

REGIONE: PUGLIA  
PROVINCIA: LECCE  
Comune di Guagnano

ELABORATO:

**R.10**

OGGETTO:

**PARCO EOLICO DA 6 WTG da 6 MW/CAD E SISTEMA  
DI ACCUMULO DELL'ENERGIA DA 18 MW**

**PROGETTO DEFINITIVO**

**ANALISI ANEMOLOGICA**

PROPONENTE:



**SORGENIA RENEWABLES S.R.L.**

Via Algardi, 4

20148 Milano (MI)

[sorgenia.renewables@legalmail.it](mailto:sorgenia.renewables@legalmail.it)

PROGETTISTI:



**STIM ENGINEERING S.r.l.**

VIA GARRUBA, 3 - 70121 BARI

Tel. 080.5210232 - Fax 080.5234353

[www.stimeng.it](http://www.stimeng.it) - [segreteria@stimeng.it](mailto:segreteria@stimeng.it)

**ing. Massimo CANDEO**

Ordine Ing. Bari n° 3755

Via Cancellotto, 3

70125 Bari

Mobile 328.9569922

[m.candeo@pec.it](mailto:m.candeo@pec.it)

**ing. Gabriele  
CONVERSANO**

Ordine Ing. Bari n° 8884

Via Garruba, 3

70122 Bari

Mobile 328 6739206

[gabrieleconversano@pec.it](mailto:gabrieleconversano@pec.it)

Collaborazione:

**Ing. Antonio CAMPANALE**

Ordine Ing. Bari n° 11123

DATA	REV	DESCRIZIONE	ELABORATO da:	APPROVATO da:
Ottobre 2021	0	Emissione	Ing. Antonio Campanale ing. Gabriele Conversano	ing. Massimo Candeo

PROPRIETÀ ESCLUSIVA DELLE SOCIETÀ SOPRA INDICATE UTILIZZO E DUPLICAZIONE VIETATE  
SENZA AUTORIZZAZIONE SCRITTA

## **Sommario**

Scopo .....	3
Metodologia .....	3
Area geografica e modello orografico 3D.....	3
Input anemologico .....	5
Layout e modello di turbina .....	7
Analisi di producibilità .....	7
Considerazioni conclusive .....	9

## **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 Guagnano (LE), che prevede l'installazione di n.6 aerogeneratori, con potenza nominale di 6MW ciascuno.

## **Metodologia**

La modellazione dell'impianto utilizzerà dati altimetrici provenienti dalla rete ISPRA (DEM20), 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 WAsP. Il modello 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.

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 percentile P50, ossia 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.

## **Area geografica e modello orografico 3D**

L'installazione delle turbine è prevista su un'area pianeggiante, priva di sensibili discontinuità orografiche o variazioni di rugosità superficiale, con presenza di vegetazione rada, alberi isolati a basso fusto e case sparse. Il sito interessato dal progetto è localizzabile a circa 3.5 km in direzione Est dal centro abitato di San Pancrazio Salentino e circa 5 km in direzione Nordovest da quello di Guagnano. Le altitudini d'installazione delle macchine oscillano tra 43 e 56 m slm, con un valore altimetrico medio di 48 m slm ed un dislivello massimo pari a 13 m. Si riportano

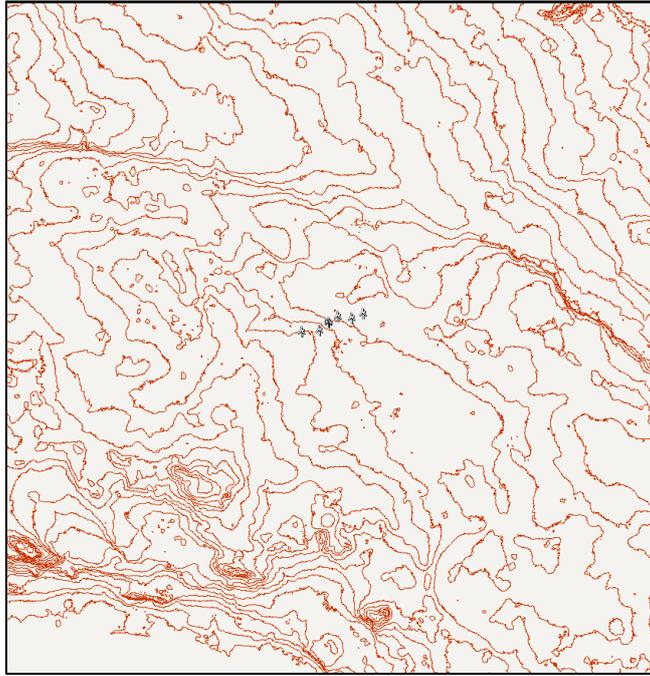
di seguito le posizioni turbina di progetto nel sistema di riferimento geografico UTM/WGS84. Le coordinate sono state estrapolate dal relativo file GIS in formato [kmz] trasmesso dal Cliente, mentre le relative altitudini dei punti d'installazione sono state calcolate per interpolazione dal modello orografico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

*Tabella 1 Coordinate geografiche turbine di progetto ed informazioni altimetriche*

<b>Turbina #</b>	<b>Long. E [m]</b>	<b>Lat. N [m]</b>	<b>Altitudine slm [m]</b>
<b>WTG1</b>	744009,1	4477909	55,7
<b>WTG2</b>	744832,6	4477979	52,7
<b>WTG3</b>	745227,0	4478343	48,6
<b>WTG4</b>	745666,7	4478611	45,5
<b>WTG5</b>	746312,8	4478533	44,9
<b>WTG6</b>	746825,0	4478756	43,1

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 km<sup>2</sup>, 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 ISPRA DEM20, che garantisce una risoluzione massima di 25 m 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 manuale della rugosità superficiale del terreno, sulla base di foto satellitari. I valori di rugosità superficiale del terreno variano per il modello da z0=0.0 (mare e specchi d'acqua) a z0=1.0 (aree urbane).



*Figura 1 Modello digitale del terreno*

Le differenze tra il grado di complessità orografica del punto di riferimento per l'origine dei dati in sito e quello delle turbine d'impianto dRIX sono pari a zero, così come l'indice di complessità assoluto RIX per le medesime posizioni. Sulla base di tali evidenze, si esclude l'eventuale esigenza di correzione della velocità estrapolata sui punti d'installazione turbina per effetti orografici.

### **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 virtuale, proposta dalla società VORTEX 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 all'incirca baricentrica al layout d'impianto di coordinate  $P_{Vortex}$  (745227, 4478343) ad un'altezza dal suolo pari a 110 m, vengono introdotte, come file di input anemologico nel formato [\*.tab], nel software di simulazione WAsP 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 2 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	15.2	19.9	16.7	14.3	12.0	12.2	11.5	10.3	10.0	23.6	11.6	20.5	13.2	6.3	9.7	12.0	2.5
1-2	57.3	57.6	40.0	37.4	28.7	19.1	22.4	23.4	28.7	53.4	36.6	32.0	25.2	19.7	29.8	48.7	6.4
2-3	117.4	82.0	52.3	53.6	37.4	19.2	29.6	33.6	47.2	73.8	61.4	30.7	27.7	26.3	46.9	89.5	9.5
3-4	187.1	97.6	59.5	55.4	38.7	18.6	33.9	45.6	66.0	88.0	82.0	29.9	22.6	29.1	51.3	116.3	11.7
4-5	240.2	89.4	48.9	38.2	29.6	15.3	34.7	46.9	78.1	100.0	93.9	27.3	24.4	31.9	60.1	144.5	12.6
5-6	270.7	73.3	36.4	22.4	20.9	13.7	34.4	58.7	90.3	100.3	82.2	21.0	16.8	27.5	64.6	174.4	12.6
6-7	259.1	58.0	28.7	14.7	15.2	10.8	33.1	62.8	87.3	75.4	64.7	17.4	12.4	20.9	52.1	172.6	11.2
7-8	213.1	44.3	17.6	8.6	11.8	10.6	32.2	58.7	94.4	51.7	43.8	17.3	7.9	14.8	42.1	159.7	9.5
8-9	154.3	33.9	10.8	3.5	6.8	7.9	25.7	48.8	74.9	36.5	29.7	9.8	4.7	8.1	39.2	162.0	7.5
9-10	112.4	20.3	7.1	2.3	4.3	6.6	27.2	44.1	60.2	24.4	18.6	8.0	2.3	3.2	26.9	131.4	5.7
10-11	72.6	9.8	4.0	0.0	3.9	4.3	18.6	42.4	51.4	18.6	8.5	5.1	1.6	1.4	18.2	98.6	4.1
11-12	38.6	5.6	1.8	0.0	0.0	2.7	11.3	35.9	36.5	11.1	3.8	6.8	0.0	0.0	10.2	76.3	2.8
12-13	21.6	4.8	0.0	0.0	0.0	2.1	7.8	21.8	24.3	8.8	1.7	2.4	0.0	0.0	5.2	43.4	1.6
13-14	9.9	1.8	0.0	0.0	0.0	1.9	6.3	20.6	16.5	7.2	0.0	1.3	0.0	0.0	1.8	24.6	1.0
14-15	3.8	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	4.3	11.2	10.8	4.0	0.0	0.7	0.0	0.0	0.9	16.1	0.6
15-16	3.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	7.9	8.2	2.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	9.4	0.4
16-17	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.5	3.8	2.8	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.8	0.2
17-18	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8	2.3	1.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.0	0.1
18-19	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0
19-20	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
20-21	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
%	20.3	6.8	3.7	2.9	2.4	1.7	3.9	6.6	9.0	7.8	6.2	2.6	1.8	2.2	5.2	17.0	

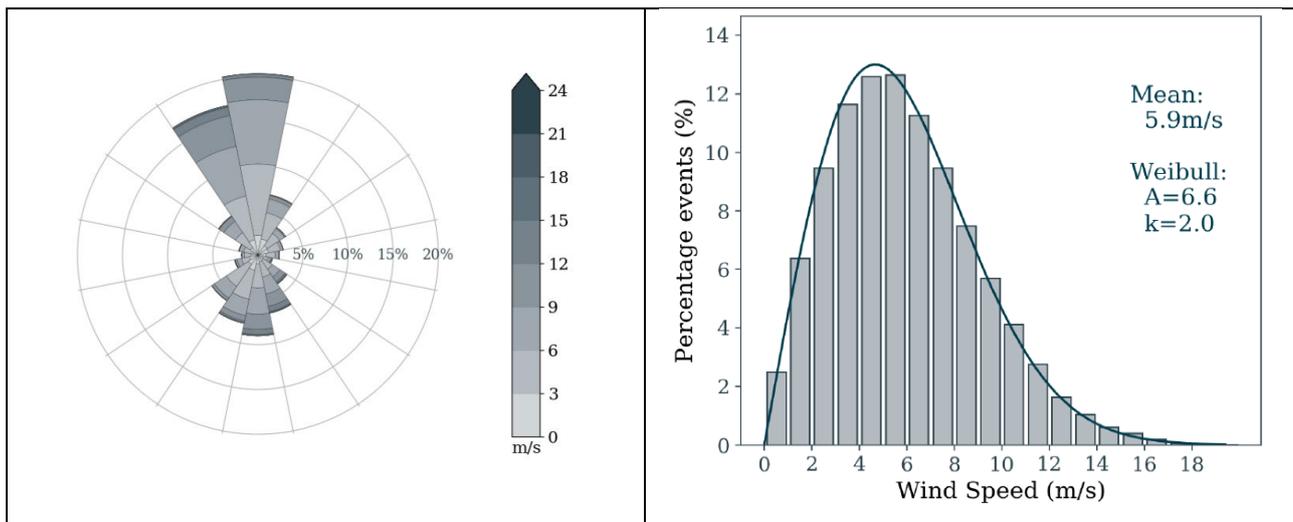


Figura 2 Rosa dei venti e distribuzione Weibull torre virtuale VORTEX

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 sostanzialmente concentrata sulla direttrice N-S sia in termini di frequenza che 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.

## Layout e modello di turbina

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. Sono riportate qui sotto le caratteristiche principali dell'aerogeneratore e la curva di potenza di questo modello.

Tabella 3 Caratteristiche aerogeneratore di progetto

Potenza Nominale [kW]	6000
Diametro rotore [m]	170
Altezza mozzo [m]	115
Classe Vento IEC	S

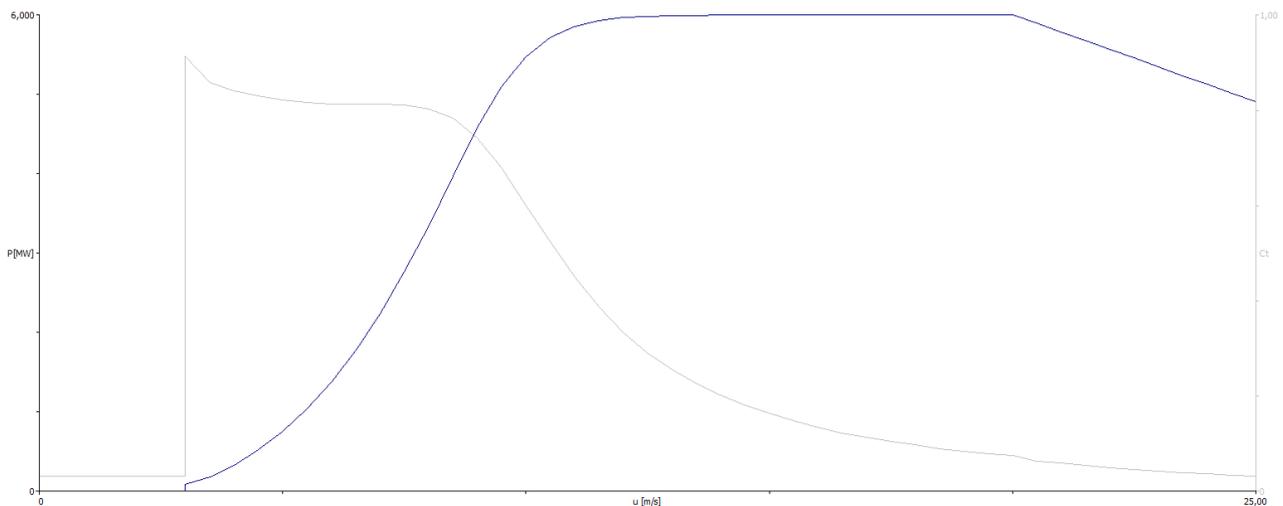


Figura 3 Curva di potenza e coefficiente di spinta

## Analisi di producibilità

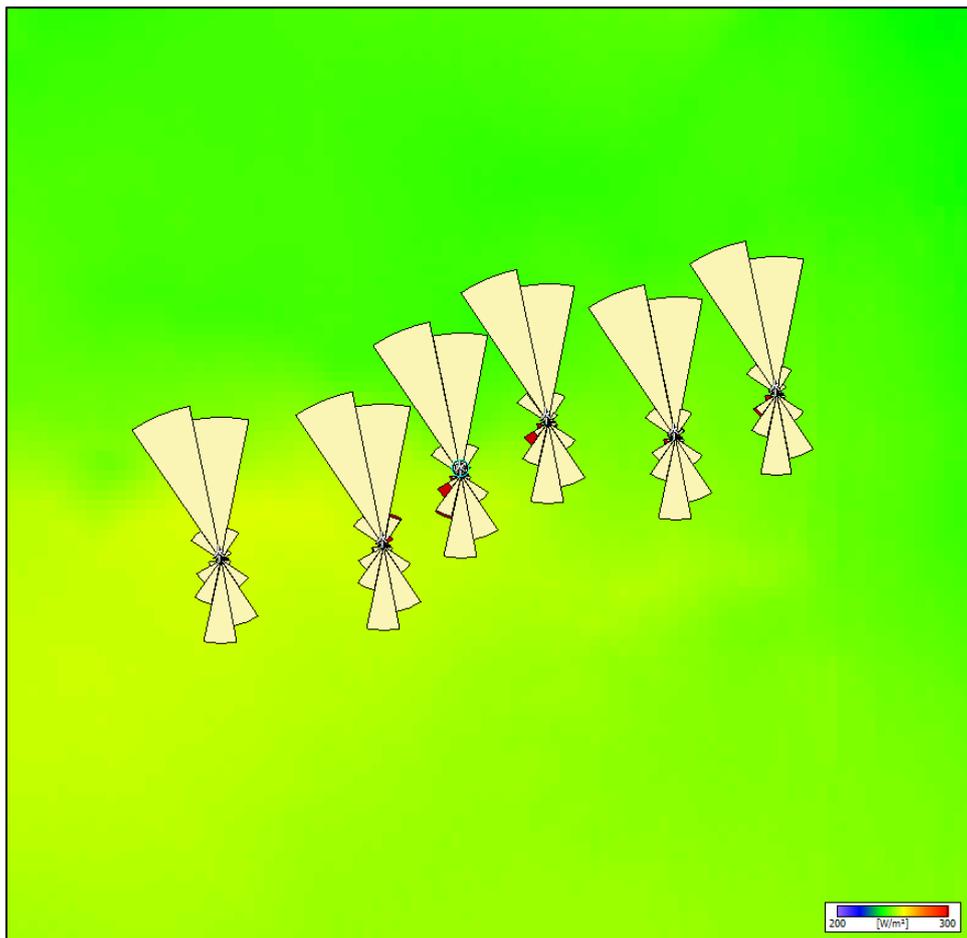
Attraverso l'applicazione WASP dell'atlante di vento ottenuto dall'implementazione dei parametri anemologici sintetici (frequenze di occorrenza della velocità vento per 16 settori di provenienza e per classi di velocità con step 1 m/s) associati alla stazione anemometrica virtuale VORTEX, il codice di calcolo WASP 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 6.04 m/s.

In base alla distribuzione puntuale della risorsa eolica, e alle caratteristiche di performance del modello di turbina considerato, il codice di calcolo WAsP, calcola 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.

Nella figura sottostante è rappresentato il layout di impianto con le componenti di produzione e di perdita di scia (rosso) su 12 settori di direzione. Lo sfondo della mappa rappresenta la densità di potenza del sito, che appare sostanzialmente uniforme, data la natura pianeggiante e priva di ostacoli del sito di impianto.



*Figura 4 Diagramma polare puntuale di producibilità e perdita per scia su mappa densità di potenza*

La producibilità così calcolata da WAsP, 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 4 Stima perdite tecniche impianto*

<b>Fattore di perdita</b>	<b>Perdita [%]</b>
Perdite elettriche di impianto	2.0%
Indisponibilità macchina per manutenzione ordinaria/straordinaria	3.0%
Degradazione performance pale	1.0%
Indisponibilità BOP/rete	0.2%
Altri fattori	0.5%
<b>Totale</b>	<b>6.55%</b>

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 5 Sintesi dei risultati della producibilità d'impianto*

Potenza installata [MW]	#Turbine	Altezza mozzo [m]	AEP Lorda [GWh/a]	Perdite scia [%]	Perdite tecniche [%]	AEP Netta P50	
						[GWh/a]	[Heq]
36	6	115	101,211	1.99	6.55	92,690	2574

### **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 Guagnano (LE), che prevede l'installazione di n.6 aerogeneratori con potenza nominale di 6MW ciascuno.

L'installazione delle turbine è prevista su un'area pianeggiante, priva di sensibili discontinuità orografiche o variazioni di rugosità superficiale, con presenza di vegetazione rada, alberi isolati a basso fusto e case sparse.

Per la definizione del regime anemologico sono stati impiegati dati da una torre anemometrica virtuale, forniti dalla società VORTEX.

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

La velocità del vento media annuale all'altezza mozzo in sito risulta pari a 6.04 m/s, concentrata sostanzialmente sulla direttrice N-S sia in termini di frequenza che 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 basso di circa il 2%.

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 92,690 GWh/anno al netto delle perdite di scia e delle perdite tecniche, che corrisponde a 2,574 ore equivalenti.