



REGIONE PUGLIA



PROVINCIA di FOGGIA



COMUNE di SAN SEVERO

Proponente

ENERWING S.R.L.
Via Milazzo n°17-40121 Bologna (BO)



Partnered
by:



Progettazione

Ing. Fabio Domenico Amico
Via Milazzo, 17 - 40121 Bologna
E-Mail: f.amico@readvisor.eu



Studio Ambientali
e Paesaggistico

Arch. Antonio Demaio
Via N. delli Carri, 48 - 71121 Foggia (FG)
Tel. 0881.756251 | Fax 1784412324
E-Mail: sit.vega@gmail.com



VEGA sas LANDSCAPE ECOLOGY
& URBAN PLANNING
Via delli Carri, 48 - 71121 Foggia - Tel. 0881.756251 - Fax 1784412324
mail: info@studiovega.org - web site: www.studiovega.org

Studio Incidenza Ambientale
Flora fauna ed ecosistema

Dott. Forestale Luigi Lupo
Corso Roma, 110 - 71121 Foggia
E-Mail: luigilupo@libero.it

Studio
Acustico

Arch. Marianna Denora
Via Savona, 3 - 70022 Altamura (BA)
Tel. Fax 080 3147468
E-Mail: info@studioprogettazioneacustica.it

Studio
Archeologico



Dott. Vincenzo Ficco
Tel. 0881.750334
E-Mail: info@archeologicasrl.com

Studio idraulico

Studio di Geologia Tecnica & Ambientale
Dott.sa Geol. Giovanna Amedei
Via Pietro Nenni, 4 - 71012 Rodi Garganico (FG)
Tel./Fax 0884.965793 | Cell. 347.6262259
E-Mail: giovannaamedei@tiscali.it

Studio Geologico

Opera

Impianto Eolico composto da n.10 aerogeneratori aventi una potenza complessiva di 60 MW nel Comune di San Severo (FG) alla Località "La Camera"

Oggetto

Folder:

Nome Elaborato:

L6IRSH2_Relazione di studio anemologico

Descrizione Elaborato:

Relazione di studio anemologico

00

Ottobre 2019

Emissione per progetto definitivo

Vega

Arch. A. Demaio

Enerwing Srl

Rev.

Data

Oggetto della revisione

Elaborazione

Verifica

Approvazione

Scala:

Formato:

Codice Pratica

L6IRSH2

INDICE

1	PREMESSA	2
2	ANEMOMETRIA	3
3	CENTRALE EOLICA	4
3.1	Configurazione d'impianto	4
3.2	Aerogeneratore SiemensGamesa SG170 – 6.0 MW	5
4	ANALISI DI PRODUCIBILITÀ	7
4.1	Modello orografico digitale	7
4.2	Mappatura del campo di vento	8
4.3	Risultati dell'analisi anemologica (Resa energetica di breve periodo)	8
4.4	Producibilità netta di impianto	9

	Tipo: Documentazione di Progetto	
	Titolo: Relazione anemologica	
	Rev. 0 – 28/10/2019	Pag. 2

1 PREMESSA

La presente analisi anemologica e di producibilità si pone come obiettivo la quantificazione delle potenzialità eoliche del sito e la stima di producibilità delle turbine previste per l'installazione sull'area di progetto.

Lo studio prevede l'elaborazione dei dati acquisiti da una stazione anemometrica di riferimento. Come stazione di riferimento è stato considerato un anemometro virtuale le cui coordinate risultano baricentriche all'impianto in esame.

I dati anemologici della stazione virtuale, disponibili a differenti altezze di riferimento, hanno permesso di ottenere la caratterizzazione del sito, sia da un punto di vista di intensità che di direzionalità del vento.

Successivamente, 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⁽¹⁾. 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.

Attraverso l'applicazione di un particolare algoritmo di estrapolazione dei dati sperimentali raccolti sulla singola posizione di una o più stazioni anemometriche, WASP è in grado di calcolare la distribuzione, e quindi la mappatura, a varie altezze rispetto al suolo, 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 ottenuti attraverso la simulazione sono infine oggetto di elaborazioni "post-processing" che, sulla base di valutazioni in merito a:

- livello di completezza e di attendibilità dei dati di input,
- limiti del modello di calcolo utilizzato,
- presenza di perdite imputabili ad ulteriori fattori esterni,
- proiezione sul lungo periodo (nel caso in cui ci fosse la disponibilità di dati acquisiti in anni passati, per periodi significativi, da altre stazioni anemometriche installate in zona),

permettono di definire il livello di incertezza sulle previsioni di resa energetica e quindi di fissare gli adeguati margini di sicurezza, più o meno conservativi in relazione al rischio che l'investitore è in grado di assumere.

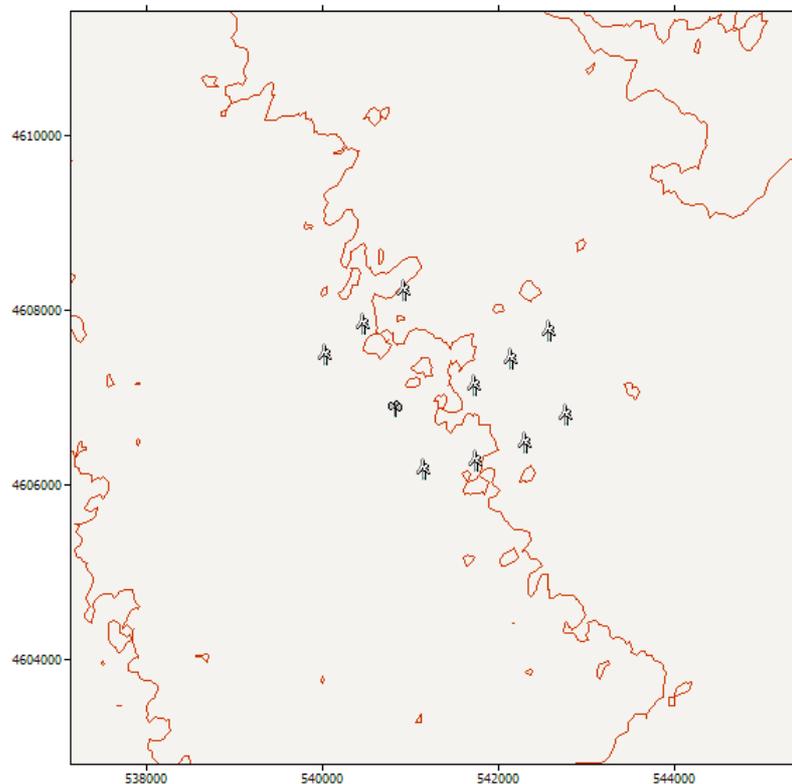
(1) WASP (Wind Atlas Analysis and Application Program), codice di simulazione anemologica sviluppato in Danimarca presso il RISØ National Laboratory, Centro di prova e certificazione per turbine eoliche.

2 ANEMOMETRIA

Come stazione anemometrica di riferimento è stato quindi preso in considerazione un anemometro virtuale le cui coordinate geografiche sono riportate nella tabella seguente.

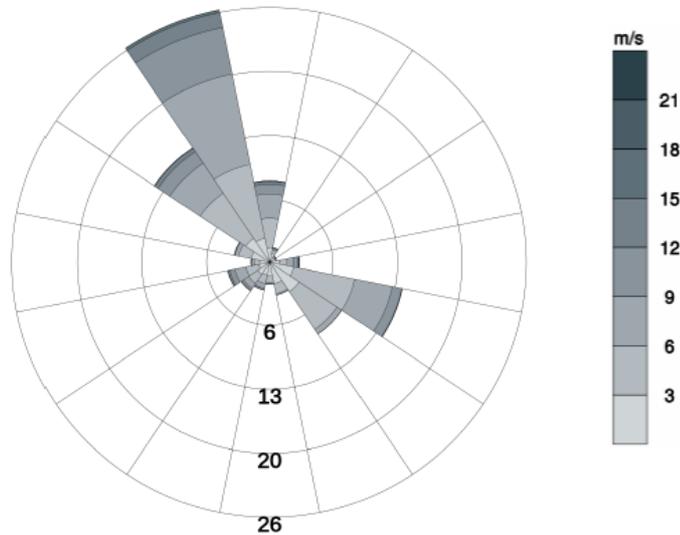
	UTM – WGS84		Altitudine [m]
	Long. E [m]	Lat. N [m]	
Anemometro	540822	4606791	41

Viene inoltre riportata una immagine con evidenza della posizione della stazione rispetto alle coordinate delle WTG del progetto in esame.



I dati della stazione virtuale, disponibili a molteplici altezze, hanno permesso quindi una elaborazione ad altezze prossime a quelle del modello di aerogeneratore.

Di seguito la rosa dei venti, su base tempo, corrispondente ai dati dell'anemometro virtuale ad una altezza prossima all'altezza mozzo della turbina.



3 CENTRALE EOLICA

3.1 Configurazione d'impianto

L'impianto in progetto insiste nel territorio del comune di San Severo ad un'altitudine media pari a circa 40 m slm.

Nella tabella sottostante sono riportate le singole posizioni puntuali degli aerogeneratori, in coordinate geografiche *UTM*:

Turbina	UTM – WGS84		Altitudine [m]
	Long. E [m]	Lat. N [m]	
WTG 1	540011	4607389	42
WTG 2	540448	4607752	40
WTG 3	540910	4608138	40
WTG 4	541702	4607033	40
WTG 5	542128	4607349	39
WTG 6	542555	4607660	38
WTG 7	541137	4606077	41
WTG 8	541731	4606182	40
WTG 9	542291	4606378	39
WTG 10	542759	4606705	38

3.2 Aerogeneratore SiemensGamesa SG170 – 6.0 MW

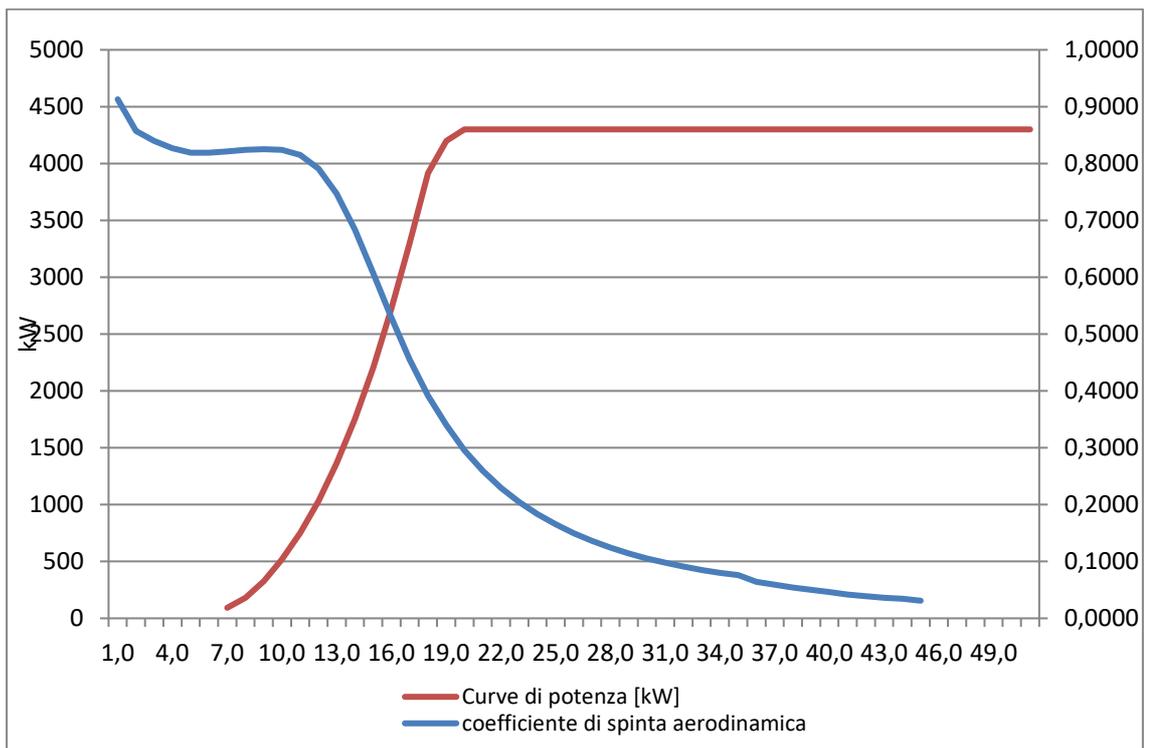
Le principali caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore selezionato, in condizioni standard al livello del mare, sono riassunte di seguito:

Potenza nominale	6000 kW
n° pale	3
Diametro rotore	170.0 m
Altezza mozzo rotore	115.0 m
Tipologia torre	tubolare
Velocità vento di avvio (cut-in)	3.0 m/s
Velocità vento di stacco (cut-out)	25 m/s

La curva di potenza utilizzata è relativa ad una densità dell'aria pari a 1.207 kg/m³, rappresentativo della densità del sito di installazione. Per il calcolo delle perdite di energia da interferenza aerodinamica tra le macchine (effetto scia) è stata inoltre considerata la curva del coefficiente di spinta aerodinamica sul rotore in funzione della velocità vento relativa allo stesso valore di densità dell'aria.

Velocità vento [m/s]	SG6-170 – 6.0 MW	
	Potenza elettrica [kW]	Coefficiente di spinta aerodinamica
3.0	92.7	0.9130
3.5	180.5	0.8570
4.0	328.0	0.8400
4.5	518.7	0.8270
5.0	751.1	0.8190
5.5	1030.5	0.8189
6.0	1361.8	0.8210
6.5	1752.0	0.8240
7.0	2205.0	0.8250
7.5	2721.9	0.8240
8.0	3299.7	0.8150
8.5	3914.7	0.7911
9.0	4514.4	0.7473
9.5	5034.2	0.6835
10.0	5427.0	0.6069
10.5	5686.9	0.5289
11.0	5840.5	0.4551
11.5	5922.7	0.3920
12.0	5964.3	0.3398
12.5	5983.6	0.2957
13.0	5992.8	0.2596

13.5	5996.9	0.2295
14.0	5998.9	0.2044
14.5	5999.0	0.1834
15.0	6000.0	0.1654
15.5	6000.0	0.1494
16.0	6000.0	0.1363
16.5	6000.0	0.1243
17.0	6000.0	0.1143
17.5	6000.0	0.1053
18.0	6000.0	0.0982
18.5	6000.0	0.0912
19.0	6000.0	0.0852
19.5	6000.0	0.0802
20.0	6000.0	0.0761
20.5	5880.0	0.0642
21.0	5760.0	0.0591
21.5	5640.0	0.0541
22.0	5520.0	0.0501
22.5	5400.0	0.0461
23.0	5280.0	0.0421
23.5	5160.0	0.0391
24.0	5040.0	0.0361
24.5	4920.0	0.0340
25.0	4800.0	0.0311



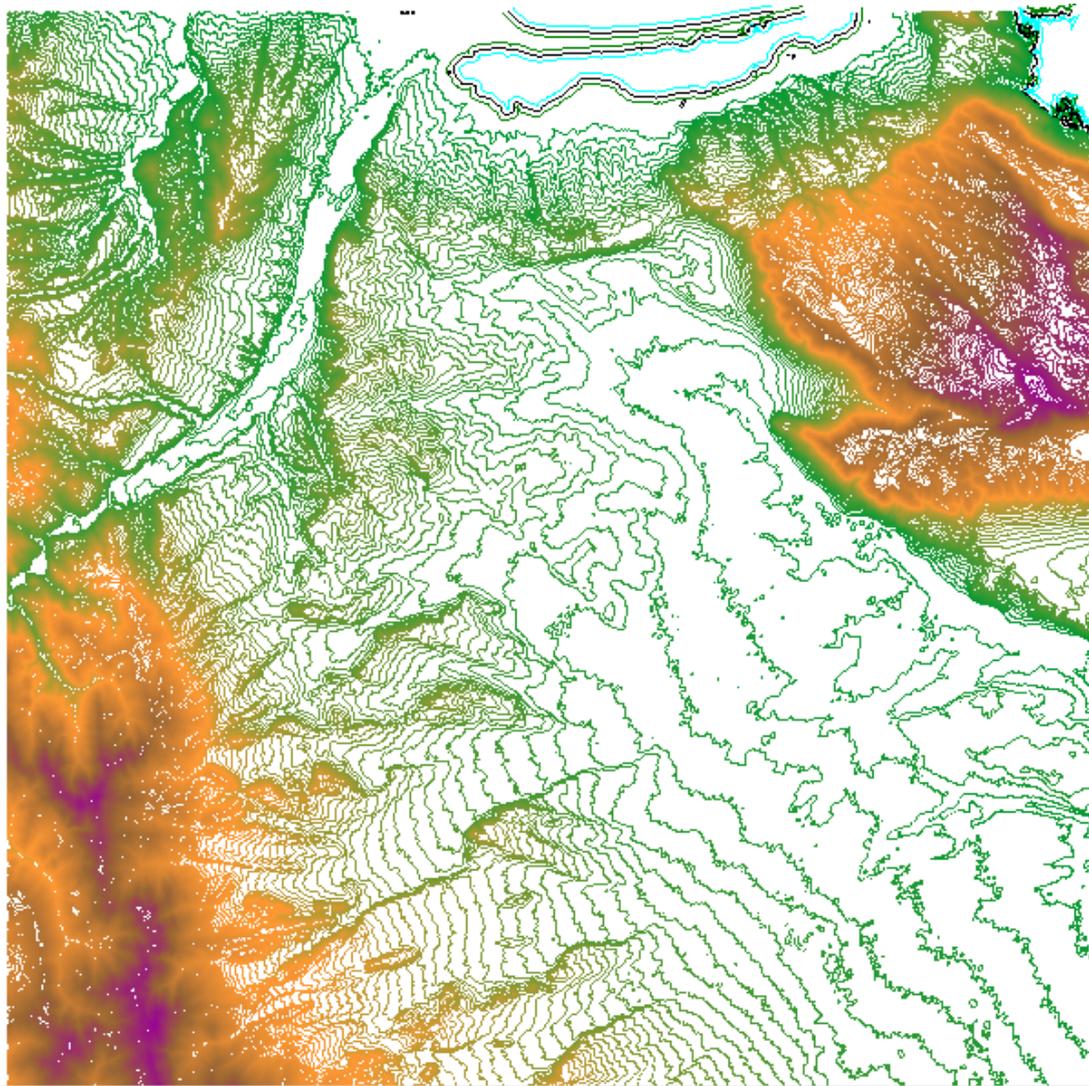
4 ANALISI DI PRODUCIBILITÀ

4.1 *Modello orografico digitale*

È stato realizzato un modello orografico digitale che descrive l'andamento altimetrico dell'area geografica interessata dalla simulazione del campo di vento.

Il modello digitale è stato utilizzato come input per la simulazione del campo di vento sul sito, eseguita con il codice di calcolo *WASP*.

Per la definizione del livello di rugosità superficiale del terreno è stato assunto un valore uniforme per z_0 (lunghezza di rugosità) pari a 0.03, caratteristico di un'area geografica con orografia dolce, con pochi alberi e case sparse; il modello non è stato implementato da una alcuna mappa di rugosità.



Modello orografico digitale

4.2 Mappatura del campo di vento

L'atlante di vento geostrofico dell'area è stato calcolato, preventivamente all'avvio della simulazione, implementando il set di dati anemometrici più significativo per la descrizione del regime anemologico della stazione virtuale selezionata ad un'altezza vicina alla quota alla quale si trovano i mozzi rotore delle turbine in progetto.

La simulazione è stata eseguita ad altezza pari alla quota alla quale si trovano i mozzi rotore delle turbine in progetto utilizzando un coefficiente di wind shear che si ritiene adeguato per l'area (0.15).

4.3 Risultati dell'analisi anemologica (Resa energetica di breve periodo)

La stima della resa energetica d'impianto è stata eseguita calcolando la producibilità per ciascuna delle turbine costituenti l'impianto.

La velocità vento su ogni posizione è stata calcolata attraverso l'applicazione WASP dell'atlante di vento estrapolato dalle acquisizioni della stazione anemometrica.

Per il calcolo della resa energetica, al netto delle perdite per effetto scia da interferenza aerodinamica, è stata applicata, secondo un modello conservativo di scia, una costante k di decadimento (*wake decay constant*) pari a:

$$k = 0.5/\ln(h_{\text{mozzo}} / z_0)$$

	Modello aerogeneratore		h mozzo		Velocità vento al mozzo	Resa energetica annua				
						Perdite per effetto scia	lorda	netta		
	A	k	[m]	[m/s]		[GWh/anno]	[GWh/anno]			
WTG 1	SG6-170	6.0	MW	7.50	2.08	115	6.64	3.86%	20.540	19.747
WTG 2	SG6-170	6.0	MW	7.50	2.08	115	6.64	4.63%	20.513	19.563
WTG 3	SG6-170	6.0	MW	7.50	2.08	115	6.64	3.34%	20.539	19.853
WTG 4	SG6-170	6.0	MW	7.51	2.08	115	6.65	9.65%	20.598	18.610
WTG 5	SG6-170	6.0	MW	7.51	2.08	115	6.65	8.79%	20.593	18.783
WTG 6	SG6-170	6.0	MW	7.51	2.08	115	6.65	4.23%	20.584	19.713
WTG 7	SG6-170	6.0	MW	7.51	2.08	115	6.65	9.21%	20.590	18.694
WTG 8	SG6-170	6.0	MW	7.51	2.08	115	6.65	9.95%	20.580	18.532
WTG 9	SG6-170	6.0	MW	7.52	2.08	115	6.66	11.38%	20.615	18.269
WTG 10	SG6-170	6.0	MW	7.52	2.08	115	6.66	11.74%	20.605	18.186
Totali	60.00	MW							205.756	189.950
Medie							6.65	7.68%	20.576	18.995

	Tipo: Documentazione di Progetto		
	Titolo: Relazione anemologica		
	Rev. 0 – 28/10/2019		Pag. 9

4.4 Producibilità netta di impianto

Ai fini del calcolo della producibilità netta di impianto, ovvero quella effettivamente messa in rete e dunque fatturata ai fini della vendita dell'energia, sono stati considerati i seguenti fattori di perdita:

Fattore	Perdita
Efficienza elettrica	3 %
Disponibilità	3 %
Isteresi per elevata velocità vento	0.2 %
Lavori di manutenzione sottostazione	0.2 %
Ghiaccio e depositi sulle pale	0.5 %
topografia	2 %

Fattori di perdita aggiuntivi

Pertanto, sulla base delle suddette considerazioni, si può stimare che la producibilità netta media annua della centrale eolica, sia la seguente:

Modello aerogeneratore				producibilità netta media annua	ore equivalenti medie unitarie a potenza nominale
				[GWh/anno]	[h]
WTG 1	SG6-170	6.0	MW	18.045	3007
WTG 2	SG6-170	6.0	MW	17.877	2979
WTG 3	SG6-170	6.0	MW	18.142	3024
WTG 4	SG6-170	6.0	MW	17.006	2834
WTG 5	SG6-170	6.0	MW	17.164	2861
WTG 6	SG6-170	6.0	MW	18.014	3002
WTG 7	SG6-170	6.0	MW	17.083	2847
WTG 8	SG6-170	6.0	MW	16.935	2822
WTG 9	SG6-170	6.0	MW	16.694	2782
WTG 10	SG6-170	6.0	MW	16.618	2770
Totali		60.00	MW	173.6	
Medie					2893

Non è stata presa in considerazione la presenza di parchi eolici limitrofi che possono influenzare la producibilità del parco in oggetto.