

10_04_EO_ENL_PD_08_RE_4_00	02_04_2010	RELAZIONE ANEMOMETRICA	ING. ALESSANDRA SGURA	ARCH. PAOLA PASTORE	
N. ELABORATO	DATA EMISSIONE	DESCRIZIONE	ESEGUITO	CONTROLLATO	APPROVATO

PROGETTO:
PARCO EOLICO "MARUGGIO - SAVA - TORRICELLA"

COMMITTENTE:



Enel Green Power
 via Regina Margherita, 125
 00198 Roma

TITOLO:
- RELAZIONE ANEMOMETRICA

PROJETTO engineering s.r.l.
 società d'ingegneria

amm.re unico
Ph.D. Ing. LEONARDO FILOTICO

Via dei Mille, 5
 74024 Manduria
 web site: www.progetto.eu

Tel/fax: 099.9735188
 studio@progetto.eu
 P.IVA: 02658050733

TIMBRO:

SOSTITUISCE:

SOSTITUITO DA:

CARTA: A4

NOME FILE:
10_04_EO_ENL_PD_08_RE_4_00

SCALA:

ELAB:
RP.08

INDICE

1. CARATTERISTICHE TERRITORIALI ED INFRASTRUTTURALI DEL SITO	2
1.1 Ubicazione.....	2
1.2 Caratteristiche territoriali.....	2
1.3 Caratteristiche infrastrutturali.....	3
2. SENSIBILITÀ AMBIENTALE E PAESAGGISTICA	3
2.1 Qualità ambientale	3
2.2 Qualità paesaggistica.....	3
3. REGIME ANEMOLOGICO	3
3.1 Densità dell'aria.....	14
3.2 Modellazione rugosità.....	14
3.3 Modellazione effetto scia.....	15
3.4 Layout turbine.....	15
3.5 Correzione delle perdite.....	18
4. PRODUTTIVITÀ E CALCOLO DELLE ORE EQUIVALENTI	21
5. CONCLUSIONI	22

1. CARATTERISTICHE TERRITORIALI ED INFRASTRUTTURALI DEL SITO

1.1 Ubicazione

L'intervento in oggetto prevede, ad opera di “Enel Green Power S.p.A.”, l'installazione nel territorio dei comuni di Maruggio, Sava e Torricella (Provincia di Taranto) di un parco eolico di 100,45 MW, costituito da 49 aerogeneratori, ciascuno con potenza massima di 2,05 MW.

Enel Green Power S.p.A. è la società del Gruppo Enel che sviluppa e gestisce le attività di generazione dell'energia da fonti rinnovabili in Italia e nel mondo. Essa è la prima realtà italiana con un business integrato a livello internazionale nel settore dell'eolico, solare, geotermico, idroelettrico “fluente” e biomasse.

La società, sensibile ai problemi di uno sviluppo sostenibile ed ecocompatibile, sta da tempo portando avanti lo sviluppo di progetti per lo sfruttamento di energia da fonti rinnovabili con particolare riguardo all'energia eolica. E' in questo contesto che si inserisce il progetto di parco eolico proposto dalla suddetta società nei comuni di Maruggio, Sava e Torricella.

L'area è stata scelta dopo l'esame della cartografia e lo studio dei venti.

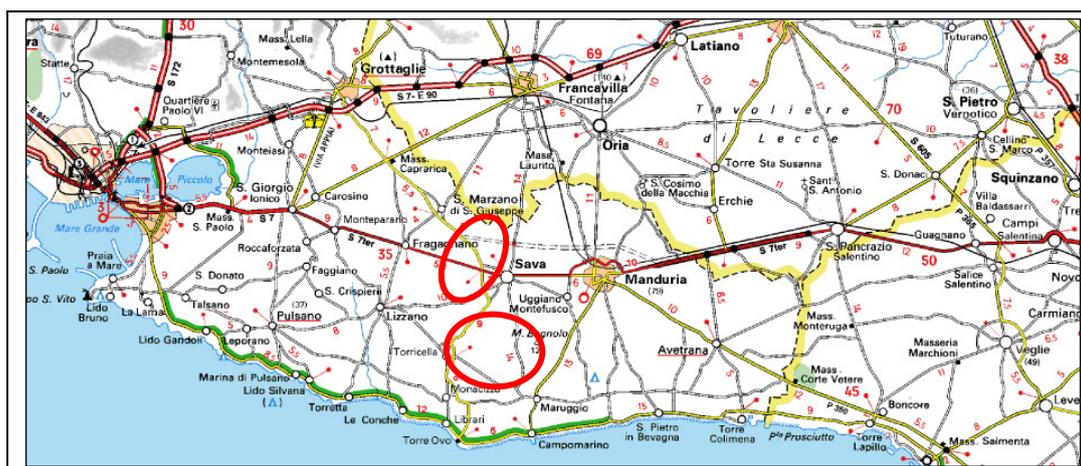


Figura 1 - Area di intervento

1.2 Caratteristiche territoriali

Da un punto di vista orografico il sito presenta un andamento regolare con altitudine compresa tra i 20 m slm e i 110 m slm.

La viabilità consente il raggiungimento delle zone interessate con facilità.

Il terreno è di natura argillosa con fondo calcareo e risulta principalmente adibito alla coltivazione di vigneti e oliveti.

Morfologicamente, il sito ben si presta ad accogliere macchine eoliche. Le uniche interferenze per la dislocazione degli aerogeneratori sono rappresentate da alcune masserie sparse.

1.3 Caratteristiche infrastrutturali

Le infrastrutture necessarie riguardano in questi casi la viabilità di avvicinamento e di accesso al sito in relazione al trasporto degli aerogeneratori, la viabilità interna per il loro posizionamento e la possibilità di evacuazione dell'energia elettrica prodotta.

La viabilità interna è accennata da varie piste, tuttavia per raggiungere le postazioni di tutte le macchine si dovranno realizzare delle piste aggiuntive le quali, comunque, in termini di opere civili non presentano alcun tipo di problema.

Per quanto riguarda l'allacciamento dell'impianto alla rete elettrica si è previsto il collegamento tramite cavidotto interrato, alla rete elettrica nazionale previo innalzamento da media ad alta tensione, alla sottostazione di trasformazione nel comune di Sava - Maruggio - Torricella.

2. SENSIBILITÀ AMBIENTALE E PAESAGGISTICA

La sensibilità dell'ambiente e del paesaggio non sono 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.

2.1 Qualità ambientale

Il territorio interessato dal sito e quello circostante è di tipo corrente, non di particolare pregio culturale né 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 e di qualche masseria degna di considerazione per la storia vissuta in loco.

2.2 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.

3. 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 e il Centro Ricerche Energia Ambiente, Università del Salento. L'obiettivo della valutazione è stato quello di verificare i seguenti aspetti:

1. valutare e confrontare le stime presunte con il limite minimo previsto dal Regolamento Regionale per quanto attiene alla ventosità delle aree dichiarate eleggibili (1600 h/eq anno);

2. valutare la producibilità stimata in termini di effettivo interesse da parte delle aziende di settore.

La Ricerca assunta alla base della valutazione ha messo a punto un metodo di stima della ventosità e della conseguente producibilità energetica partendo dalla simulazione di campi di vento attuata mediante modelli matematici che tengono conto, per quanto possibile, degli effetti prodotti da rilievi montuosi ed ostacoli in genere, oltre che della rugosità superficiale del terreno. La simulazione suddetta è stata sviluppata nel corso del 2000 e 2001 dall'Università degli Studi di Genova - Dipartimento di Fisica, che ha utilizzato il proprio modello WINDS (Wind-field Interpolation by Non Divergent Schemes), derivato dal modello capostipite NOABL con l'inserimento di appropriati algoritmi e modifiche finalizzate a migliorarne le prestazioni. Il modello è quindi da ritenersi modello accreditato (secondo quanto indicato dall'art.6 - Criteri tecnici - comma a) da enti pubblici e/o di ricerca.

Alla messa a punto di tale modello di simulazione hanno contribuito le analisi basate sulla raccolta ed elaborazione dei dati anemometrici disponibili sul territorio (rete anemometrica ENEL-CESI, rete ENEA, rete dei Servizi Meteorologici dell'Aeronautica Militare e quelli reperiti presso reti regionali ed altre reti, ad es. da piattaforme off-shore).

Ai fini dell'interesse specifico per la presente relazione si evidenziano alcuni aspetti determinanti della stima riportata:

1. le valutazioni sono state effettuate in particolare attingendo ai dati di velocità della sola mappa a 50 m dal suolo (l'orientamento attuale della tecnologia determina altezze operative degli aerogeneratori dai 70 ai 100 m di esercizio, introducendo un elemento di tutela rispetto alle determinazioni di massima indicate);

2. le mappe riportate forniscono localmente dati più rappresentativi per condizioni anemologiche in condizioni orografiche non riparate, il che è sostanzialmente verificato per le opportunità che offrono le aree eleggibili potenziali;

3. la producibilità riportata è desunta dalle seguenti condizioni di riferimento: 50 m di altezza s.l.m., ed è da intendersi come producibilità teorica, quindi con disponibilità dell'aerogeneratore pari al 100% e senza considerare perdite di energia di alcun tipo. L'utilizzo del dato di producibilità specifica è quello suggerito dalla stessa definizione. Ad esempio, in un punto del territorio contrassegnato da un valore di 1500 MWh/MW un aerogeneratore da 50 m di altezza mozzo e da 750 kW, cioè 0.75 MW, dovrebbe produrre annualmente un'energia

prossima al prodotto dei due valori, 1125 MWh, con un margine di incertezza da stimare sulla base delle valutazioni tecniche;

4. stima dell'incertezza dei parametri valutati:

+/- 1.5-1.6 m/s a 50 m di quota

+/- 1.6-1.8 m/s a 70 m di quota

5. ai fini della producibilità riportata si ricorda che, a parte la precisione del modello di simulazione concorrono alla determinazione reali fattori esterni di natura tecnica (curva di potenza dell'aerogeneratore e regime di funzionamento a P_{nom}) variabili per tipologia e marca);

6. il calcolo della producibilità specifica si effettua mediante l'analisi di due curve: la curva di distribuzione della velocità del vento all'altezza di mozzo e la curva di potenza dell'aerogeneratore di interesse, pure espressa normalmente in funzione della velocità del vento all'altezza di mozzo. Una valutazione accurata richiede ovviamente una conoscenza altrettanto accurata delle due curve.

L'analisi delle mappe riportate individua come eleggibile il contesto territoriale individuato.

I valori di riferimento desunti dal modello consentono di riportare le seguenti considerazioni finali:

1. velocità media del vento a 70 m = 6,2 m/s

2. producibilità specifica stimata a 100 m = 1.810 MWh/MW

A tale stima hanno fatto seguito ricerche di settore per verificare la reale fattibilità degli impianti pur con le considerazioni di tutela precedentemente dette. I riscontri avuti consentono di individuare, come area eleggibile dal punto di vista del criterio tecnico rappresentato dall'indice di ventosità, il territorio indicato.



m/s



Mapa elaborata da CESI in collaborazione con il Dipartimento di Fisica dell'Università di Genova nell'ambito della Ricerca di Sistema. Per una corretta interpretazione si veda il testo dell'Atlante di cui questa mappa fa parte.

Scala 1:750.000

Mappa della velocità media annua del vento a 50 m s.l.t.

Tavola 18 b



Mappa elaborata da CESI in collaborazione con il Dipartimento di Fisica dell'Università di Genova nell'ambito della Ricerca di Sistema. Per una corretta interpretazione si veda il testo dell'Atlante di cui questa mappa fa parte.

Scala 1:750.000

Mappa della velocità media annua del vento a 70 m s.l.t.

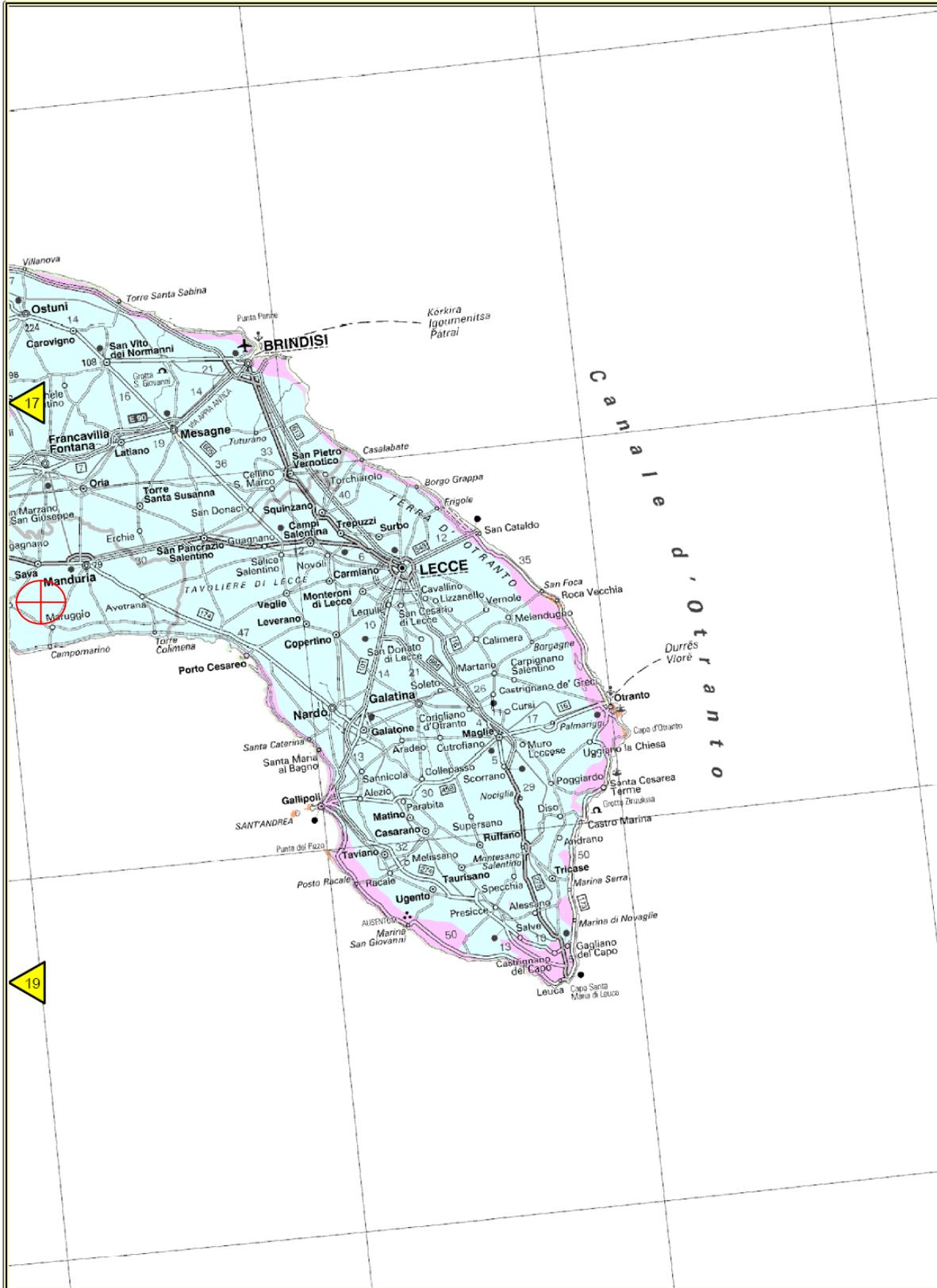
Tavola 18 c



m/s



Mappa elaborata da CESI in collaborazione con il Dipartimento di Fisica dell'Università di Genova nell'ambito della Ricerca di Sistema. Per una corretta interpretazione si veda il testo dell'Atlante di cui questa mappa fa parte.



MWh / MW

500 1000 1500 2000 2500 3000 3500 4000

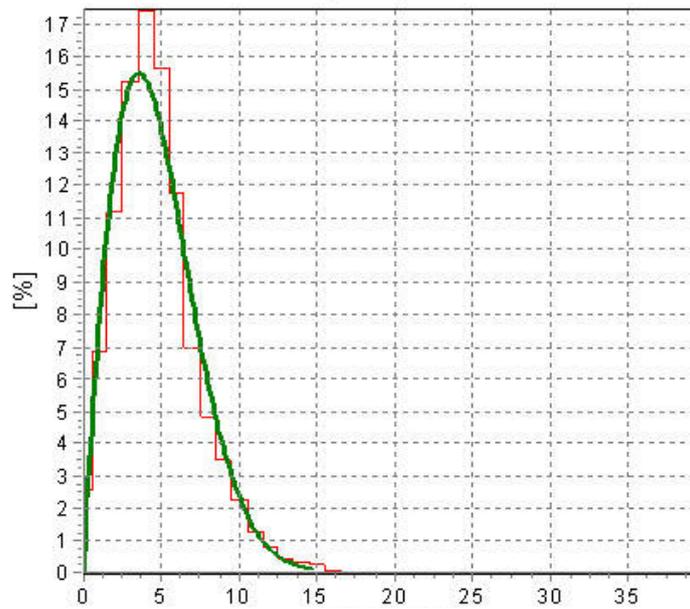
Mappa elaborata da CESI in collaborazione con il Dipartimento di Fisica dell'Università di Genova nell'ambito della Ricerca di Sistema. Per una corretta interpretazione si veda il testo dell'Atlante di cui questa mappa fa parte.

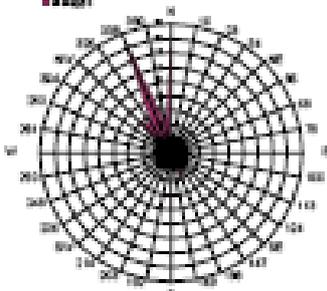
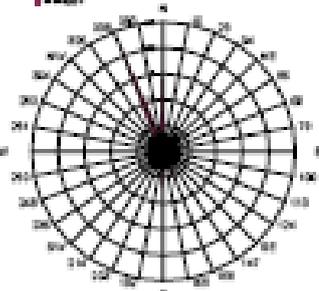
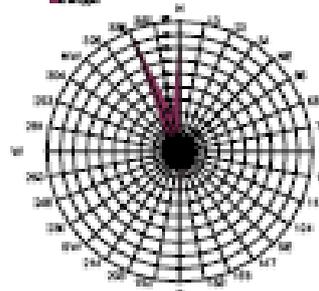
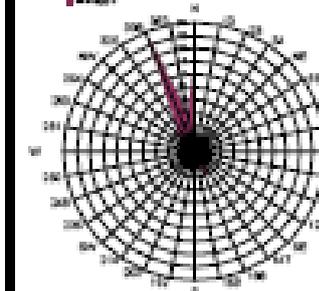
Sulla scorta di banche dati esistenti, utilizzando, per rappresentare i dati di vento la funzione di distribuzione di Weibull in modo da descrivere in forma compatta la distribuzione di frequenza della velocità. La funzione a due parametri di Weibull è matematicamente espressa da:

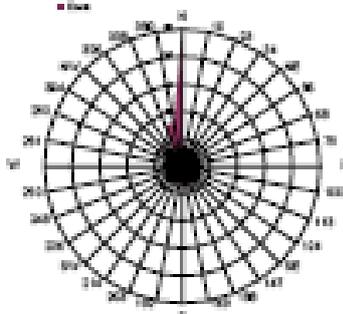
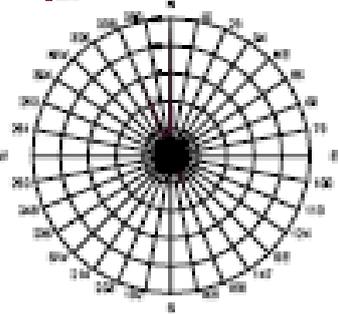
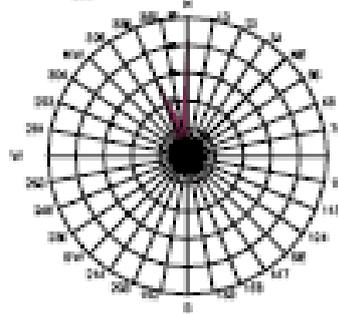
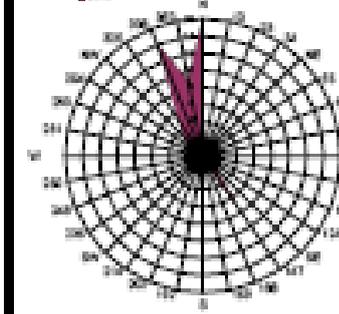
$$f(u) = \frac{k}{A} \left(\frac{u}{A}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{u}{A}\right)^k\right)$$

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 dei seguenti andamenti nel dominio delle frequenze, della velocità del vento e della direzione di provenienza.

frequenza



SUPERFICIE [km ²] 46,19		<h2>MARUGGIO</h2>
ALTIMETRIA [m] 0 - 101		
		Dati ricavati da rilevamenti effettuati ogni 10 minuti per un periodo di tempo di 5 anni: (dal 1 Gennaio 2000 al 31 Dicembre 2005)
		QUOTA 35 m
		Velocità media [m/s] 4.57
		Deviazione standard 0.34
		Direzione prevalente [°] (occorrenza mensile)
		
QUOTA 60 m		QUOTA 80 m
Velocità media [m/s] 5.37	Velocità media [m/s] 5.82	Velocità media [m/s] 6.10
Deviazione standard 0.17	Deviazione standard 0.07	Deviazione standard 0.08
Direzione prevalente [°] (occorrenza mensile)	Direzione prevalente [°] (occorrenza mensile)	Direzione prevalente [°] (occorrenza mensile)
		

SUPERFICIE [km ²]		44,05		SAVA							
ALTIMETRIA [m]		62 - 124									
				Dati ricavati da rilevamenti effettuati ogni 10 minuti per un periodo di tempo di 6 anni: (dal 1 Gennaio 2000 al 31 Dicembre 2005)							
				QUOTA 35 m							
				Velocità media [m/s]		4.73					
				Deviazione standard		0.23					
Direzione prevalente [°] (occorrenza mensile)											
QUOTA 60 m		QUOTA 80 m		QUOTA 100 m							
Velocità media [m/s]		5.38		Velocità media [m/s]		5.78		Velocità media [m/s]		6.11	
Deviazione standard		0.14		Deviazione standard		0.16		Deviazione standard		0.23	
Direzione prevalente [°] (occorrenza mensile)				Direzione prevalente [°] (occorrenza mensile)				Direzione prevalente [°] (occorrenza mensile)			
											

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

3.1 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 100 m sul livello del mare ed una temperatura di 15°C la densità è 1.221 kg/m³.

3.2 Modellazione rugosità

L'area individuata per l'installazione degli aerogeneratori è costituita da terreni destinati al pascolo e a vigneti con qualche presenza ulivi bassi. Le case sono sparse e di altezza inferiore ai 10 m. Gli agglomerato più vicino è rappresentato dai centri di Manduria, Maruggio, Sava e Torricella.

Per la classificazione del territorio si è fatto riferimento alla tabella seguente:

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

3.3 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.

3.4 Layout turbine

Le coordinate geografiche GAUSS BOAGA fuso 33N degli aerogeneratori insistenti nel territorio di Sava e Torricella risultano essere le seguenti:

ID	X [m]	Y [m]	Quote [m]
S11	2731802.0098	4474676.0485	85
S12	2732095.0148	4474861.9867	87
S13	2732378.0007	4475067.9914	90
S14	2732682.9752	4475020.0096	93
S15	2732887.7539	4475330.5414	99
S16	2733192.0274	4475056.9833	101
S17	2733172.7395	4475882.9618	97
S18	2733717.2546	4475762.4024	99
S19	2734212.9437	4475642.2830	100
S20	2733089.0072	4476359.0202	95
S21	2733974.9823	4477241.0191	97

S22	2733316.9743	4477731.0252	95
S23	2733651.0291	4477528.9898	95
S24	2736094.0409	4477814.9508	100
S25	2736376.9691	4477854.0041	98
S26	2735778.1360	4477899.8963	108
S27	2732715.8571	4473638.7362	77
S28	2732071.7399	4474233.7093	81
S29	2733442.9684	4474397.0263	90
S30	2731619.0424	4472928.9578	76
S31	2731958.4985	4472929.0777	78
S32	2732479.9819	4472690.9685	78
S33	2732834.9821	4472542.0340	77

Le coordinate geografiche GAUSS BOAGA degli aerogeneratori insistenti nel territorio di Maruggio risultano essere le seguenti:

ID	X [m]	Y [m]	Quote [m]
M1	2733828.0922	4467090.8278	16
M2	2734116.7360	4467399.4945	19

M3	2734753.4842	4467217.1162	17
M4	2735113.0899	4467381.8279	21
M5	2735492.9773	4467202.4937	17
M6	2735728.0897	4467402.8293	18
M7	2733320.7923	4467712.3813	30
M8	2733348.9697	4467111.7142	20
M9	2735625.0901	4467863.8254	25
M10	2734452.3029	4467022.9294	16
M11	2734892.7011	4468367.1792	26
M12	2733448.9733	4468856.9622	29
M13	2734097.0883	4468259.8275	31
M14	2733764.9674	4468221.4722	30
M15	2733869.6944	4468694.3431	25
M16	2734173.0897	4468675.8263	23
M17	2734472.6382	4468659.3541	23
M18	2735444.0029	4470301.0029	55
M19	2733634.9572	4469094.7895	28

M20	2733211.0350	4468607.5080	30
M21	2736782.6836	4470446.0081	80
M22	2736202.9241	4470631.0464	81
M23	2735981.6942	4470217.3622	66
M24	2734942.0895	4470191.8286	45
M25	2734607.0929	4469963.8257	35
M26	2734297.0924	4469664.8269	29

3.5 Correzione delle perdite

La produzione lorda di energia del parco eolico 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 dalla indicazioni fornite dal costruttore le perdite dovute alla disponibilità delle turbine può essere stimata in **2.0%**.

§ Sottostazione e linee interne

Sulla base dei dati raccolti in letteratura e dalla 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 dell' **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%**.

§ *Turbolenza*

La curva di potenza fornita dal costruttore è generalmente basata su misurazioni effettuate in sito con un basso livello di turbolenza. I parchi eolici spesso presentano un livello di turbolenza più alto di quello rilevato dall'anemometro ed inoltre per un certo periodo di tempo le turbine operano in scia delle altre e pertanto con una turbolenza maggiore.

Benché l'evidenza sperimentale è incongruente, in alcuni casi si incrementano le prestazioni ed in altri si riducono. E' stato adottato un approccio conservativo valutando le perdite in **0.5%**.

§ *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:

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

$P(V)$ è la curva di potenza della turbina

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

$$g = 0 \text{ per } V \leq V_1$$

$$g = \frac{0.5 \cdot (V - V_1)}{(V_2 - V_1)} \text{ per } V_1 < V \leq V_2, (2)$$

dove

V_1 è la velocità di restart dopo il fermo macchina per alta velocità (20m/s) e V_2 è la velocità di fermo macchina (25m/s).

In tale evento, mediante l'equazione 1, la perdita calcolata è minore dello 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 η_{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 in oggetto 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:

$$\begin{aligned} \Delta E &= E_{gross} (-0.0352\xi^2 + 0.1484\xi - 0.156) \text{ for } \xi \leq 2 \\ \Delta E &= 0 \text{ for } \xi > 2 \\ \xi &= \frac{h_{hub} - D}{R} \end{aligned}$$

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.

§ 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:

$$\Delta E = E_{gross} (4.04 - 0.29V_{ref}) \frac{\alpha \Delta h}{(h_{hub} - 0.65h_t) \ln(10(h_{hub}/h_t - 0.65))}$$

dove

D_h è l'aumento di altezza degli alberi in un anno,

h_t è l'altezza iniziale degli alberi

e α è un fattore che converte la crescita annuale in una media annuale su 10 anni ed può essere calcolata come:

$$\alpha = \frac{(10 - 0.5m)m}{10}$$

$$m = \min\left(10, \frac{h_{\max} - h_t}{\Delta h}\right)$$

hmax è la massima altezza che li alberi possono raggiungere. Nel caso di Sava, Maruggio e Torricella la perdita è **0.0%** non essendoci alberi rilevanti in prossimità dell’installazione delle turbine.

§ *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.

§ *Riepilogo perdite*

Tipologia di perdite	Origine	Perdita (%) ΔE/E	Fattore correttivo delle perdite (L _f)
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	2	0,98
Wind shear	Stima	0	1
Crescita degli alberi	Stima	0	1
Prodotto			0,9096

4. PRODUTTIVITÀ E CALCOLO DELLE ORE EQUIVALENTI

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

Le ore equivalenti, sono pari a:

1.750 h

5. CONCLUSIONI

A seguito dell'acquisizione diretta sulla base di dati anemometrici, di banche disponibili, e mediante l'applicazione dei modelli matematici precedentemente descritti, è stato possibile calcolare per il sito oggetto di studio, tenendo in conto anche delle perdite, un indice di ventosità pari a circa 1.750 ore/equivalenti.

La società al fine di migliorare ed eventualmente integrare il presente studio, ha inoltrato richiesta di installazione di un anemometro, per poter acquisire ulteriori dati relativi alle condizioni anemologiche del sito, nonostante gli studi condotti sin ora già classificano idoneo il sito ai sensi del Regolamento Regionale n 16 del 4.10.2006.

Il Tecnico