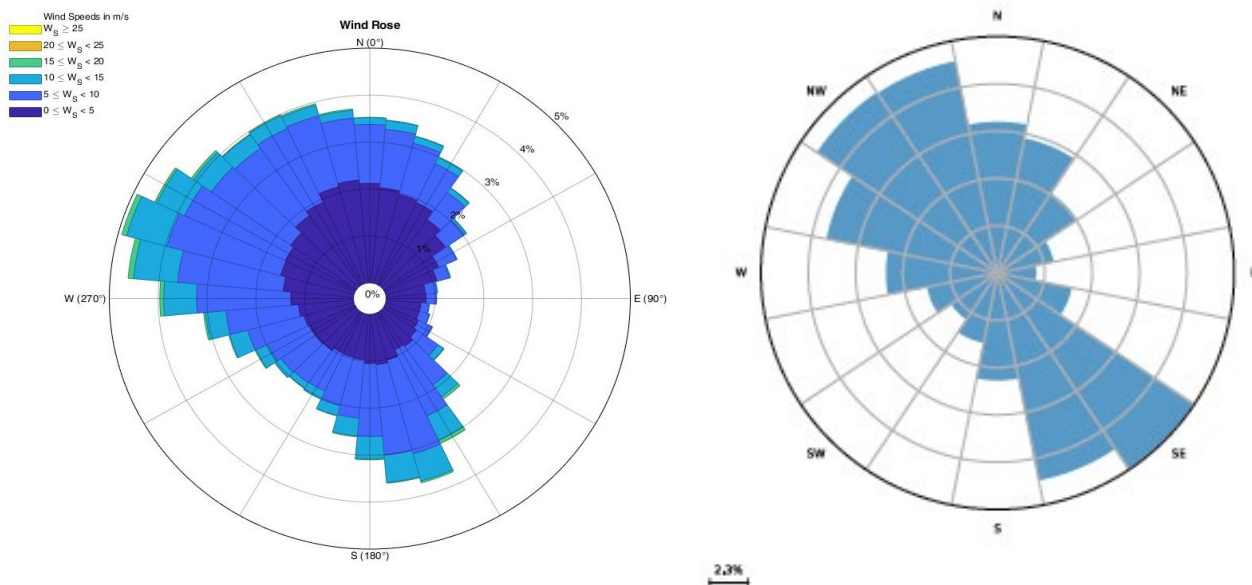


Figura 1 - distribuzione frequenza di probabilità del vento del sito WTG5, con velocità media del vento pari a 6,6 m/s e  $k$  Weibull pari a 2, con intervalli di velocità pari a 0,5 m/s

Nella figura viene mostrata graficamente la distribuzione della frequenza di probabilità del vento del sito WTG5 (simile a quella degli altri impianti); la distribuzione ha un andamento piuttosto regolare, con un massimo in termini percentuali intorno ai 5,5 m/s.

### 2.3 Direzione di provenienza del vento

Sono state altresì esaminate le direzioni di provenienza del vento, le quali sono schematizzate nella seguente figura:



**Figura 2** - Frequenza ed intensità delle direzioni di provenienza del vento. Il grafico a sinistra è stato generato tramite codice Matlab dal database meteo MERRA 2, il grafico a destra è prelevato direttamente dal report di AWS truepower.

All'interno del campo, per le WTG, le direzioni di provenienza del vento non variano in maniera significativa; si evidenziano due direzioni di provenienza principali, dai settori nord - nord/ovest e sud/est.

### 3 Dati tecnici aerogeneratori

#### 3.1 Scheda tecnica

Gli aerogeneratori che andranno a comporre il parco eolico sono V163 da 4,5 MW a marchio Vestas, dei quali si riportano le principali specifiche tecniche:

Tabella 2 - Caratteristiche tecniche aerogeneratore

#### CARATTERISTICHE PRINCIPALI V163

<b>Potenza nominale</b>	4500 kW
<b>Velocità di cut-in</b>	3 m/s
<b>Velocità di cut-out</b>	24 m/s
<b>Classe vento</b>	IEC IIIB
<b>Sistema regolazione potenza</b>	Regolazione attiva del passo delle pale (pitch control)
<b>Diametro rotore</b>	163 m
<b>Altezza rotore</b>	118,5 m

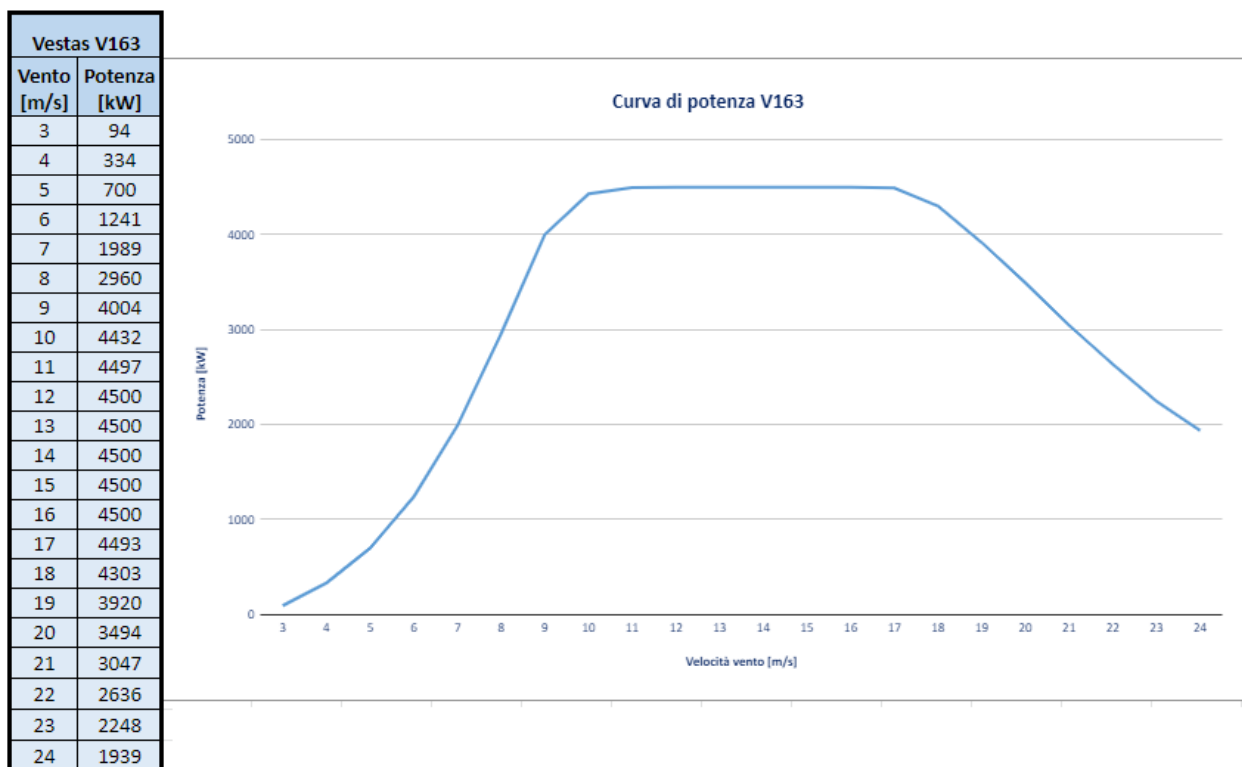


Figura 3 - curva di potenza nominale della turbina V163

### 3.2 Correzione curva di potenza

La curva di potenza fornita dal produttore è calcolata in condizioni standard di temperatura (15°C) e densità (1.225 kg/m<sup>3</sup>).

Per poter utilizzare la curva per il calcolo dell'energia producibile dall'impianto, è necessario apportare alcune modifiche alla stessa, in quanto la densità del sito (1.188 kg/m<sup>3</sup>) è diversa da quella nominale.

Avendo l'aerogeneratore un sistema di regolazione attiva del passo delle pale (*pitch control*), la curva corretta si può ottenere dalla seguente equazione:

$$V_r = V_n \left( \frac{\rho_{nom}}{\rho_{sito}} \right)^{1/3}$$

Con:

- $V_r$  la velocità reale
- $V_n$  la velocità della curva nominale
- $\rho_{nom}$  la densità nominale pari a 1,225 kg/m<sup>3</sup>
- $\rho_{sito}$  la densità media effettiva del sito

Come evidenziato dall'immagine seguente, la nuova curva, utilizzata per il calcolo dell'energia prodotta, è traslata leggermente a destra rispetto alla curva nominale:

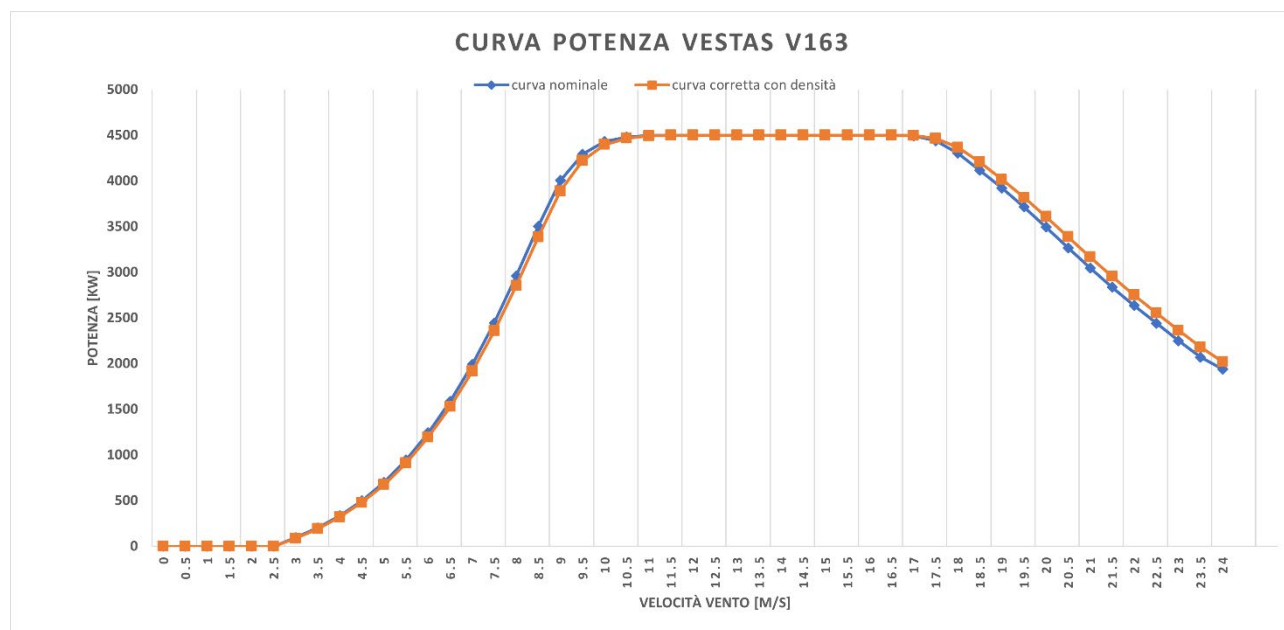


Figura 4 - curva di potenza nominale e corretta in funzione della densità atmosferica del sito

Essendo il sito quasi a livello del mare, la densità media dell'aria diverge poco dalla densità standard; quindi, anche la curva corretta in funzione della densità risulta molto simile alla curva nominale.



#### 4 Distanze tra gli impianti, Ostacoli ed Effetto scia

Nel seguente paragrafo si è valutata la presenza di eventuali *effetti scia* reciproci tra gli impianti.

Gli effetti scia sono causati dal passaggio del vento attraverso le pale di una turbina, che crea a valle di questa un flusso d'aria piuttosto turbolento e rallentato che può influire, in modo più o meno consistente, nella produzione degli altri impianti presenti sul sito, a seconda della distanza reciproca e della direzione prevalente del vento.

Nel caso di più impianti di dimensioni simili nella stessa zona, per evitare effetti scia significativi, è consigliata una distanza di 3-5 volte il diametro degli aerogeneratori nella direzione perpendicolare al vento prevalente e 5-9 volte il diametro nella direzione del vento prevalente.

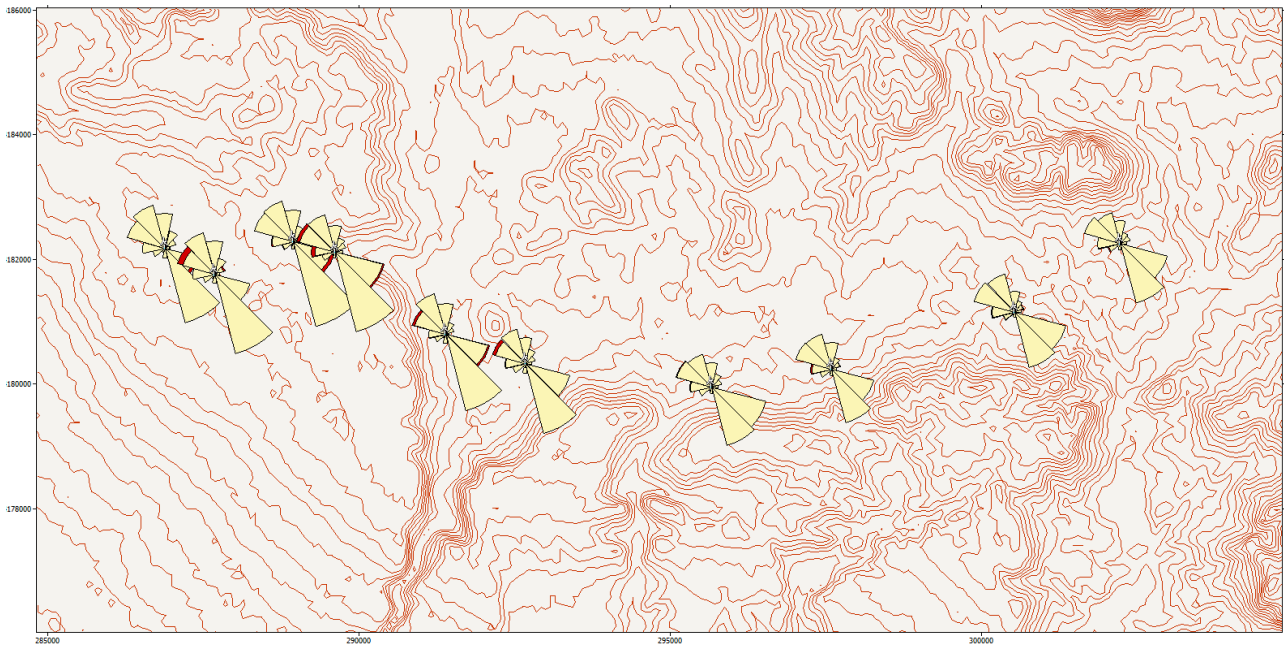
Per la valutazione quantitativa delle perdite per effetto scia sono stati importati nel codice di simulazione anemologica WASP i dati anemometrici, la posizione e le caratteristiche tecniche degli impianti ed un modello digitale del territorio, che fornisce al software tutte le informazioni legate all'andamento altimetrico del terreno ed alla distribuzione di rugosità superficiale.

Grazie a questi input, WASP è in grado di mappare la distribuzione sul territorio dei principali parametri anemologici e stimare le perdite per effetto scia degli impianti.

Si riportano i risultati ottenuti dall'analisi e le distanze reciproche degli aerogeneratori:

PERDITE PER EFFETTO SCIA		Distanze tra gli impianti [metri]									
		WTG1	WTG2	WTG3	WTG4	WTG5	WTG6	WTG7	WTG8	WTG9	WTG10
<b>WTG1</b>	1,21%	/	905	2066	2732	4720	6083	9062	10882	13688	15344
<b>WTG2</b>	2,26%	905	/	1367	1964	3834	5194	8185	10022	12863	14550
<b>WTG3</b>	1,88%	2066	1367	/	688	2865	4213	7114	8883	11641	13280
<b>WTG4</b>	2,95%	2732	1964	688	/	2217	3549	6429	8195	10961	12612
<b>WTG5</b>	1,65%	4720	3834	2865	2217	/	1365	4354	6219	9143	10926
<b>WTG6</b>	1,3%	6083	5194	4213	3549	1365	/	3013	4914	7900	9741
<b>WTG7</b>	0,61%	9062	8185	7114	6429	4354	3013	/	1944	5013	6951
<b>WTG8</b>	0,76%	10882	10022	8883	8195	6219	4914	1944	/	3084	5056
<b>WTG9</b>	0,49%	13688	12863	11641	10961	9143	7900	5013	3084	/	2016
<b>WTG10</b>	0,34%	15344	14550	13280	12612	10926	9741	6951	5056	2016	/

Tabella 3 e 4 – Perdita per effetto scia (sulla percentuale di energia prodotta annua) e distanze in metri tra gli impianti



*Figura 5 – rappresentazione grafica delle perdite per effetto scia all'interno del DMI (modello digitale del territorio).[immagine fuori scala]*

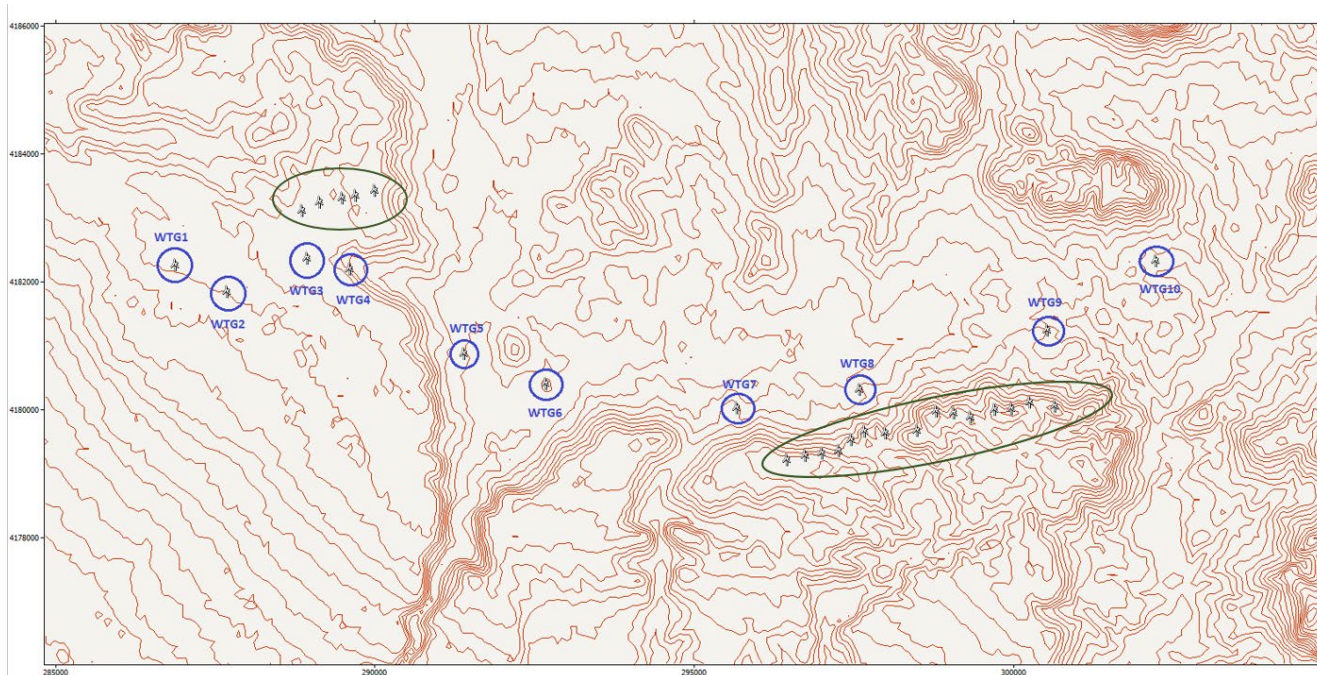
Dal modello non si evidenzia la presenza di effetti scia reciproci particolarmente gravosi sulla produzione degli impianti, con una percentuale massima di perdita per l'impianto WTG4, comunque minore del 3%.

Non sono presenti in zona edifici con un'altezza tale da influire sul flusso d'aria ricevuto dagli impianti.

Sono altresì presenti in zona altri aerogeneratori eolici, con un'altezza del rotore stimabile tra gli 80 e i 100 metri, che potrebbero influire sulla produzione del campo eolico.

## STUDIO ANEMOLOGICO E DI PRODUCIBILITÀ

Progetto di realizzazione di un impianto eolico e opere connesse  
nei Comuni di Mazara del Vallo (TP), Salemi (TP) e Santa Ninfa (TP), denominato Anemos



**Figura 6** – DMI raffigurante il campo eolico (con gli aerogeneratori cerchiati in blu) e gli impianti nelle vicinanze che possono provocare un effetto scia (cerchiati in verde)

### PERDITE PER EFFETTO SCIA TOTALI

	Perdite per effetto degli altri impianti del campo eolico	Perdite per effetto di impianti esterni al campo	Perdite totali per effetto scia
<b>WTG1</b>	1,21 %	0,15 %	<b>1,36 %</b>
<b>WTG2</b>	2,26 %	0,24 %	<b>2,5 %</b>
<b>WTG3</b>	1,88 %	2,08 %	<b>3,96 %</b>
<b>WTG4</b>	2,95 %	2,27 %	<b>5,22 %</b>
<b>WTG5</b>	1,65 %	0,48 %	<b>2,13 %</b>
<b>WTG6</b>	1,3 %	0,28 %	<b>1,58 %</b>
<b>WTG7</b>	0,61 %	1,67 %	<b>2,28 %</b>
<b>WTG8</b>	0,76 %	3,18 %	<b>3,94 %</b>
<b>WTG9</b>	0,49 %	0,56 %	<b>1,05 %</b>
<b>WTG10</b>	0,34 %	0,14 %	<b>0,48 %</b>

*Tabella 5 – Perdite totali per effetto scia*

## 5 Calcolo valore atteso energia annua prodotta

### 5.1 Energia annua prodotta lorda

L'energia annua prodotta da un impianto in un determinato sito può essere stimata mediante la seguente espressione:

$$AEP_{gross} = \int_{V_{cut-in}}^{V_{cut-out}} P(v)f(V)dV$$

Con:

- $V_{cut-in}$  e  $V_{cut-out}$  le velocità minime e massime del vento alle quali l'impianto può produrre energia.
- $P(V)$  la potenza prodotta dall'aerogeneratore in funzione della velocità del vento (corretta in funzione della densità del sito), ricavabile dalla curva di potenza della turbina.
- $f(V)$  la densità di probabilità della velocità del vento nel sito in esame, rappresentata nel secondo paragrafo

È possibile quindi, considerando la curva di potenza ed i dati anemometrici dei paragrafi 2 e 3 stimare la produzione lorda annua degli aerogeneratori:

$$AEP_{gross,campo} = 172.312 \text{ MWh/anno}$$

### 5.2 Stima delle perdite e dell'energia annua prodotta netta

L' $AEP$  (annual energy production) lorda è una stima dell'energia annua prodotta che considera solo la curva di potenza corretta dell'aerogeneratore e la distribuzione di velocità del vento.

Tuttavia, per una stima più veritiera dell'energia prodotta è necessario tener conto di alcune perdite tecniche ed aerodinamiche, le quali vanno sottratte all'energia annua calcolata:

$$AEP_{net} = AEP_{gross}(1 - \epsilon_{tot})$$

Con  $\epsilon_{tot}$  la somma totale delle perdite, che corrispondono a:

- *Perdite per indisponibilità della macchina*

Sono determinate dai fermi macchina che avvengono nel corso dell'anno per guasti, interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria.

- *Perdite elettriche*

È la potenza elettrica dissipata per effetto Joule nella connessione tra l'impianto e la cabina di scambio con la rete elettrica.

- *Perdite di rete*

Sono determinate dai fermi macchina dovuti a malfunzionamenti della rete elettrica alla quale è connessa l'impianto.

- *Degradazione delle pale ed usura dei componenti della macchina*

Nonostante le operazioni di manutenzione, nel corso della loro vita utile le macchine vanno incontro ad usura, che può diminuire nel tempo le prestazioni dell'impianto e l'energia prodotta.

- *Perdite per effetto scia*

Nella seguente tabella sono quantizzate le perdite per ogni impianto e la corrispondente produzione energetica annua netta:

## STUDIO ANEMOLOGICO E DI PRODUCIBILITÀ

Progetto di realizzazione di un impianto eolico e opere connesse  
nei Comuni di Mazara del Vallo (TP), Salemi (TP) e Santa Ninfa (TP), denominato Anemos

	WTG1	WTG2	WTG3	WTG4	WTG5	WTG6	WTG7	WTG8	WTG9	WTG10
<b>Indisponibilità delle macchine</b>	4 %									
<b>Perdite elettriche</b>	2,5%									
<b>Perdite di rete</b>	1 %									
<b>Usura</b>	1 %									
<b>Perdite per effetto scia</b>	1,36%	2,5%	3,96%	5,22%	2,13%	1,58%	2,28%	3,94%	1,05%	0,48%
<b>Perdite totali (<math>\epsilon_{tot}</math>)</b>	<b>9,86%</b>	<b>11%</b>	<b>12,46%</b>	<b>13,72%</b>	<b>10,63%</b>	<b>10,08%</b>	<b>10,78%</b>	<b>12,44%</b>	<b>9,55%</b>	<b>8,98 %</b>
<b><math>AEP_{net}</math> [MWh /anno]</b>	<b>16596</b>	<b>16132</b>	<b>16255</b>	<b>15539</b>	<b>15018</b>	<b>14473</b>	<b>15002</b>	<b>14376</b>	<b>15174</b>	<b>14827</b>
<b>Ore equivalenti [h]</b>	<b>3688</b>	<b>3585</b>	<b>3612</b>	<b>3453</b>	<b>3337</b>	<b>3216</b>	<b>3334</b>	<b>3195</b>	<b>3372</b>	<b>3295</b>

*Tabella 5 - valori in percentuale delle perdite incidenti sull'energia prodotta dagli impianti e AEP netta degli impianti*

Si stima una produzione totale del campo di quasi 153.392 MWh/anno, con un numero equivalente di ore medio per impianto pari a circa 3409.

### 6 Stima delle incertezze e delle produzioni P75 e P90

La produzione netta annuale ( $AEP_{net}$ ) calcolata nel capitolo precedente corrisponde ad una produzione energetica con una probabilità di eccedenza del 50% nel periodo di riferimento; *ossia, si assume che la produzione energetica annua reale abbia una probabilità del 50% di essere maggiore o uguale a quella indicata nell' $AEP_{net}$ .*

Come precedentemente descritto, tale produzione è stata calcolata sulla base dei seguenti elementi:

- Dati anemometrici database AWS Truepower
- Modello digitale del territorio con altimetria e rugosità del terreno
- Specifiche tecniche e curva di potenza dell'aerogeneratore
- Perdite per effetto scia e perdite tecniche generali

Non si è tenuto però conto di alcuna incertezza di misura e di calcolo che potesse influenzare la stima della produzione; in particolare, le incertezze sono legate ai dati anemometrici, la curva di potenza dell'impianto ed il metodo di calcolo adottato.

Si valuterà quindi l'incertezza restituita dai vari parametri utilizzati per il calcolo dell'energia annua prodotta e, considerando che la probabilità di superamento di una determinata produzione energetica sia descritta da una distribuzione Gaussiana, e verranno riportate l'energia annua prodotta con probabilità di superamento del 75% e del 90%.

Ciascuna fonte di incertezza è rappresentata da una deviazione standard  $u_i$ , e l'incertezza combinata viene stimata secondo la relazione:

$$u_g = \sqrt{\sum_{i=1}^{n_u} u_i^2}$$

Inoltre, l'incertezza legata ai dati anemometrici è stata moltiplicata per la sensibilità della produzione energetica alle variazioni di velocità, ottenuta calcolando la variazione percentuale tra l'energia annua netta prodotta alla velocità media del vento effettiva e l'energia prodotta aumentando la media vento dell'1%.

Un esempio di calcolo delle singole incertezze assunte e l'incertezza combinata è riportato nella seguente tabella:

Fonte d'incertezza	Incetezza (scarto quadratico medio)	Sensibilità produzione	Scarto quadratico medio produzione
Dati anemometrici	7,8 %	1,72 %	13,4 %
Curva potenza aerogeneratore	5 %	/	5 %
Modello di simulazione e generazione dei dati	5 %	/	5 %
Modello di scia	1 %	/	1 %
<b>Incetezza totale (%)</b>			<b>14,9 %</b>

*Tabella 6 – Fonti di incetezza nel calcolo dell'AEP del WTG10*

Si è ottenuta quindi per ogni aerogeneratore una distribuzione di probabilità, esemplificata nella seguente immagine:

## STUDIO ANEMOLOGICO E DI PRODUCIBILITÀ

Progetto di realizzazione di un impianto eolico e opere connesse  
nei Comuni di Mazara del Vallo (TP), Salemi (TP) e Santa Ninfa (TP), denominato Anemos

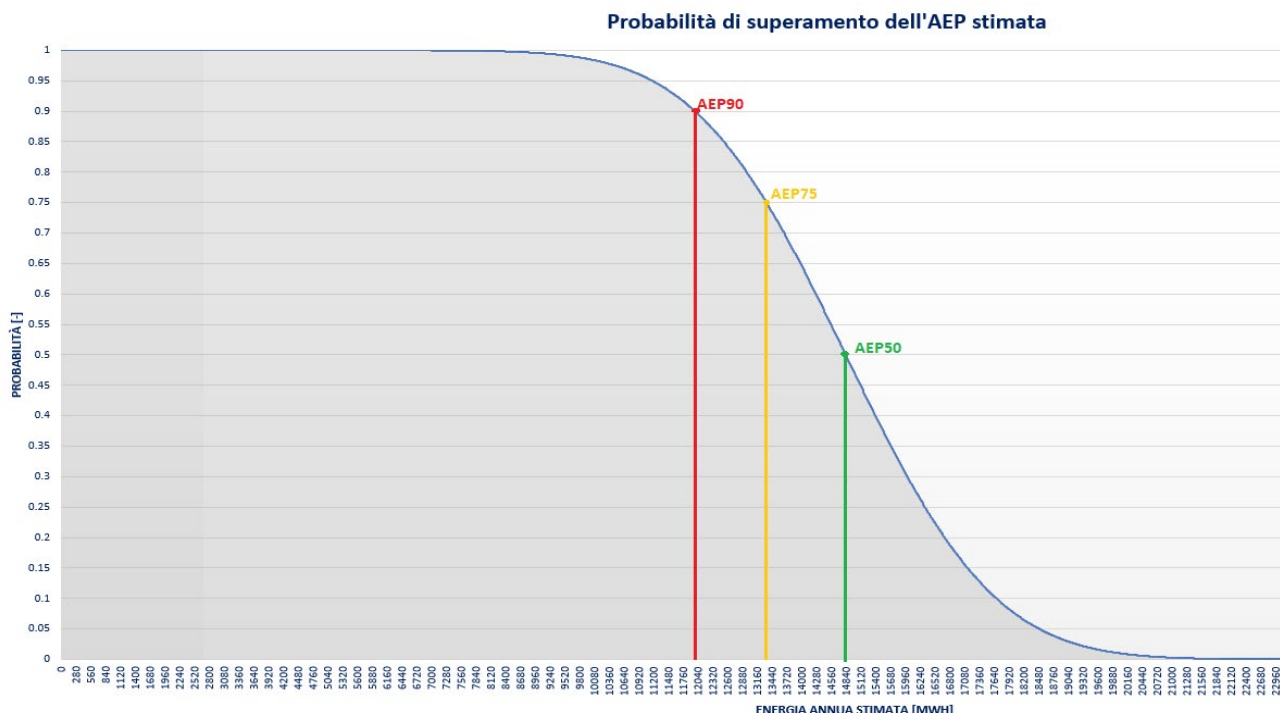


Figura 6 - Probabilità di superamento dell'AEP stimato dell'impianto WTG10

## 7 Resoconto

Impianto	Media vento [m/s]	AEP <sub>lorda</sub> [MWh/anno]	Perdite totali (%)	AEP <sub>50</sub> [MWh]	AEP <sub>75</sub> [MWh]	AEP <sub>90</sub> [MWh]	Ore eq <sub>50</sub> [h]	Ore eq <sub>75</sub> [h]	Ore eq <sub>90</sub> [h]
WTG1	7,05	18.411	9,86	16.596	15.197	13.938	3688	3377	3097
WTG2	6,99	18.126	11	16.132	14.743	13.492	3585	3276	2998
WTG3	7,1	18.568	12,46	16.255	14.893	13.668	3612	3310	3037
WTG4	6.95	18.009	13,72	15.539	14.180	12.957	3453	3151	2879
WTG5	6.64	16.805	10,63	15.018	13.576	12.278	3337	3017	2728
WTG6	6.47	16.095	10,08	14.473	12.999	11.673	3216	2889	2594
WTG7	6,64	16.815	10,78	15.002	13.550	12.243	3334	3011	2721
WTG8	6,55	16.418	12,44	14.376	12.944	11.655	3195	2876	2590
WTG9	6,63	16.776	9,55	15.174	13.692	12.359	3372	3043	2746
WTG10	6,52	16.289	8,98	14.827	13.327	11.978	3295	2962	2662
<b>MEDIA</b>			<b>10,95</b>	<b>15.339</b>	<b>13.910</b>	<b>12.624</b>	<b>3409</b>	<b>3091</b>	<b>2805</b>
<b>ENERGIA ANNUA CAMPO [MWh]</b>				<b>153.392</b>	<b>139.101</b>	<b>126.241</b>			
<b>ENERGIA CAMPO NEL CORSO DELLA VITA UTILE (25 ANNI) [GWh]</b>				<b>3834,8</b>	<b>3477,5</b>	<b>3156</b>			

Tabella 7 - Resoconto produzioni annue dei singoli aerogeneratori e dell'intero campo