

# REGIONE PUGLIA

## Provincia di Foggia

COMUNE DI SANT'AGATA DI PUGLIA (FG)

OGGETTO

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO EOLICO  
NEL COMUNE DI SANT'AGATA DI PUGLIA (FG)

COMMITTENTE

### Wind Energy Sant Agata Srl

Via Caravaggio n.125  
Pescara (PE)  
P.IVA 02217800685  
Pec: windsantagatasrl@legpec.it

PROGETTAZIONE

Codice Commessa PHEEDRA: 18\_38\_EO\_VWS



PHEEDRA S.r.l. Via Lago di Nemi, 90  
74121 - Taranto  
Tel. 099.7722302 - Fax 099.9870285  
e-mail: info@pheedra.it - web: www.pheedra.it

Dott. Ing. Angelo Micolucci



1	Novembre 2018	PRIMA EMISSIONE	CD	AM	VS
REV.	DATA	ATTIVITA'	REDATTO	VERIFICATO	APROVATO

OGGETTO DELL'ELABORATO

### STIMA DELLA PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO

FORMATO	SCALA	CODICE DOCUMENTO					NOME FILE	FOGLI
		SOC.	DISC.	TIPO DOC.	PROG.	REV.		
A4	-	VWS	CIV	REL	027	01	WWS-CIV-REL-027-01	

## Sommario

<b>1.</b>	<b>Caratteristiche Territoriali ed Infrastrutturali del Sito.....</b>	<b>2</b>
1.1.	Inquadramento.....	2
1.2.	Caratteristiche territoriali.....	2
1.3.	Sensibilità ambientale e paesaggistica.....	3
1.4.	Qualità ambientale.....	4
1.5.	Qualità paesaggistica.....	4
<b>2.</b>	<b>Regime anemologico.....</b>	<b>4</b>
2.1.	Direzione prevalente del vento.....	5
2.2.	Densità dell'aria.....	5
2.3.	Curva di potenza aerogeneratore.....	6
2.4.	Modella rugosità.....	6
2.5.	Modellazione effetto scia.....	6
2.6.	Layout turbine.....	7
2.7.	Correzione delle perdite.....	7
2.8.	Riepilogo delle perdite.....	10
<b>3.</b>	<b>Produttività e calcolo delle ore equivalenti.....</b>	<b>11</b>
<b>4.</b>	<b>Conclusioni.....</b>	<b>13</b>

## 1. CARATTERISTICHE TERRITORIALI ED INFRASTRUTTURALI DEL SITO

La presente relazione descrive il lo studio anemometrico necessaria al progetto per la realizzazione di un "Parco Eolico" per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile di tipo eolica, e la conseguente immissione dell'energia prodotta, attraverso la dedicata rete di connessione, sino alla Rete di Trasmissione Nazionale.

### 1.1. INQUADRAMENTO

Il progetto riguarda la realizzazione di un impianto eolico composto da 11 aerogeneratori ognuno da 3,6 MW da installare nel comune di Sant'Agata di Puglia (FG) in località "Viticone Palino, Serro Lucarelli, Monte Rotondo", con opere di connessione ricadenti anche nel comune di Deliceto (FG).

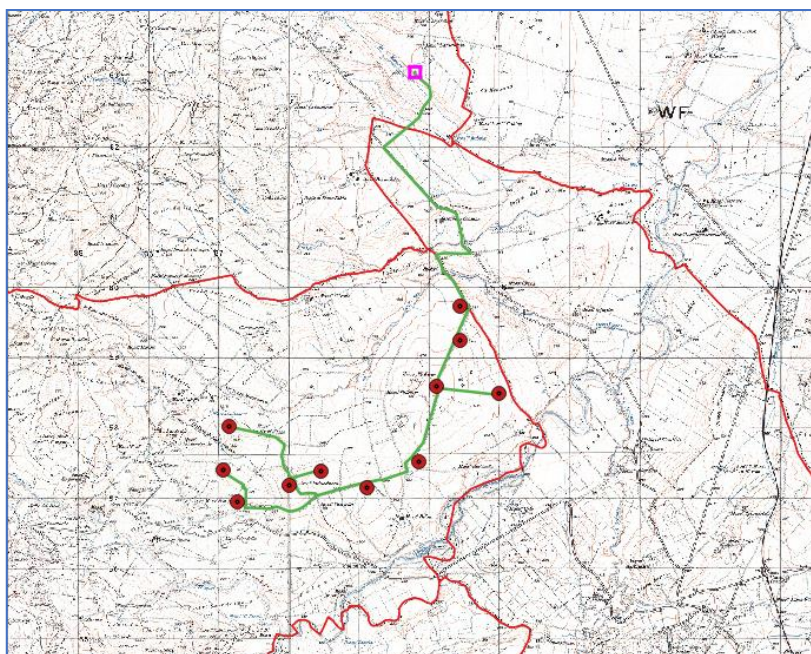


Figura 1 - Inquadramento su IGM

### 1.2. CARATTERISTICHE TERRITORIALI

Il progetto prevede l'installazione di 11 aerogeneratori ognuno di potenza nominale pari a 3,6 MW

Il modello dell'aerogeneratore previsto è una GE 3.6-137 avente altezza al mozzo 111,5 m e diametro del rotore 137 m.

Tutti gli aerogeneratori, denominati con le sigle S01, S02, S03, S04, S05, S06, S07, S08, S09, S10, S11 ricadono sul territorio di Sant'Agata di Puglia (FG) località "Viticone Palino, Serro Lucarelli, Monte Rotondo".

Le aree d'impianto sono servite dalla viabilità esistente costituita da strade statali, provinciali, comunali e da strade interpoderali e sterrate.

Il parco eolico è circoscritto dalle seguenti strade provinciali :

- SP 101 - Quadrivio Candela - Sant'Agata - Accadia
- SP 102 - Quadrivio Candela - Deliceto
- SP 119 - Palazzo d'Ascoli - Bastia

L'accesso alle torri è garantito in particolare dalle strade provinciali SP.119 per le torri S01, S02, S03 tramite viabilità di servizio esistente eventualmente da adeguare o da realizzare e per la parte restante del parco, tramite la SP.102 e la relativa viabilità di servizio esistente eventualmente da adeguare o da realizzare. La viabilità da realizzare non prevede opere di impermeabilizzazione. Sono in oltre previste piazzole in prossimità degli aerogeneratori.

Per la costruzione degli aerogeneratori è prevista la realizzazione di piazzole temporanee per lo stoccaggio e il montaggio. Tali aree saranno dismesse e ripristinate nella condizione ante operam.

La connessione elettrica tra gli aerogeneratori sarà garantita dalla realizzazione di un cavidotto interrato in MT, fino alla cabina di raccolta /smistamento da realizzarsi in prossimità dell'aerogeneratore S09. Il cavidotto sarà realizzato principalmente su tramite l'attraversamento dei terreni.

Dalla cabina di raccolta/smistamento è prevista la realizzazione di un cavidotto interrato in MT, che si svilupperà attraversando nel primo tratto alcuni terreni, quindi le SP.119 e SP.102, in fine alcune strade comunale sino alla cabina lato utente della SE "Deliceto".

Durante gli studi preliminari, mediante l'interpretazione dei dati rilevati da stazioni metereologiche e dell'aeronautica presenti nella regione è stata verificata la presenza di una risorsa eolica.

In particolare nell'area di intervento o nelle sue immediate vicinanze saranno installate stazioni anemometriche le cui finalità sono conformi a quanto definito, riguardo ai criteri di realizzazione degli impianti, e le cui specifiche tecniche vengono riportate di seguito.

### 1.3. SENSIBILITÀ AMBIENTALE E PAESAGGISTICA

La sensibilità dell'ambiente e del paesaggio non è dei parametri propriamente di progetto. Tuttavia tali aspetti stanno assumendo un'importanza fondamentale nell'accettabilità pubblica di questa tipologia d'impianto.

La sensibilità ambientale è normalmente rapportata alla tipologia di colture presenti nel territorio, alla naturalità dei luoghi, agli aspetti socio-culturali legati al territorio e al rumore prodotto dalle macchine; la sensibilità paesaggistica è invece rapportata alla "scala" (o alla conformazione morfologica del territorio) ed all'"atmosfera" (o alla qualità dello scenario) del contesto paesaggistico. Nella valutazione di impatto ambientale assume particolare importanza la visibilità dell'impianto dai luoghi di grande fruizione pubblica e la preminenza paesaggistica dell'impianto rispetto agli insediamenti circostanti.

#### 1.4. QUALITÀ AMBIENTALE

Il territorio interessato dal sito e quello circostante è di tipo corrente, non di particolare pregio culturale nè di significato antropologico. L'ambiente mostra un contesto prettamente agricolo e non presenta elementi di pregio, ad eccezione di qualche appezzamento di modesta entità di coltivazione pregiata.

#### 1.5. QUALITÀ PAESAGGISTICA

Il paesaggio circostante il sito e il sito stesso sono caratterizzati da buona leggibilità e percezione di linearità. Tale circostanza suggerisce un approccio insediativo di inserimento, cioè di conferma e rafforzamento delle linee proprie con le nuove strutture del paesaggio.

## 2. REGIME ANEMOLOGICO

Nel merito della valutazione dell'indice di ventosità e delle conseguenti determinazioni sulla producibilità specifica ci si è avvalsi della Ricerca di Sistema svolta dal C.E.S.I. - Università degli Studi di Genova (Dipartimento di Fisica) nell'ambito del Progetto ENERIN. L'obiettivo della valutazione è stato quello di verificare i seguenti aspetti:

- valutare e confrontare le stime presunte con il limite minimo previsto dal Regolamento Regionale per quanto attiene alla ventosità delle aree dichiarate eleggibili (1.600 h/eq anno);
- valutare la producibilità stimata in termini di effettivo interesse da parte delle aziende di settore.

La velocità del vento cresce, con l'aumentare della quota secondo la legge logaritmica.

In base ai rilevamenti effettuati nella zona interessata, desunti i valori di rugosità del terreno e valutata la classe di stabilità atmosferica di Pasquill-Gifford di appartenenza, si è stimato il valore medio annuo della velocità del vento alla quota di 111,5 m, cioè in corrispondenza del mozzo degli aerogeneratori.

Calcolo delle ore di funzionamento dell'impianto

Sulla scorta di banche dati esistenti, utilizzando, per rappresentare i dati di vento la funzione di distribuzione di Weibull in modo da descrivere in forma compatta la distribuzione di frequenza della velocità. La funzione a due parametri di Weibull è matematicamente espressa da:

$$f(u) = \frac{k}{A} \left(\frac{u}{A}\right)^{k-1} \exp \left[ -\left(\frac{u}{A}\right)^k \right]$$

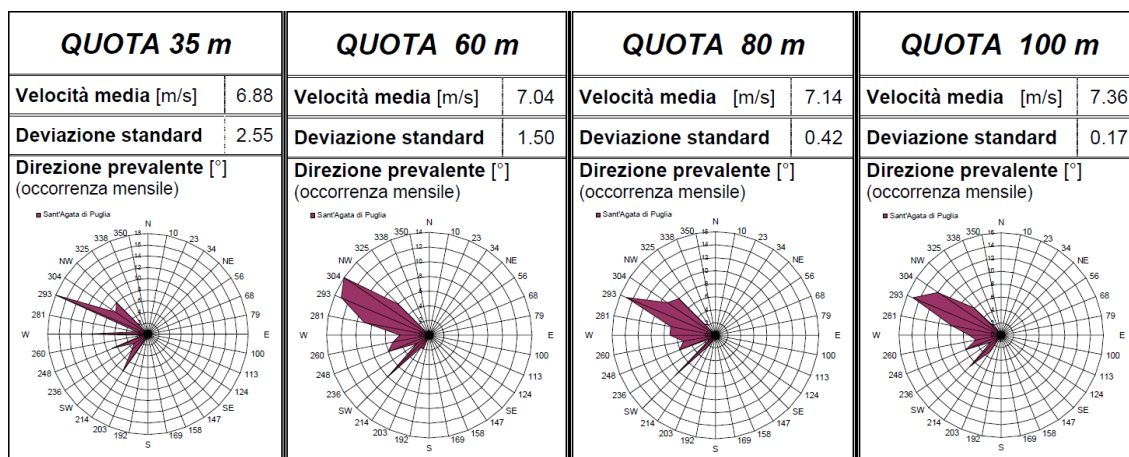
dove  $f(u)$  è la frequenza di occorrenza della velocità  $u$ .  $A$  è il parametro di scala e  $k$  il parametro di forma, si ottiene sulla scorta dei dati a disposizione i seguenti andamenti nel dominio delle frequenze, della velocità del vento e della direzione di provenienza.

Le elaborazioni, le stime e le valutazioni in seguito descritte sono state effettuate con il metodo WasP (Wind Atlas Analysis and Application Program) per il calcolo della produzione. Il programma utilizza i dati anemologici per calcolare il vento geostrofico (vento indisturbato) per una superficie di diversi km di raggio. Sovrapponendo tale modello del territorio, il programma valuta l'andamento della velocità media annua – e più in generale i parametri statistici della distribuzione della velocità media annua – in punti arbitrari di tale superficie, tenendo conto della sua natura orografica, della rugosità del terreno e dell'eventuale presenza di ostacoli al flusso del vento. Il campo di velocità fornito dal modello è tridimensionale e ciò consente di disporre in modo naturale anche del profilo della velocità media del vento a varie altezze dal suolo.

Pertanto il modello richiede i parametri del territorio quali, l'orografia, la rugosità ostacoli fisici al flusso e i parametri dinamici quali il campo di vento. I primi sono forniti sotto forma di modello territoriale i secondi sotto forma di distribuzione di Weibull.

## 2.1. DIREZIONE PREVALENTE DEL VENTO

La variabilità della direzione del vento è fortemente influenzata dalla micrometeorologia del sito. Siti posti a bassa quota e nei pressi di fasce costiere risentono delle brezze di mare e di brezze di terra locali, che generano una rosa dei venti molto meno articolata rispetto a siti posti a quote intermedie, dove le brezze di pendio e di valle inducono una variazione nella direzione del vento rilevante.



## 2.2. DENSITÀ DELL'ARIA

La densità media dell'aria è stata stimata dalla quota media di installazione degli aerogeneratori e dalla temperatura media annua della area di intervento. Data una quota di 50 m sul livello del mare ed una temperatura di 15°C la densità è 1.221kg/m<sup>3</sup>.



### 2.3. CURVA DI POTENZA AEROGENERATORE

La turbina individuata per la costruzione dell'estensione del parco eolico di Sant'Agata di Puglia è la GE 3.6 -137 della GE RENEWABLE ENERGY o similari, con potenza nominale di 3,6 MW ed altezza mozzo 111,5 m, diametro del rotore 137 m.

### 2.4. MODELLA RUGOSITÀ

L'area individuata per l'installazione degli aerogeneratori è costituita da terreni destinati a coltivazioni di cereali. Le case sono sparse e di altezza inferiore ai 10 m. Per la classificazione del territorio si è fatto riferimento alla tabella seguente:

Terreno	Classe di Rugosità	Z <sub>0</sub> [m]
- superfici d'acqua, superficie sabbiosa, nevosa, terreno nudo liscio, zone aeroportuali e stradali erba falciata	0	Da 10 <sup>-4</sup> a 10 <sup>-2</sup>
- Zone di campagna con poche case sparse, alberi, case di campagna che consentono la vista dell'orizzonte	1	Da 3 10 <sup>-2</sup> a 5 10 <sup>-2</sup>
- Case che coprono la vista dell'orizzonte	2	Da 7 10 <sup>-2</sup> a 10 <sup>-1</sup>
- Molti alberi e/o arbusti, fasce con effetto barriera, sobborghi	3	Da 3 10 <sup>-1</sup> a 7 10 <sup>-1</sup>

### 2.5. MODELLAZIONE EFFETTO SCIA

La quantificazione dell'effetto scia, riduzione della velocità in corrispondenza del mozzo della turbina posteriore ad un'altra rispetto alla direzione di provenienza del vento, è stato fatto utilizzando il modello Jensen. La costante di decadimento della velocità è stata selezionata al valore standard di 0.075m. Tale modello permette di calcolare l'efficienza del parco tenendo conto della sovrapposizione della singola scia.

## 2.6. LAYOUT TURBINE

Coordinate aerogeneratori (UTM33 - WGS - 84)

AEROGENERATORE	X (m)	Y (m)	H (m.s.l.m.)
S01	537100,61	4557814,18	332
S02	537018,04	4557194,85	323
S03	537220,63	4556739,51	306
S04	538410,48	4557188,27	310
S05	539069,33	4556951,62	306
S06	539806,98	4557321,28	302
S07	540056,69	4558387,86	398
S08	540393,69	4559050,63	336
S09	540387,84	4559531,09	299
S10	540950,37	4558288,76	289
S11	537950,66	4556987,31	331

## 2.7. CORREZIONE DELLE PERDITE

La produzione lorda di energia del parco eolico di Sant'Agata di Puglia non include le perdite che si verificano per la disponibilità della macchina, le perdite per il controllo (isteresi della velocità), le perdite elettriche nelle linee di distribuzione interne al parco fino al punto di misura. Si è tenuto conto di tali perdite considerando un fattore correttivo definito come:

$$E_{net} = \eta * E_{gross}$$

$$\eta = \prod_i Lf_i$$

$$Lf_i = \left(1 - \frac{\Delta E_i}{E_{gross}}\right)$$

### Turbine

Sulla base dei dati raccolti in letteratura e dalle indicazioni fornite dal costruttore le perdite dovute alla disponibilità delle turbine possono essere stimate in **2.0%**.

### Sottostazione e linee interne

Sulla base dei dati raccolti in letteratura e dalle indicazioni fornite dai costruttori di sottostazioni di trasformazione e linee elettriche le perdite per indisponibilità di tali apparati è **0.5%**.



### **Rete di distribuzione**

Si assume un valore del **1.0%**

### **Perdite elettriche**

Considerando il progetto delle linee elettriche e la distribuzione della velocità del vento le perdite dal punto di connessione in bassa tensione ed il punto di misura possono essere stimate in 0.5%, sulla base delle indicazioni derivanti dall'esperienza di gestione di altre centrali analoghe. Le perdite sulle linee, cavidotti interni, dalle turbine al punto di misura sono stimate essere il **2.0%**.

### **Sporcamento delle pale e ghiaccio**

Sulla base delle indicazioni del sito, assenza di insediamenti industriali, e sulla possibilità di formazione di ghiaccio sulle pale si assume che tale perdita sia del **0.3%**.

### **Perdite dovute al controllo della turbina**

L'algoritmo di controllo di fermo macchina per alta velocità di vento introduce una perdita di energia che non è considerata nella curva di potenza fornita dal costruttore.

L'ammontare di questa perdita è funzione sia dei parametri di controllo che della distribuzione della velocità del vento.

La valutazione di tale perdita può essere fatta considerando che:

$$\Delta E = \int_0^{\infty} P(V) \cdot g \cdot p(V) dV$$

Dove:

P(V) è la curva di potenza della turbina

p (V) è la funzione di probabilità della velocità in sito

g è pari alle seguenti possibilità:

$$g = 0 \text{ per } V \leq V1$$

$$g = \frac{0.5 \cdot (V - V1)}{(V2 - V1)} \text{ per } V1 < V \leq V2$$

$$g = 0 \text{ per } V > V2$$

Con V1 è la velocità di restart dopo il fermo macchina per alta velocità (20m/s) e V2 è la velocità di fermo macchina. (25m/s)

In tal evento, mediante l'equazione 1, la perdita calcolata è minore dell'0.5%. In ogni caso si assume un valore pari a **0.6%**.

### Topografia

L'evidenza sperimentale suggerisce che il modello sottostima le variazioni di velocità all'interno del sito. Per stimare l'ammontare di tale perdita si è considerato un rendimento dovuto alla topografia

$$\Delta E = E \cdot |\eta_{topog}|$$

dove  $\eta_{topog}$  include le perdite per variazione di velocità all'interno del sito e pari a **0,98**.

### Fermo preventivo

Per alcune turbine i costruttori prevedono il fermo preventivo quando il flusso proviene da alcuni settori al fine di proteggere le macchine. Nel caso del parco eolico di Ascoli Satriano non sono state introdotte restrizioni, pertanto il fattore riduttivo è **0.0%**

### Wind Shear

La velocità del vento varia lungo l'asse del rotore determinando una perdita che può essere valutata con la seguente espressione:

$$\Delta E = E_{grass} (-0.0352\xi^2 + 0.1484\xi - 0.156) \quad \text{per } \xi \leq 2$$

$$\Delta E = 0 \quad \text{per } \xi > 2$$

$$\text{Con } \xi = \frac{h_{hub} - D}{R}$$

Dove  $h_{hub}$  è l'altezza del mozzo delle turbine,  $D$  è l'altezza massima  $Z_0$  corrispondente agli elementi di rugosità,  $R$  è il raggio del rotore.

In questo caso la perdita sarà pari a **0.0%**.

### Crescita degli alberi

L'effetto della crescita degli alberi è modellizzata da un effettivo aumento dell'altezza di ostacoli.

L'ammontare della perdita può essere stimata dalla seguente espressione:

$$\Delta E = E_{grass} (4.04 - 0.29 V_{ref}) \frac{\alpha \Delta h}{(h_{hub} - 0.65h) \cdot \ln\left(\frac{h_{hub}}{h - 0.65}\right)}$$

Dove:

$\Delta h$  = è l'aumento di altezza degli alberi in un anno,

$h$  = è l'altezza iniziale degli alberi

$\alpha$  = è un fattore che converte la crescita annuale in una media annuale su 10 anni e può essere calcolata come:

$$\alpha = \frac{(10-0.5m)m}{10} \quad \text{con } m = \min\left(10, \frac{h_{max}-h}{\Delta h}\right)$$

### Fermo macchina per alta velocità

La probabilità di fermo per alta velocità del vento è già determinata dalla probabilità cumulata della curva di Weibull ed estrapolata all'altezza del mozzo.

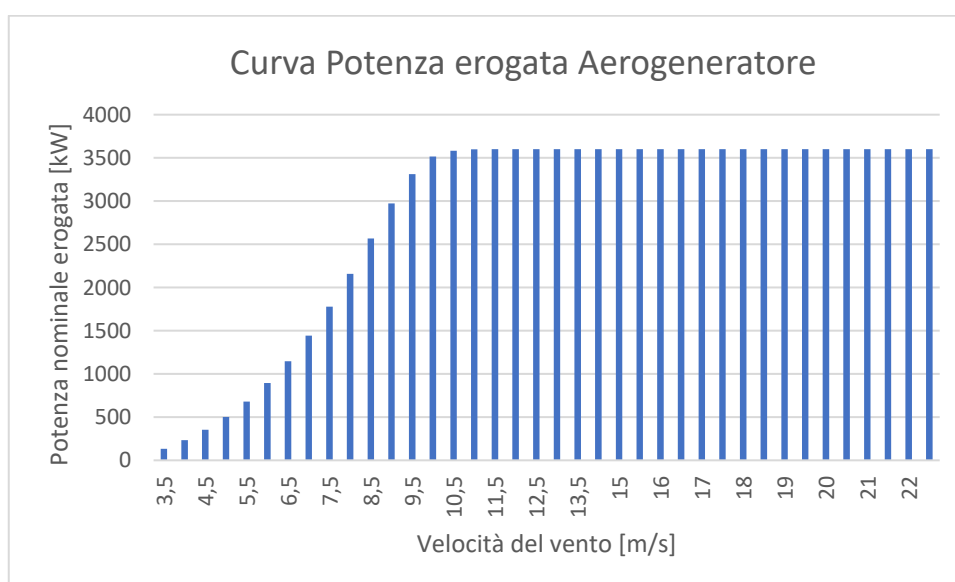
## 2.8. RIEPILOGO DELLE PERDITE

Tipologie perdite	Origine	Perdita (%) $\Delta E/E$	Fattore correttivo delle perdite (Lfi)
Disponibilità (turbine)	Stima	2	0.98
Disponibilità (sottostazione e linee interne)	Stima	0.5	0.995
Disponibilità (Rete di distribuzione)	Stima	1	0.99
Elettriche (in bassa tensione)	Stima	0.5	0.995
Elettriche (nelle linee interne)	Stima	2	0.98
Turbolenza (influenza sulla curva di potenza)	Stima	0.5	0.995
Sporcamento pale (ghiaccio + degrado)	Stima	0.3	0.997
Controllo (isteresi per alta velocità)	Stima	0.6	0.994
Fermo per alta velocità	Calcolato	0	1
Fermo preventivo	Stima	0	1
Topografia	Stima	0	0.98
Wind Shear	Stima	2	1
Crescita degli alberi	Stima	0	1
Prodotto			0.9096

### 3. PRODUTTIVITÀ E CALCOLO DELLE ORE EQUIVALENTI

La seguente sezione mostra il sommario dei risultati basati, sulle specifiche statistiche di Weibull, sui dati meteorologici, sui dati anemometrici. I calcoli sono stati eseguiti con i metodi in precedenza descritti tenendo in conto anche delle perdite.

N° Generatori Previsti	11
Potenza Nominale	3.60 MW
Altezza Torre	111,5 m
Diametro Rotore	137 m



I valori della potenza in uscita e del coefficiente di spinta garantiti dal costruttore in funzione della velocità media del vento all'altezza del mozzo e per una densità dell'aria pari a 1,225 Kg/m<sup>3</sup> sono i seguenti:

Velocità del vento [m\s]	Potenza [KW]	Coef. Spinta [Ct]	Velocità del vento [m\s]	Potenza [KW]	Coef. Spinta [Ct]
3,5	133	0,882	13	3600	0,239
4	234	0,869	13,5	3600	0,214
4,5	354	0,880	14	3600	0,191
5	501	0,874	15	3600	0,154
5,5	679	0,868	15,5	3600	0,140
6	894	0,862	16	3600	0,127
6,5	1147	0,855	16,5	3600	0,117
7	1442	0,846	17	3600	0,106
7,5	1779	0,838	17,5	3600	0,098
8	2157	0,829	18	3600	0,091
8,5	2567	0,809	18,5	3600	0,085
9	2973	0,759	19	3600	0,078
9,5	3312	0,681	19,5	3600	0,072
10	3515	0,589	20	3600	0,068
10,5	3583	0,497	20,5	3600	0,064
11	3599	0,419	21	3600	0,059
11,5	3600	0,358	21,5	3600	0,056
12	3600	0,310	22	3600	0,053
12,5	3600	0,271	22,5	3600	0,050

Poiché la potenza estraibile da un flusso eolico è direttamente proporzionale alla densità dell'aria, nel caso in cui essa, nelle aree relative al sito in questione, si scosti dal suddetto valore standard è necessario correggere le curve di potenza e del coefficiente di spinta in riferimento alla densità realmente rilevata.

Il Valore della distribuzione della densità di Weibull così calcolato [F(u) = 90,96 %], si traduce in un funzionamento annuo dell'impianto pari a:

In relazione alle caratteristiche degli aerogeneratori e dei dati anemometrici si prevede una produzione annua totale per il parco eolico, al netto delle perdite elettriche e dell'accuratezza delle stime anemologiche e anemometriche effettuate.

In funzione della velocità media annua stimata e in base alla resa dell'aerogeneratore previsto in progetto, si è desunta la produttività energetica media degli aerogeneratori, pari a **10.620 MWh/anno** con una probabilità del 50% di essere superata.

$$\frac{\text{Energia prodotta/anno}}{\text{Potenza Nominale Aerogeneratore}} = \frac{10.620}{3.60} = 2.950$$

#### 4. CONCLUSIONI

La presente relazione riporta i risultati dell'analisi e validazione dei dati di vento per il sito di Sant'Agata di Puglia. Con i risultati ottenuti si è proceduto a valutare la produzione attesa annua sulla base del layout e del tipo di aerogeneratore ipotizzati.

Tale stima di produzione annua netta rappresenta la  $P_{50\%}$ , ossia il valor medio della distribuzione statistica della produzione annua. Lo scarto quadratico medio di tale distribuzione è dato dal valore dell'incertezza totale calcolato al precedente paragrafo. Sulla base di semplici considerazioni di carattere statistico siamo in grado di valutare il valore di  $P_{75\%}$ , vale a dire la produzione attesa che presenta una probabilità del 75% di essere superata nel corso dell'anno.

Viene di seguito riportata la tabella riepilogativa indicante per ogni singolo aerogeneratore la producibilità al netto delle perdite per effetto scia e la  $P_{75\%}$  al netto delle perdite sistematiche e dei parametri di incertezza sopraelencati.

La producibilità media attesa a  $P_{75\%}$  è 2.712 ore equivalenti mentre a  $P_{50\%}$  è 2.950 ore equivalenti.

Aerogeneratore	AEP netta [MWh/anno]	Ore Equivalenti a P50%
S01	10.980,82	3.050
S02	10.683,14	2.968
S03	10.120,87	2.811
S04	10.253,17	2.848
S05	10.120,87	2.811
S06	9.988,57	2.775
S07	13.163,75	3.657
S08	11.113,11	3.087
S09	9.889,35	2.747
S10	9.558,60	2.655
S11	10.947,74	3.041