

Indice della Relazione.

1 Premessa	pag. 3
2 Dati di vento	pag. 5
3 Aerogeneratore	pag. 6
4 Modello di Calcolo	pag. 7
5 Area di Applicazione del modello	pag. 8
6 Verifiche sul modello	pag. 9
6.1 Verifica dell'approssimazione della curva di Weibull.....	pag. 9
6.2 Verifica del gradiente al suolo della velocità di vento.....	pag. 10
7 Micrositing	pag. 11
8 Risultati di WASP	pag. 13
8.1 Potenzialità del sito.....	pag. 13
8.2 Producibilità lorda dell'impianto.....	pag. 13
9 Producibilità dell'impianto al netto delle perdite	pag. 14
10 Incertezze	pag. 15
11 Producibilità con probabilità di essere superate in un anno	pag. 16
12 Conclusioni	pag. 17
13 Lista degli allegati	pag. 18
Appendice A	
Stima ventosità lungo periodo stazione d Femmina Morta	
Valutazione della Vref	pag. 19

Tabelle	pag. 25
Figure	pag. 32
Tavole	pag. 35

1 Premessa.

Oggetto del presente studio, realizzato da Tecnogaia S.r.l. per conto della Società TREVI Energy SpA è la valutazione di producibilità (o produzione attesa) di un impianto eolico offshore da realizzarsi in prossimità delle coste della Puglia e del Molise.

L'impianto sarà ubicato a Nord della Marina di Chieuti, precisamente al largo tra il Torrente Saccione e il Fiume Fortore.

Il layout d'impianto, che è stato fornito dalla stessa TREVI Energy SpA, è composto da n°50 posizioni per aerogeneratori di grande taglia. Il layout è riportato in **Tabella 1** sotto forma sia di coordinate UTM sia di coordinate geografiche Roma 40, e viene riprodotto sulla carta batimetrica di base sulla **Tavola 1**, dove viene anche evidenziata la posizione della stazione elettrica in mare.

L'ubicazione del sito rispetto all'area geografica è riportata sulla **Tavola 2**, mentre le opportunità di allacciamento alla rete elettrica nazionale sono da individuarsi tra le soluzioni riportate sulla **Tavola 3**.

2 Dati di vento.

In mancanza di dati puntuali di vento registrati in sito questa valutazione di producibilità si basa su dati registrati da due stazioni anemometriche distanti dal sito ma rappresentative delle due principali formazioni morfologiche dell'area, ossia: il Tavoliere della Puglia e i rilievi del Gargano. Tali posizioni (visibili sulle **Tavole 2 e 4**) tendono a riassumere il regime dei venti sull'intera area geografica. L'utilizzo di dati di ventosità registrati all'esterno dal sito eolico determinerà nel calcolo un certo grado di incertezza, di cui, tuttavia, si terrà conto nel Capitolo 10 quando verranno analizzate tutte le condizioni di incertezza riscontrate nell'intero processo di calcolo.

Le stazioni anemometriche di riferimento sono le seguenti:

Codice	Denominazione	Comune	Coordinate UTM ED50		Alt. (m s.l.m.)	H (m)	Periodo di misura	
			X	Y			Inizio	Fine
U261	Foggia Amendola	Foggia	559.811	4.598.263	60	10	Gennaio '95	Dicembre '06
6287	Femmina Morta	Vieste	593.055	4.626.900	590	15	Febbraio '01	Agosto '03

I dati della stazione **U261** appartengono a una postazione dell'Aeronautica Militare e, dunque, pubblici e sono stati acquisiti per l'occasione.

I dati della stazione **6287** sono stati raccolti da CESI nell'ambito di un progetto di Ricerca di Sistema finanziato dallo Stato. I dati sono stati acquisiti da TREVI Energy SpA e forniti a Tecnogaia con la lettera di consegna riprodotta in **Figura 1**.

Dovendo utilizzare due distinte serie di dati all'interno di un medesimo modello di calcolo occorre che questi vengano armonizzati nei contenuti. I dati della stazione **U261** si possono considerare stabilizzati avendo a disposizione circa 12 anni di registrazione. Facendo dunque riferimento al periodo di contemporaneità di circa 31 mesi delle due serie di dati, con opportune correlazioni (Capitolo 1 dell'**Appendice A**), la stazione **6287** è stata storicizzata e portata alla stessa temporalità della prima. Pertanto, nel prosieguo del calcolo, la stazione verrà indicata col codice **6287_S**.

3 Aerogeneratore.

La scelta del modello di aerogeneratore per la realizzazione dell'impianto è in questa fase prematura, comunque la scelta sarà orientata su una macchina di grande taglia adatta alla soluzione offshore. Tale scelta sarà determinata anche dalla classe di vento del sito secondo le Norme EN CEI 61400-1 che si potrà determinare con sufficiente precisione solo con un monitoraggio prolungato in sito. Tuttavia, con i dati disponibili, in particolare con quelli della stazione **U621**, come da Capitolo 2 dell'**Appendice A**, si è valutata in via preliminare la classe di vento in corrispondenza dell'area di pertinenza della stazione che, considerata la linearità del territorio e le univoche direzioni di provenienza della ventosità, si può trasferire con buona approssimazione sul sito d'interesse.

Al momento quale aerogeneratore di progetto è stato scelto il Vestas V90 da 3.0 MW, essendo questo l'unico, della taglia considerata, attualmente disponibile sul mercato per l'applicazione offshore prevista. Tale aerogeneratore risulta ottimo per siti con venti superiori a quelli classificati nello studio presente. Perciò, qualora lo sviluppo tecnologico ed il mercato lo consentano, lo studio verrà integrato con ulteriori analisi, fermo restando l'altezza di mozzo stabilita.

Nello studio di visibilità dell'impianto (rel. SEO-PR002-07 - RT - AJ) tale possibilità è stata presa in considerazione inserendo nello stesso, come modello tridimensionale, un aerogeneratore con rotore maggiorato a 120 m rispetto al diametro del Vestas V90 3.0 MW che risulta di 90 m.

COSTRUTTORE	MODELLO	MW	DIAMETRO ROTORE	H MOZZO	CLASSE	RUMORE
VESTAS	V90	3	90	90	IEC I	109,4 dB

Nella **Figura 2** è riportata la curva di potenza dell'aerogeneratore utilizzata nel calcolo; mentre in **Allegato A** viene fornita la documentazione rilasciata dalla casa costruttrice dove sono evidenziati i principali parametri tecnici della macchina.

4 Modello di calcolo.

Il campo di velocità del vento su un sito eolico che consente di stabilire il potenziale energetico disponibile sulla sua superficie, può essere dedotto con diverse metodologie. Quella più evoluta e diffusa è realizzata per mezzo di un modello virtuale dell'ambiente dove, all'interno della modellazione statica del territorio, agiscono delle grandezze fisiche dinamiche (il vento) nel tempo osservate. Con l'ausilio di specifici modelli matematici di calcolo è possibile proiettare con buona approssimazione su intere aree geografiche la ventosità scaturita da rilevazioni effettuate anche in punti differenti.

Tutte le elaborazioni, le stime e le valutazioni in seguito descritte sono state effettuate con il codice (o modello) di calcolo WAsP (Wind Atlas Analysis and Application Program) messo a punto dal Risoe National Laboratory di Danimarca e basato su un modello matematico del flusso del vento.

A partire dalla posizione spaziale di origine, i dati forniti al modello vengono utilizzati per costruire su tutta l'area di interesse il vento indisturbato in quota, detto anche vento geostrofico o Atlas, che si ritiene costante per diversi km dal suo punto di origine e che consente di rilevare in punti arbitrari dello spazio tutti i parametri utili alla stima della ventosità. Il campo di velocità del vento fornito dal modello è tridimensionale e ciò consente di disporre in modo naturale anche del profilo della velocità media a varie altezze dal suolo.

5 Area di applicazione del modello.

Per conferire sufficiente stabilità al calcolo è necessario disporre di un modello territoriale tridimensionale con superficie più vasta di quella propriamente destinata all'impianto.

In questo caso, trattandosi di contenere nell'area di applicazione del modello due stazioni e un sito distanti tra loro e di comprendere due diverse unità morfologiche, si è dovuta utilizzare un modello di superficie molto elevata. La mappa territoriale tridimensionale corrisponde dunque a 7500 km², precisamente un rettangolo di 100x75 km. La mappa è stata derivata dalla cartografia di base IGM in scala 1:25.000 dalla quale sono state digitalizzate le curve di livello con passo di quota di 25 metri. Per la medesima area si è provveduto a digitalizzare la rugosità del terreno assumendo come classe di rugosità 0,00 le superfici d'acqua, come classe 0,03 i prati senza ostacoli, 0,1 la macchia boschiva, 0,4 i boschi fitti e i centri abitati (classificazione suggerita dai manuali del modello di calcolo WASP adottato).

All'interno dell'area di applicazione del modello, in funzione della superficie propriamente destinata all'impianto, è stata selezionata una sub area di 28x26 km, detta area di studio, entro la quale sono state effettuate tutte le valutazioni.

L'area di applicazione del modello e l'area di studio sono rappresentate nella **Tavola 4**.

6 Verifiche sul modello.

Dovendo agire all'interno di un modello virtuale e volendo disporre di risultati analizzabili criticamente, prima di intraprendere qualunque attività di calcolo occorre verificare che i dati offerti al modello abbiano prodotto un ambiente virtuale congruo con la realtà del sito, entro cui poi calare ogni simulazione.

Se in questa fase di messa a punto del modello non si riscontreranno incongruenze tali da inficiare l'intero calcolo o da costringere a riconsiderare alcuni processi precedenti, di tutte le approssimazioni che verranno accettate si terrà conto comunque nella determinazione delle incertezze, di cui al Capitolo 10.

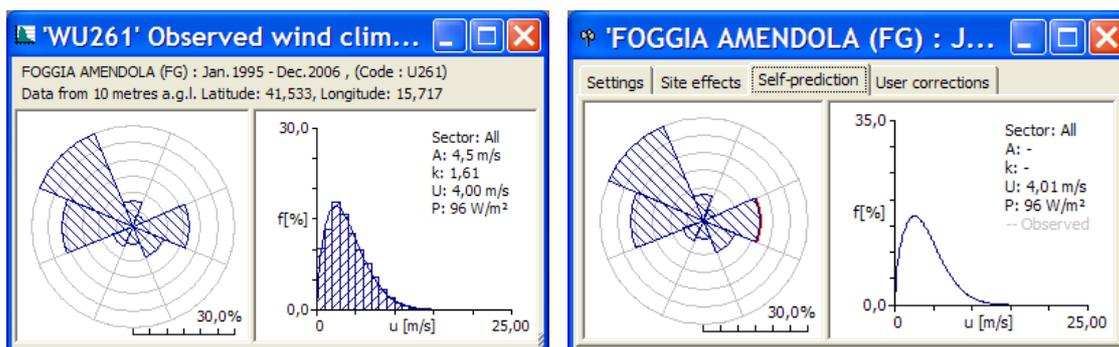
6.1 Verifica dell'approssimazione della curva di Weibull.

Il codice di calcolo WAsP utilizza la distribuzione di Weibull per rappresentare i dati di vento e definisce il campo di vento indisturbato sull'area (Atlas) con i parametri derivati da tale distribuzione. Le distribuzioni di Weibull dedotte dal modello dai dati di input sono riportate nelle **Tabelle 2 e 3**, rispettivamente per le stazioni **U261** e **6287_S**.

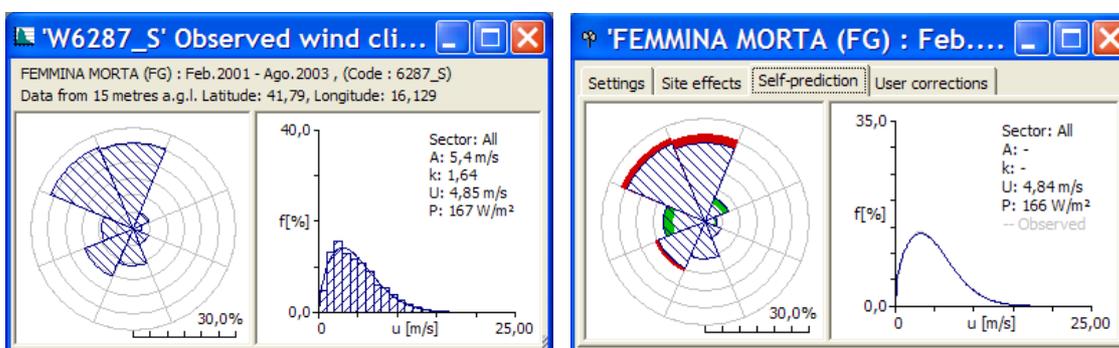
In particolare, nella prima parte della tabella sono messi a confronto i valori misurati della velocità media del vento e della potenza della vena fluida con quelli derivati dalla curva di Weibull e sono indicate le relative discrepanze (**2,30%** per la velocità del vento e **1,95%** per la potenza della vena fluida per la stazione **U261** e **0,62** e **1,50** per la stazione **6287_S**). Quando le discrepanze risultano elevate, denotano la mancata stabilizzazione secondo una lineare distribuzione di Weibull dei dati di vento registrati sul campo e i risultati prodotti da WAsP saranno affetti da approssimazione. In questo caso le discrepanze vengono considerate accettabili.

La verifica consiste nel quantificare l'entità della differenza dovuta ai parametri in input (distribuzione di Weibull) e quelli stimati dal modello nello stesso punto spaziale dell'anemometro sulla base dei parametri che definiscono l'Atlas (self prediction).

Dai risultati (vedi figure) si deduce la buona capacità del modello di riprodurre la distribuzione del vento nei punti spaziali degli anemometri. Le differenze riscontrate in termini di velocità del vento e di potenza della vena fluida sono minime e fisiologiche.



Parametri della stazione **U261** in input al modello e parametri stimati da WAsP nel punto dell'anemometro



Parametri della stazione **6287_S** in input al modello e parametri stimati da WAsP nel punto dell'anemometro

6.2 Verifica del gradiente al suolo della velocità del vento.

Il gradiente al suolo della velocità del vento (α) è il parametro che consente di estrapolare la velocità del vento alle varie altezze dal suolo. La verifica consiste nel determinare l'entità delle approssimazioni che il modello introduce nella stima di tale parametro rispetto a quello sperimentale registrato sulla verticale della stazione.

Non disponendo in questo caso di misure realizzate sulle due stazioni a differenti altezze, la verifica risulta improponibile. Come per le altre, tale causa di incertezza sul calcolo verrà puntualmente considerata nell'apposito capitolo.

7 Micrositing.

Quando la producibilità di un impianto eolico deve essere valutata sulla base di dati registrati da più stazioni anemometriche, per pervenire ad una stima attendibile esistono diverse opzioni, tra le quali:

- l'utilizzo della stazione anemometrica più rappresentativa del sito e di più lunga durata;
- la suddivisione del layout in zone di influenza delle stazioni;
- l'utilizzo di tutte le stazioni anemometriche disponibili per la definizione di una stima media, pesata in funzione inversa agli scarti tra le velocità misurate e quelle stimate da WAsP nell'interpretare il modello territoriale ed alla distanza che separa la stazione dall'aerogeneratore.

Nella tabelle sottostanti sono riportate le velocità medie del vento misurate e quelle stimate da WAsP all'interno del modello virtuale nello stesso punto degli anemometri. In rilievo la stazione utilizzata volta per volta per calcolare del campo di vento "Atlas".

Codice stazione	Altezza anemometro dal suolo (m)	Velocità media misurata Vm (m/s)	Velocità media stimata da WAsP	
			Vw (m/s)	err. (%)
U261	10	3,91	4,01	2,6
6287_S	15	4,82	4,71	-2,3

Codice stazione	Altezza anemometro dal suolo (m)	Velocità media misurata Vm (m/s)	Velocità media stimata da WAsP	
			Vw (m/s)	err. (%)
U261	10	3,91	4,26	9,0
6287_S	15	4,82	4,84	0,4

Come si può vedere le stazioni anemometriche tendono a vedersi reciprocamente con errori in alcuni casi consistenti dovuti presumibilmente alla diversa orografia delle due posizioni di installazione. Tali errori verranno linearmente introdotti anche nella valutazione di producibilità delle macchine.

Perciò, tra le possibilità indicate in precedenza, per il calcolo della producibilità dell'impianto si decide in questo caso di optare per la terza soluzione, quella cioè della media pesata, in quanto produce risultati più omogenei e lineari nello spazio.

Il metodo consiste nel valutare la prestazione di ogni singola macchina sulla base della media pesata sulla distanza e sullo scarto quadratico medio delle differenze tra le stime e le misure. Più precisamente, il valore di producibilità attribuito dal modello al singolo aerogeneratore partendo dal campo di vento di ciascuna stazione è inversamente proporzionale alla distanza tra la stazione e l'aerogeneratore e, contestualmente, allo scarto tra la stima della velocità del vento vista dal modello sulla stazione ed il valore realmente misurato.

8 Risultati di WASP.

I risultati ottenuti con l'applicazione del modello di calcolo WASP sono soggetti ad elaborazioni grafiche e numeriche per renderli più espliciti al Committente e per consentire le correzioni di tutte le approssimazioni introdotte dal modello di calcolo.

8.1 Potenzialità del sito.

Sulla **Tavola 5** è riportata la ventosità stimata all'altezza del mozzo delle macchine rappresentata secondo curve isovento sulla cartografia IGMI serie 50; le curve derivano da una griglia orizzontale di valori calcolati dal modello con passo di 100 m. Sulla **Tavola 6** la ventosità stimata all'altezza del mozzo viene rappresentata sulla carta batimetria e rapportata al layout d'impianto fornito.

8.2 Producibilità lorda dell'impianto.

L'elaborazioni numerica di seguito descritta si riferisce invece alla resa energetica stimata da WASP per il layout d'impianto fornito. L'elaborazione tiene conto delle interferenze reciproche tra le macchine (effetto scia).

Nella **Tabella 4** è riportata la stima di resa dell'impianto fornito in rapporto all'aerogeneratore preso in considerazione. La stima è derivata dall'applicazione del metodo della media pesata alle stime ottenute con i dati delle due stazioni anemometriche disponibili. Pur utilizzando un aerogeneratore di classe penalizzante rispetto a quella stimata per il sito, si può constatare una buona resa dell'impianto ed il contenimento delle perdite per effetto scia entro limiti di accettabilità.

Di seguito vengono analizzate le perdite e le incertezze relative alla stima di producibilità dell'impianto di progetto.

9 Producibilità dell'impianto al netto delle perdite.

La producibilità lorda in GWh/anno stimata del layout d'impianto fornito, riscontrabile nella **Tabella 5**, tiene conto delle perdite dovute alla scia degli aerogeneratori, già considerate nella curva di potenza.

La tabella sottostante riporta in sintesi la producibilità lorda stimata del layout d'impianto fornito.

Producibilità lorda del layout d'impianto fornito					
Impianto	Potenza nominale [kW]	N° aerogeneratori	Potenza impianto [MW]	Producibilità [GWh/anno]	Ore
V90 3 MW	3.000	50	150,00	381,072	2.540

A tale producibilità lorda devono essere sottratte le seguenti perdite:

Perdite considerate	V90 3 MW
	%
Densità dell'aria	0,00
Indisponibilità e manutenzione	5,00
Perdite elettriche	5,00
Totale perdite	9,75

Le perdite vengono valutate in media sulla base della pratica e della letterature del settore. Nel caso specifico, trattandosi di un impianto offshore, si è tenuto conto di perdite più gravose.

Ne risulta, pertanto, la seguente producibilità netta:

Producibilità netta del layout d'impianto fornito					
Impianto	Potenza nominale [kW]	N° aerogeneratori	Potenza impianto [MW]	Producibilità [GWh/anno]	Ore
V90 3 MW	3.000	50	150,00	343,917	2.293

10 Incertezze.

Con il termine incertezza di un parametro si intende lo scarto quadratico medio della distribuzione statistica dell'errore di stima di quel parametro. La tabella sottostante riporta tutti i fattori di incertezza considerati, assegnando a ciascuno di essi lo scarto S della loro distribuzione. Tali fattori di incertezza comunemente utilizzati nel processo di valutazione della producibilità di un sito eolico, vengono adattati, incrementando o diminuendo il valore a seconda del grado di aggiustamento e di verifica dei risultati riscontrati nelle diverse fasi del processo, sia in fase di trattamento dei dati che di elaborazione dei risultati. Nel caso specifico, avendo utilizzato dati di lunga durata ma registrati ad una sola altezza e distanti dal sito, i principali fattori di incertezza si verificano sull'impossibilità di verificare sperimentalmente il gradiente al suolo valutato da WASP e sulla complessità orografica (intesa come distanza tra il punto di misura e l'impianto).

Fattori di incertezza	V90 3 MW		
	Scarto S (%)	Z	(%)
Misura del vento	3,00	1,85	5,56
Durata misure	2,00	1,85	3,70
Distribuzione curva di Weibull	2,00	1,85	3,70
Gradiente al suolo	6,00	1,85	11,11
Complessità orografica			6,00
Curva di potenza			4,00
Verifiche modello			6,00
Incertezza totale			16,42

Il fattore di conversione Z , converte l'incertezza sulle stime della velocità in incertezza di producibilità (scarto quadratico medio della distribuzione statistica dell'errore di stima della producibilità). In particolare il fattore di conversione Z dipende dalla curva di potenza della macchina e dalle caratteristiche della distribuzione del vento e quindi deve essere determinato con specifici calcoli per il tipo di macchina considerata.

11 Produttività con probabilità di essere superate in un anno.

La stima di produttività riportata al Capitolo 9, già al netto delle perdite considerate, rappresenta la cosiddetta $P_{50\%}$, ossia la produttività calcolata con le condizioni medie di vento. In considerazione delle incertezze ottenute, semplici considerazioni di statistica consentono di determinare i valori di $P_{70\%}(1)$ e $P_{90\%}(1)$, vale a dire le produttività che presentano rispettivamente una probabilità del 70% e del 90% di essere superate nel corso di un anno di produzione:

GWh/anno	V90 3 MW
$P_{50\%}$	343,917
$P_{70\%}(1)$	314,297
$P_{90\%}(1)$	271,530

Che in termini di ore medie annue equivalenti di funzionamento alla potenza nominale della macchina risultano:

Ore	V90 3 MW
$P_{50\%}$	2.293
$P_{70\%}(1)$	2.095
$P_{90\%}(1)$	1.810

12 Conclusioni.

Il presente rapporto presenta i risultati della valutazione in via preliminare dell'impianto eolico ipotizzato nel sito offshore al largo di Marina di Chieuti.

Con i risultati ottenuti $P_{50\%}(1)$, si è proceduto alla valutazione della producibilità, lorda e netta, con il modello di aerogeneratore prescelto. E' stato inoltre effettuata un'analisi dei fattori di incertezza che influiscono sulla produzione per effettuare i calcoli delle produzione attese $P_{75\%}(1)$ e $P_{90\%}(1)$.

Tutti i calcoli sono stati effettuati con l'ausilio di dati anemometrici d'area, non propriamente registrati in sito, adattando quanto più possibile (tenuto conto fra l'altro anche della particolare tipologia dell'impianto proposto che si colloca su una superficie liquida che immette nel processo fattori ancora poco indagati dalla letteratura scientifica del settore) i modelli di vento dei programmi di fluidodinamica ai dati disponibili, optando in qualche occasione per scelte conservative. L'elevata incertezza risultante nel calcolo deriva da questi fattori.

Tuttavia, anche se dobbiamo considerare tali risultati provvisori e insufficienti, per cui si evince la necessità di verificarli con l'ausilio di dati anemometrici registrati opportunamente in sito, anche con più stazioni anemometriche, occorre sottolineare che i risultati si basano su dati effettivamente misurati al suolo da stazioni anemometriche molto rappresentative dell'area geografica in esame.

Un accurato monitoraggio in sito è necessario anche per la scelta del tipo di aerogeneratore da adottare in via definitiva la quale richiede la definizione della Classe del sito per mezzo della valutazione della velocità massima di riferimento (V_{ref}) attesa nei 50 anni. Il calcolo preliminare della V_{ref} effettuato con i dati disponibili (in **Appendice A**) riveste solo un carattere indicativo.

13 Lista degli allegati e delle tavole.

Allegati:

Allegato A **Centrale eolica Off-Shore Chieuti**
Documentazione tecnica illustrativa aerogeneratori Vestas V90 3.0 MW.
Rif. **SEO-PR002-07 – RT - AE**
Autore: Vestas Wind Systems AS
Versione: 00

Tavole:

Tavola 1 **Lay-Out d'impianto**
Tavola 2 **Ubicazione dell'area geografica**
Tavola 3 **Opportunità di allacciamento alla rete elettrica nazionale**
Tavola 4 **Area di applicazione del modello ed area di studio**
Tavola 5 **Ventosità stimata altezza mozzo (90m) – Curve isovento su cartografia IGM 50**
Tavola 6 **Ventosità stimata altezza mozzo (90m) – Curve isovento e Lay Out d'impianto su carta nautica**

Appendice A.

STIMA DELLA VENTOSITÀ DI LUNGO PERIODO PER LA STAZIONE DI FEMMINA MORTA (CODICE 6287) VALUTAZIONE DELLA VELOCITÀ DEL VENTO DI RIFERIMENTO (VREF).

A1 STIMA DELLA VENTOSITA' DI LUNGO PERIODO NEL SITO DI FEMMINA MORTA.

La valutazione della ventosità di lungo periodo per il sito di Femmina Morta è stata effettuata utilizzando i dati di ventosità rilevati per circa 12 anni dalla stazione meteorologica di Foggia Amendola. Tale valutazione è stata possibile mettendo in correlazione i dati rilevati in contemporaneità dalle stazioni storica con quelli rilevati nel sito di Femmina Morta, di cui si vuole valutare la velocità media di lungo periodo.

A1.1 Dati storici disponibili

I dati disponibili per la stazione meteorologica storica sono le velocità e le direzioni del vento medie nei 10 minuti rilevate, con cadenza oraria, ad una altezza dal suolo di 10 m. La consistenza dei dati disponibili è riportata nella tabella seguente:

Stazione anemometrica	Data inizio rilevazione	Data fine rilevazione	N° mesi di rilevazione	Disponib. Dati (%)	Velocità media (m/s)
Foggia Amendola	01/01/1995	31/12/2006	144	87.7	3.91

Le stazioni da confrontare devono essere possibilmente nelle medesime condizioni orografiche di esposizioni ai venti ed abbastanza vicine in modo che si possa ipotizzare siano soggette agli stessi regimi di vento; è comunque possibile, mediante confronti e correlazioni, verificare la validità di queste condizioni.

A1.2 Correlazioni dei dati contemporanei con la stazione storica.

Al fine di verificare la possibilità di utilizzare i dati rilevati dalla stazione storica per la stima della ventosità di lungo periodo, è stata calcolata la correlazione tra le velocità medie giornaliere rilevate a Femmina Morta (Vieste) a 15 m dal suolo con quelle rilevate nella stazione di Foggia Amendola a 10 m dal suolo. Nella **Figura A1** sono riportati graficamente i risultati di tali correlazioni.

Nella figura che riporta i grafici dei punti, oggetto della correlazione, sono indicate due rette ottenute dalla regressione lineare: la prima senza vincolo di passaggio per il punto di origine e la seconda con tale vincolo. Per la stima della ventosità di lungo periodo verrà utilizzata la retta definita dai due parametri a e b perché sono quelle che hanno uno scarto quadratico medio dei residui inferiore e nel caso specifico non è necessaria la condizione di passaggio dall'origine.

A1.3 Stima della ventosità di lungo periodo.

I parametri della retta di regressione ottenuta come sopra indicato possono essere utilizzati come fattori di trasformazione della distribuzione del vento da un punto all'altro dell'area. Tali fattori spiegano, se pur in modo molto esemplificativo, i fenomeni di accelerazione o decelerazione della vena fluida del vento che scorre su di un'area.

Pertanto tali rette, intese come funzioni di trasformazione della intensità del vento da un punto all'altro dell'area, possono essere considerate valide anche nel tempo e quindi utilizzate per valutare le stime di ventosità del sito nel lungo periodo.

Utilizzando i parametri della retta di regressione ottenuta dalle correlazioni effettuate, si può affermare che:

$$\bar{V}_{(SITO, \text{ dati contemporanei})} = a \bullet \bar{V}_{(STORICA, \text{ dati contemporanei})} + b$$

E per analogia che :

$$\bar{V}_{(SITO, \text{ dati storici})} = a \bullet \bar{V}_{(STORICA, \text{ dati storici})} + b$$

I risultati ottenuti dalle stime della velocità media di lungo periodo nel sito di Femmina Morta sono riportate nelle tre righe colorate poste sotto il grafico: la prima (rossa) utilizza i parametri a e b della retta di regressione senza vincolo di passaggio dall'origine degli assi, la seconda (blu) utilizza il parametro c della retta di regressione ottenuta vincolando il passaggio dall'origine, mentre la terza (verde) stima il valore storico nel sito utilizzando il semplice rapporto tra i valori medi ottenuti.

Utilizzando quindi i parametri calcolati delle rette di regressione ottenute dalle correlazioni con i valori medi giornalieri della stazione storica di Foggia Amendola, si ottengono i seguenti risultati:

Correlazioni con la stazione di Femmina Morta a 15 m - variabile Y						
Stazione Codice Variabile X	N° giorni di correlaz.	Coeff. di Correlazione ro	Para- metro a	Para- metro b	Misura LP in X	Stima LP in Y
16261	935	0.727	1.014	0.865	3.910	4.827

Dove:

- **ro** = Coefficiente di correlazione
- **a** , **b** = parametri della retta di regressione
- **Misura LP in X** = Velocità media di lungo periodo della stazione meteorologica storica
- **Stima LP in Y = Stima della velocità media di lungo periodo nella stazione di Femmina Morta a 15 m dal suolo**

I risultati ottenuti indicano che il periodo di rilevamento di circa 31 mesi (dal gennaio 2001 all'agosto 2003) ha registrato una ventosità media di 5.005 m/s, superiore rispetto a quella che ci si attende nel lungo periodo: la percentuale di decremento è quindi del 3.6%.

Per definire quindi l'anemologia del sito, in input al modello WAsP per le successive valutazioni delle produzioni attese da un eventuale impianto, verrà utilizzato il file (*.TAB file) dei dati relativi al periodo complessivo disponibile: 31 mesi della stazione di Femmina Morta, dati rilevati a 15 m dal suolo e diminuiti di un 3.6%.

A1.4 Distribuzione della ventosità in input al modello di calcolo.

Nelle **Tabelle AI** e **All** allegate, sono riportati i parametri anemologici delle due stazioni da fornire in input al modello di calcolo.

In particolare nella prima parte delle Tabelle sono riportati i parametri statistici delle distribuzioni della velocità del vento per settori di direzione:

- riga 1 : settore di direzione di provenienza del vento;
- riga 2 : valore medio della velocità del vento in m/s per ciascun settore di direzione;
- riga 3 : velocità caratteristica V_c della distribuzione di Weibull che ha lo stesso contenuto energetico della distribuzione sperimentale della velocità del vento nel settore;
- riga 4 : fattore di forma k di tale distribuzione di Weibull;
- riga 5 : frequenza percentuale di occorrenze nel settore.

La seconda parte della Tabella riporta, per ciascun settore di direzione, le distribuzioni di frequenza in per mille delle velocità del vento rilevate.

L'ultima colonna riporta la distribuzione di frequenza totale, indipendente dalla direzione del vento.

A2 VALUTAZIONE PRELIMINARE DELLA CLASSE DEL SITO.

Come previsto dalle Norme EN CEI 61400-1, la classificazione di un sito e quindi la scelta della classe dell'aerogeneratore dipende dalle caratteristiche specifiche del vento del sito, ed in particolare dal valore della velocità di riferimento Vref come riportato nella seguente tabella.

		CLASSE DELL'AEROGENERATORE		I	II	III	IV	S
PARA METRI	V _{ref}	(m/s)	50	42.5	37.5	30	Valori da specificare dal progettista	
	V _{ave}	(m/s)	10	8.5	7.5	6		

Quindi il dato caratterizzante che è necessario conoscere per il sito è la velocità massima annuale, media su 10 minuti, che presenta un periodo di ritorno di 50 anni. Per effettuare tale analisi è quindi necessario avere dati di velocità massima annuale per un periodo di più anni (almeno 10 anni).

La distribuzione dei valori estremi annuali segue, come è noto, la legge di Gumbel espressa dalla relazione seguente che assegna la probabilità di velocità del vento non superiori a V :

$$G(x) = \exp\left\{-\exp\left(-\frac{v-\mu}{\sigma}\right)\right\}$$

In presenza di un campione di N dati (N valori di velocità massima annuale), la determinazione dei parametri μ e σ è effettuata con un classico metodo grafico che confronta i quantili osservati con i quantili teorici. Il risultato del calcolo è la stima dei suddetti parametri μ e σ .

La velocità con periodo di ritorno 50 anni è quindi data dalla seguente relazione:

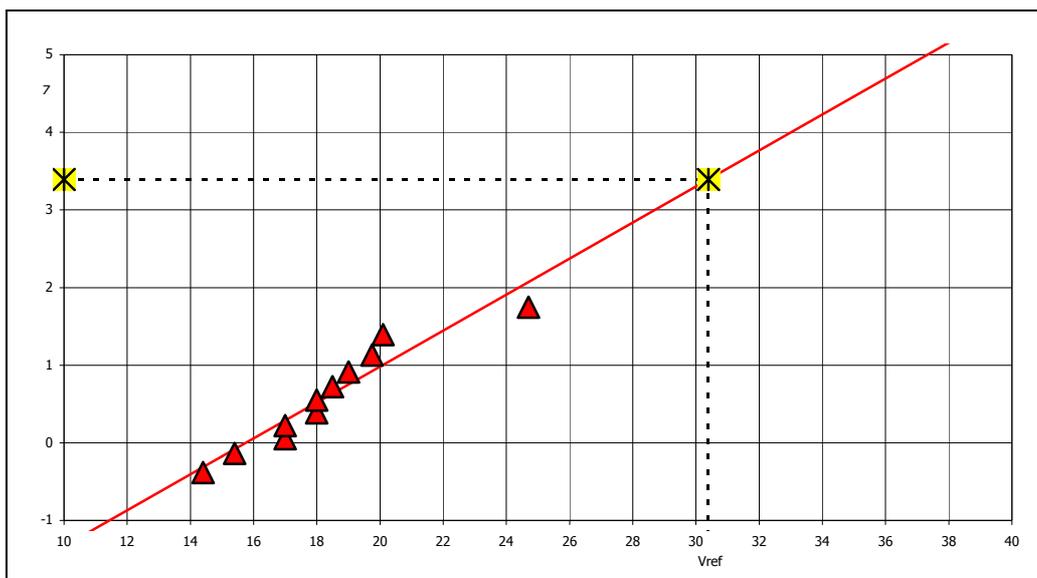
$$V(50) = \mu - \sigma \log\left\{-\log\left(1 - \frac{1}{50}\right)\right\}$$

Considerando la posizione dell'area ipotizzata per l'impianto eolico, che dista una ventina di km ad Est dalla stazione meteorologica di Foggia Amendola, di cui sono disponibili rilevazioni per un periodo di circa 12 anni, è accettabile una valutazione della classe del sito utilizzando tali dati.

La tabella seguente riporta i valori della velocità massima rilevata dalla stazione meteorologica di Foggia Amendola nel periodo gennaio 1995 – dicembre 2006; in particolare sono riportati: la percentuale di dati disponibili, la velocità media annuale, la velocità massima (calcolata come massima dei valori medi) ed i parametri Vc e k della distribuzione di Weibull calcolata anno per anno dove Vc rappresenta il valore della velocità del vento caratteristico e k il corrispondente fattore di forma.

Anno	Disponibilità dati	Velocità media annuale	Velocità massima annuale	Parametri della distribuzione di Weibull	
	(%)	(m/s)	(m/s)	Vc (m/s)	k
1995	97.0	3.93	24.7	4.96	1.62
1996	95.0	3.68	15.4	4.38	1.77
1997	92.9	3.63	20.1	4.30	1.57
1998	88.8	3.08	14.4	3.65	1.45
1999	96.5	4.32	19.8	5.24	1.78
2000	96.7	4.18	18.0	5.02	1.80
2001	97.5	4.29	19.0	5.20	1.77
2002	94.7	3.78	25.7	4.53	1.53
2003	96.9	4.31	18.0	5.22	1.79
2004	97.0	4.21	18.5	5.21	1.77
2005	95.8	3.87	17.0	4.64	1.69
2006	92.0	3.34	17.0	3.94	1.52

La seguente figura riporta i punti di probabilità in termini di Z (valori standardizzati) rispetto ai valori di velocità massima annuale, in esse è indicata la retta della regressione lineare che evidenzia in corrispondenza del valore di probabilità 1/50 anni = 98%, in termini di Z pari a 3.39, la velocità massima Vref attesa nei 50 anni nel sito.



Dati estrapolati dalla stazione meteorologica di Foggia Amendola

Il grafico indica un valore della V_{ref} , stimata in corrispondenza della stazione di Foggia Amendola a 10 m dal suolo, pari a 30.4 m/s: se a tale risultato, ottenuto in via strettamente preliminare, si ritenesse di associare una incertezza del 6% dovuta sia all'incertezza della misura che alla distanza del sito dalla stazione di riferimento ed alla metodologia di calcolo utilizzata, si otterrebbe una V_{ref} del sito, con una probabilità del 95% di non essere superata pari a 33.4 m/s.

Questi valori di V_{ref} sono stati calcolati sulla base di misure effettuate a 10 m dal suolo, è possibile riportare questi valori all'altezza del mozzo di un aerogeneratore di 90 m, che può essere determinata utilizzando il valore del gradiente della velocità al suolo rilevato in sito per classi di velocità superiori a 20 m/s.

Non essendo disponibile un valore di gradiente misurato, si può ipotizzare, anche sulla base di conoscenze nell'area della pianura del Foggiano, un valore di alfa stimato pari a 0.10. In questo caso si otterrebbe un valore medio della V_{ref} a 90 m da suolo pari a 37.8 m/s ed un valore con probabilità del 95% di non essere superato pari a 41.6 m/s.

Tale risultato assegna una classe compresa tra la II e la III all'aerogeneratore da utilizzare nel sito. Occorre comunque ribadire che, vista anche la metodologia preliminare utilizzata per il calcolo, risulta difficile a questo punto dello sviluppo del sito definirne la Classe con un grado di incertezza accettabile.

Si segnala inoltre che esistono strumenti di calcolo utilizzati per effettuare stime delle velocità massime annuali avendo disponibili dati rilevati in sito per periodi limitati (comunque di almeno 1 o 2 anni). Tale metodologia, che si basa su programmi di simulazione con il metodo di Montecarlo, riproduce con sufficiente attendibilità l'andamento reale delle massime velocità annuali.

Tabelle.

Tabella 1

Layout d'impianto fornito

Sistema UTM ED50

Coordinate metriche piane

AG	X	Y
1	511.958	4.647.029
2	512.379	4.647.307
3	512.784	4.647.600
4	513.195	4.647.883
5	513.605	4.648.176
6	514.016	4.648.464
7	513.303	4.646.855
8	513.708	4.647.149
9	514.119	4.647.426
10	514.524	4.647.719
11	514.935	4.648.007
12	515.340	4.648.290
13	514.226	4.646.414
14	514.642	4.646.697
15	515.042	4.646.995
16	515.453	4.647.278
17	515.864	4.647.561
18	516.274	4.647.849
19	516.685	4.648.137
20	515.556	4.646.251
21	515.966	4.646.539
22	516.382	4.646.822
23	516.792	4.647.110
24	517.198	4.647.397
25	517.614	4.647.685
26	518.019	4.647.973
27	516.890	4.646.087
28	517.300	4.646.375
29	517.716	4.646.658
30	518.122	4.646.956
31	518.532	4.647.234
32	518.938	4.647.517
33	519.353	4.647.810
34	518.640	4.646.207
35	519.045	4.646.500
36	519.451	4.646.788
37	519.856	4.647.071
38	520.272	4.647.364
39	520.688	4.647.646
40	519.974	4.646.043
41	520.380	4.646.331
42	520.790	4.646.619
43	521.201	4.646.907
44	521.611	4.647.200
45	522.017	4.647.483
46	521.714	4.646.173
47	522.114	4.646.461
48	522.530	4.646.749
49	522.941	4.647.037
50	523.351	4.647.325

Posizione Stazione elettrica in mare

	X	Y
Stazione	516.841	4.646.598

**Sistema Roma 40
 (origine longitudini Greenwich)**

Coordinate geografiche sessagesimali

AG	X	Y
1	15,083695	41,582196
2	15,085527	41,583095
3	15,091289	41,584043
4	15,093077	41,584958
5	15,094861	41,585905
6	15,100649	41,590837
7	15,093538	41,581624
8	15,095300	41,582575
9	15,101088	41,583470
10	15,102850	41,584418
11	15,104639	41,585349
12	15,110401	41,590264
13	15,101544	41,580188
14	15,103354	41,581103
15	15,105094	41,582067
16	15,110883	41,582982
17	15,112671	41,583896
18	15,114455	41,584827
19	15,120244	41,585758
20	15,111320	41,575651
21	15,113104	41,580582
22	15,114914	41,581496
23	15,120699	41,582427
24	15,122466	41,583354
25	15,124276	41,584285
26	15,130039	41,585216
27	15,121114	41,575109
28	15,122898	41,580040
29	15,124708	41,580954
30	15,130476	41,581917
31	15,132260	41,582815
32	15,134027	41,583729
33	15,135834	41,584676
34	15,132718	41,575484
35	15,134480	41,580431
36	15,140248	41,581361
37	15,142011	41,582275
38	15,143822	41,583221
39	15,145633	41,584132
40	15,142511	41,574941
41	15,144278	41,575871
42	15,150063	41,580801
43	15,151852	41,581731
44	15,153637	41,582677
45	15,155405	41,583590
46	15,154071	41,575346
47	15,155813	41,580276
48	15,161624	41,581205
49	15,163414	41,582135
50	15,165199	41,583064

	X	Y
Stazione	15,120906	41,580767

Tabella 2

Site description: 'FOGGIA AMENDOLA (FG) : Jan.1995 - Dec.2006 , (Code : U261)'; Position: 41,53°N 15,72°E; Anemometer height: 10,00 m a.g.l.

-	Unit	Measured	Weibull fit	Discrepancy
Mean wind speed	m/s	3,91	4,00	2,30
Mean power density	W/m ²	94	96	1,95

-	0	45	90	135	180	225	270	315	All
A	5,4	2,6	4,2	3,4	2,4	3,5	4,4	5,6	4,5
k	1,59	1,14	1,94	1,77	1,36	1,26	1,64	2,04	1,61
U	4,82	2,50	3,76	3,00	2,23	3,24	3,93	4,99	4,00
E	171	43	65	36	22	76	89	142	96
f	7,7	3,5	16,7	9,7	5,3	6,3	20,9	30,0	100

U	0	45	90	135	180	225	270	315	All
1,0	140	250	91	136	251	162	75	49	102
2,0	160	262	122	184	283	197	108	76	132
3,0	116	196	192	236	240	206	193	134	177
4,0	78	98	187	173	105	133	200	147	157
5,0	82	65	145	124	60	92	150	138	127
6,0	82	42	108	83	33	62	99	128	99
7,0	83	37	81	41	14	46	66	113	77
8,0	80	17	46	17	6	37	43	89	54
9,0	63	12	19	5	4	24	27	57	33
10,0	46	11	6	1	1	17	18	33	20
11,0	30	5	2	0	1	9	11	19	12
12,0	22	4	1	0	0	7	4	8	6
13,0	10	0	0	0	0	3	3	5	3
14,0	4	0	0	0	0	1	2	2	1
15,0	2	1	0	0	0	1	1	1	1
16,0	2	0	0	0	0	1	0	0	0
17,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

A and U are given in m/s, P in W/m² and the frequencies of occurrence in per mille and per cent (total).

Tabella 3

Site description: 'FEMMINA MORTA (FG) : Feb.2001 - Ago.2003 , (Code : 6287_S)'; Position: 41,79°N 16,13°E; Anemometer height: 15,00 m a.g.l.

-	Unit	Measured	Weibull fit	Discrepancy
Mean wind speed	m/s	4,82	4,85	0,62
Mean power density	W/m ²	164,54	167	1,50

-	0	45	90	135	180	225	270	315	All
A	6,5	2,9	2,4	2,8	4,8	5,6	6,4	5,6	5,4
k	1,79	1,87	1,44	1,08	1,59	2,16	1,77	1,86	1,64
U	5,79	2,59	2,18	2,70	4,27	4,92	5,71	5,00	4,85
E	255	22	18	60	119	130	250	158	167
f	25,3	5,4	2,6	4,8	10,9	15,4	9,3	26,3	100

U	0	45	90	135	180	225	270	315	All
1,0	22	77	149	90	47	35	84	41	47
2,0	74	283	376	275	119	81	141	135	131
3,0	114	320	300	297	181	118	107	157	157
4,0	133	183	81	140	180	145	76	108	130
5,0	126	72	35	54	150	170	78	107	117
6,0	110	40	24	35	116	156	89	116	108
7,0	94	16	18	28	73	120	96	107	90
8,0	69	5	12	24	37	66	80	70	59
9,0	72	3	5	19	30	51	78	63	54
10,0	59	0	1	15	26	28	55	42	39
11,0	46	0	0	10	16	14	38	24	26
12,0	31	0	0	5	8	8	26	15	17
13,0	23	0	0	3	8	4	20	9	11
14,0	13	0	0	1	4	2	13	4	6
15,0	6	0	0	1	3	1	7	2	3
16,0	4	0	0	0	2	0	5	0	2
17,0	2	0	0	0	0	0	3	0	1
18,0	1	0	0	0	0	0	2	0	0
19,0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
20,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21,0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

A and U are given in m/s, P in W/m² and the frequencies of occurrence in per mille and per cent (total).

Tabella 4

Produttività del layout d'impianto fornito

Aerogeneratore V90 da 3 MW

Site ID	X [m]	Y [m]	EI	Ht	U	Grs	Net	Wk	Ore
1	511958	4647029	0	90	7,24	8,109	7,989	1,5	2663
2	512379	4647307	0	90	7,24	8,1	7,898	2,5	2633
3	512784	4647600	0	90	7,23	8,086	7,844	3	2615
4	513195	4647883	0	90	7,22	8,069	7,821	3,1	2607
5	513605	4648176	0	90	7,22	8,07	7,82	3,1	2607
6	514016	4648464	0	90	7,21	8,043	7,835	2,6	2612
7	513303	4646855	0	90	7,23	8,085	7,664	5,2	2555
8	513708	4647149	0	90	7,22	8,069	7,531	6,7	2510
9	514119	4647426	0	90	7,21	8,057	7,516	6,7	2505
10	514524	4647719	0	90	7,21	8,043	7,533	6,3	2511
11	514935	4648007	0	90	7,21	8,045	7,636	5,1	2545
12	515340	4648290	0	90	7,21	8,046	7,749	3,7	2583
13	514226	4646414	0	90	7,22	8,068	7,595	5,9	2532
14	514642	4646697	0	90	7,21	8,049	7,478	7,1	2493
15	515042	4646995	0	90	7,21	8,044	7,406	7,9	2469
16	515453	4647278	0	90	7,21	8,051	7,441	7,6	2480
17	515864	4647561	0	90	7,21	8,054	7,517	6,7	2506
18	516274	4647849	0	90	7,21	8,057	7,624	5,4	2541
19	516685	4648137	0	90	7,21	8,058	7,746	3,9	2582
20	515556	4646251	0	90	7,21	8,04	7,499	6,7	2500
21	515966	4646539	0	90	7,21	8,046	7,407	7,9	2469
22	516382	4646822	0	90	7,22	8,056	7,404	8,1	2468
23	516792	4647110	0	90	7,22	8,066	7,448	7,7	2483
24	517198	4647397	0	90	7,22	8,071	7,521	6,8	2507
25	517614	4647685	0	90	7,22	8,074	7,641	5,4	2547
26	518019	4647973	0	90	7,22	8,075	7,761	3,9	2587
27	516890	4646087	0	90	7,21	8,051	7,51	6,7	2503
28	517300	4646375	0	90	7,22	8,059	7,423	7,9	2474
29	517716	4646658	0	90	7,22	8,069	7,427	8	2476
30	518122	4646956	0	90	7,22	8,075	7,45	7,7	2483
31	518532	4647234	0	90	7,23	8,081	7,536	6,8	2512
32	518938	4647517	0	90	7,23	8,087	7,662	5,3	2554
33	519353	4647810	0	90	7,23	8,086	7,776	3,8	2592
34	518640	4646207	0	90	7,22	8,072	7,511	7	2504
35	519045	4646500	0	90	7,23	8,079	7,454	7,7	2485
36	519451	4646788	0	90	7,23	8,09	7,475	7,6	2492
37	519856	4647071	0	90	7,23	8,094	7,559	6,6	2520
38	520272	4647364	0	90	7,23	8,097	7,678	5,2	2559
39	520688	4647646	0	90	7,24	8,1	7,8	3,7	2600
40	519974	4646043	0	90	7,23	8,088	7,583	6,2	2528
41	520380	4646331	0	90	7,23	8,097	7,513	7,2	2504
42	520790	4646619	0	90	7,24	8,102	7,532	7	2511
43	521201	4646907	0	90	7,24	8,105	7,604	6,2	2535
44	521611	4647200	0	90	7,24	8,109	7,717	4,8	2572
45	522017	4647483	0	90	7,24	8,106	7,837	3,3	2612
46	521714	4646173	0	90	7,24	8,106	7,629	5,9	2543
47	522114	4646461	0	90	7,24	8,116	7,613	6,2	2538
48	522530	4646749	0	90	7,24	8,117	7,707	5	2569
49	522941	4647037	0	90	7,24	8,118	7,823	3,6	2608
50	523351	4647325	0	90	7,24	8,115	7,929	2,3	2643

Medie	7,22	8,077	7,621	5,64	2540
--------------	-------------	--------------	--------------	-------------	-------------

Somma	381,072
--------------	----------------

Tabella A1

STAZIONE ANEMOMETRICA : FOGGIA AMENDOLA - Regione: Puglia (Cod.16261)

Periodo di elaborazione: 01/01/1995 - 31/12/2006 (numero giorni: 4383)

Percentuale dati disponibili = 87.69 % (553440 dati su 631122)

Velocita' del vento V in m/s rilevata a 10 m dal suolo

Tabella D : DISTRIBUZIONI DELLA VELOCITA' DEL VENTO PER SETTORI DI DIREZIONE

Settore	Nord	NE	Est	SE	Sud	SO	Ovest	NO	Totale
Vmedia	4,85	2,75	3,77	3,06	2,32	3,48	4,02	4,95	3,91
Vc	5,39	2,96	4,25	3,45	2,55	3,74	4,51	5,59	4,35
k	1,55	1,26	1,96	1,86	1,42	1,26	1,72	1,99	1,56
F. %	7,2	3,1	16,0	9,1	4,6	5,8	20,2	29,3	100,0

Velocità m/s	Distribuzioni di frequenza in per mille								
	Nord	NE	Est	SE	Sud	SO	Ovest	NO	Totale
1,0	140,2	249,9	90,9	135,8	251,2	162,3	75,3	48,6	101,6
2,0	159,5	262,2	121,6	184,3	283,2	196,7	107,6	75,9	132,1
3,0	116,1	195,6	191,9	236,4	239,9	206,3	193,3	134,2	176,9
4,0	78,3	97,8	187,5	173,4	104,6	133,3	200,1	146,6	157,2
5,0	81,5	64,8	144,9	124,3	60,5	91,7	150,0	138,4	126,6
6,0	82,0	42,3	108,4	82,5	32,6	62,4	99,5	127,8	98,6
7,0	82,7	37,0	81,3	41,0	14,2	46,4	65,7	113,1	76,5
8,0	79,8	17,4	45,7	16,5	5,9	37,4	42,7	88,9	54,2
9,0	63,2	12,1	19,2	4,5	4,4	24,2	26,8	56,9	33,4
10,0	45,6	10,9	5,6	0,7	1,4	16,7	17,8	33,0	19,6
11,0	29,7	5,4	2,2	0,2	1,4	9,2	10,5	19,3	11,5
12,0	21,8	3,6	0,6	0,1	0,0	6,9	4,5	8,2	5,7
13,0	10,5	0,3	0,1	0,1	0,2	2,9	2,8	4,6	3,0
14,0	3,9	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2	1,7	2,2	1,4
15,0	1,6	0,6	0,0	0,0	0,0	1,0	0,7	0,9	0,6
16,0	2,3	0,0	0,1	0,0	0,0	0,7	0,4	0,4	0,5
17,0	0,4	0,0	0,1	0,0	0,2	0,2	0,1	0,3	0,2
18,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,2	0,3	0,2
19,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1
20,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,1	0,0	0,0
21,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,1	0,0	0,0
22,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
27,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
28,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
29,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Totale	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000

Tabella A2

STAZIONE ANEMOMETRICA : FEMMINA MORTA - Regione: Puglia (Cod.6287)
 Periodo di elaborazione: 01/02/2001 - 26/08/2003 (numero giorni: 937)
Dati storicizzati (nuovo codice stazione 6287_S)
Velocita' del vento V in m/s rilevata a 15 m dal suolo

Tabella D : DISTRIBUZIONI DELLA VELOCITA' DEL VENTO PER SETTORI DI DIREZIONE

Settore	Nord	NE	Est	SE	Sud	SO	Ovest	NO	Totale
Vmedia	5,89	2,57	2,16	3,00	4,34	4,89	5,44	4,90	4,83
Vc	6,63	2,90	2,37	3,23	4,86	5,52	6,06	5,50	5,39
k	1,87	1,88	1,42	1,27	1,64	2,11	1,57	1,75	1,64
F. %	23,8	5,1	2,4	4,5	10,2	14,4	8,8	24,7	100,0

Velocità m/s	Distribuzioni di frequenza in per mille								
	Nord	NE	Est	SE	Sud	SO	Ovest	NO	Totale
1,0	21,5	77,3	148,7	90,1	47,3	34,8	84,2	41,3	47,0
2,0	74,0	283,4	375,9	275,5	119,0	80,8	141,0	134,7	131,0
3,0	114,5	319,8	299,9	296,7	181,1	117,6	107,3	156,8	157,4
4,0	133,3	183,2	80,7	140,4	180,1	145,3	76,3	108,0	130,0
5,0	125,6	71,9	35,5	54,3	149,9	170,5	78,1	107,3	117,3
6,0	109,8	40,4	24,2	35,3	115,6	156,3	89,0	115,7	107,6
7,0	94,4	16,0	18,1	28,2	72,6	119,5	95,7	106,9	89,9
8,0	69,0	5,1	11,6	24,4	36,8	66,2	79,8	69,7	59,1
9,0	72,3	2,6	4,5	19,3	30,3	50,9	77,9	62,6	54,3
10,0	59,1	0,3	0,6	15,3	25,8	28,5	55,2	42,0	39,1
11,0	45,9	0,0	0,3	10,5	16,4	14,5	38,5	24,2	26,1
12,0	31,2	0,0	0,0	4,5	8,5	8,1	25,8	15,1	16,6
13,0	22,5	0,0	0,0	2,9	7,6	3,7	20,4	8,5	11,4
14,0	12,8	0,0	0,0	1,3	3,8	1,9	13,3	4,1	6,3
15,0	6,4	0,0	0,0	1,0	2,8	0,8	7,2	2,0	3,3
16,0	3,9	0,0	0,0	0,5	1,8	0,4	4,8	0,5	1,8
17,0	2,5	0,0	0,0	0,0	0,5	0,1	3,1	0,3	1,1
18,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	1,9	0,1	0,4
19,0	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,1	0,2
20,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1
21,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
25,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
26,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
27,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
28,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
29,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
30,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Totale	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000

Figure.

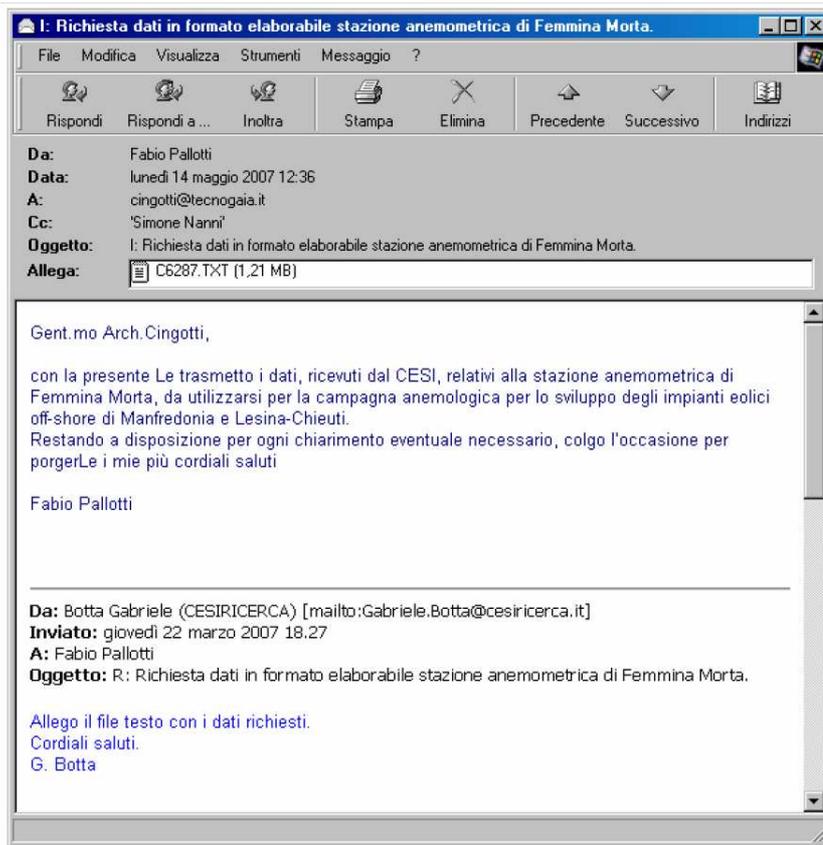
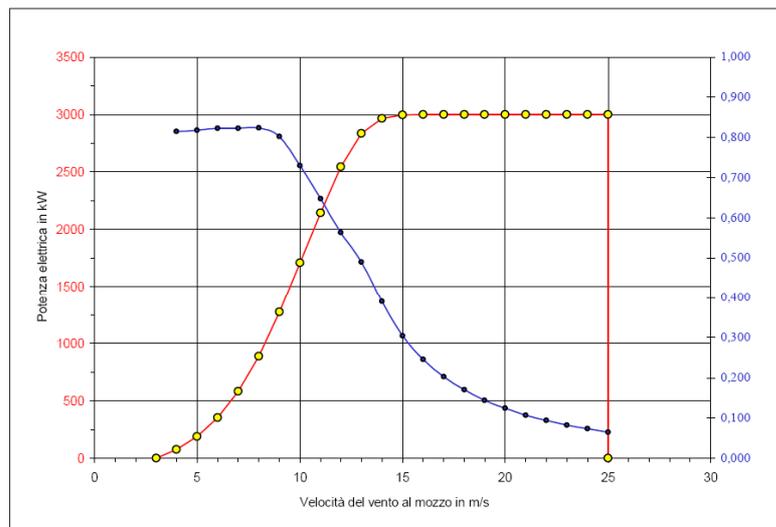


Figura 1

Caratteristica Velocità vento - Potenza elettrica dell'Aerogeneratore Vestas V90 da 3 MW 109.4 dB

Vmozzo (m/s)	P(0) (kW)	Ct
4	77,0	0,815
5	190,0	0,818
6	353,0	0,823
7	581,0	0,823
8	886,0	0,824
9	1273,0	0,802
10	1710,0	0,730
11	2145,0	0,648
12	2544,0	0,564
13	2837,0	0,490
14	2965,0	0,390
15	2995,0	0,304
16	3000,0	0,246
17	3000,0	0,203
18	3000,0	0,170
19	3000,0	0,144
20	3000,0	0,124
21	3000,0	0,107
22	3000,0	0,094
23	3000,0	0,082
24	3000,0	0,073
25	3000,0	0,065



Modello : V90 (Tripala a controllo di passo) Costruttore : Vestas
 Potenza Nominale : 3000 kW Diametro Rotore : 90 m Altezza del mozzo : 90 m
 Note: Curva di potenza teorica calcolata alla densità dell'aria a 0 m s.l.m. (d = 1,225 k/m3)

Figura 2

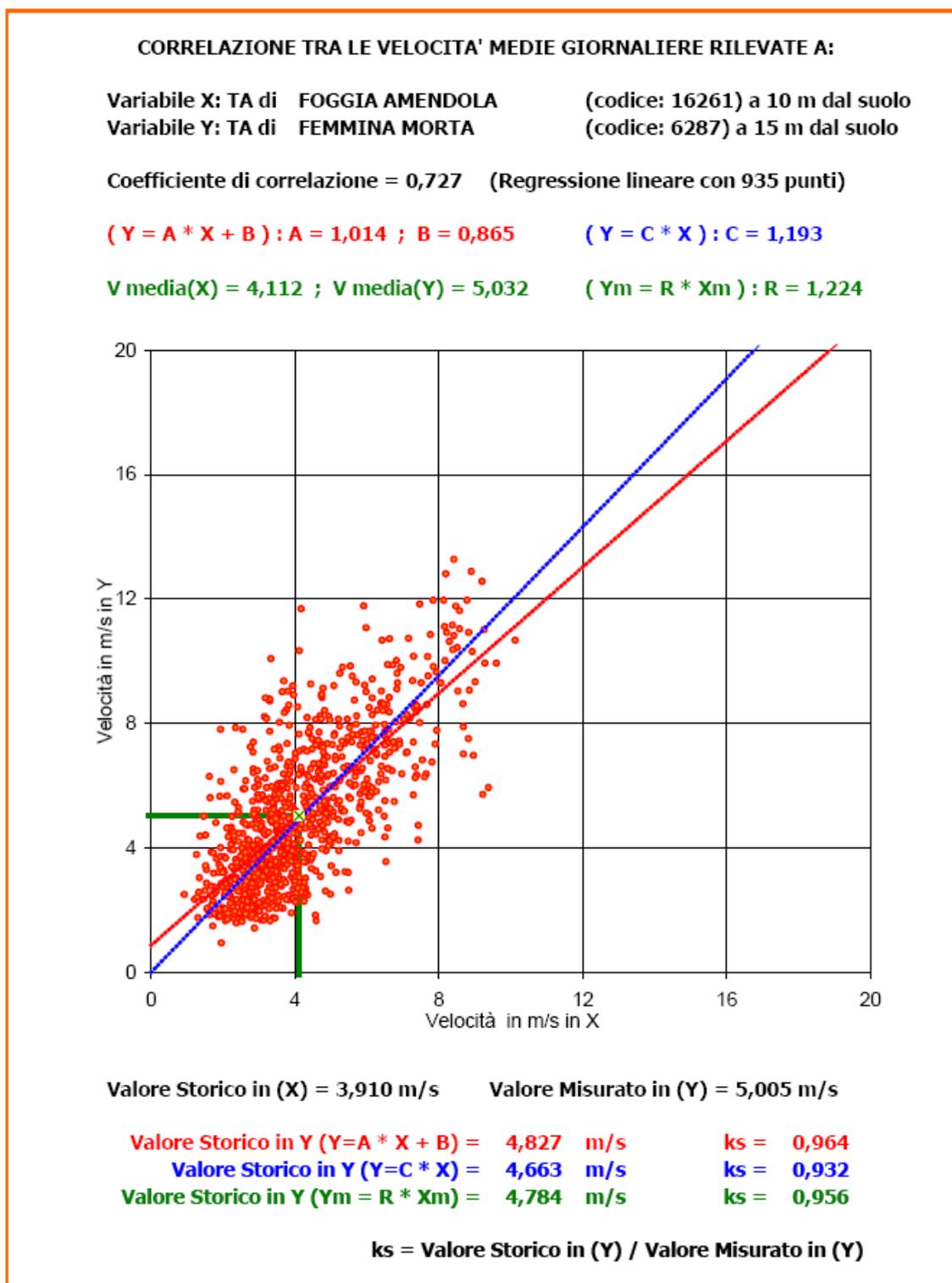
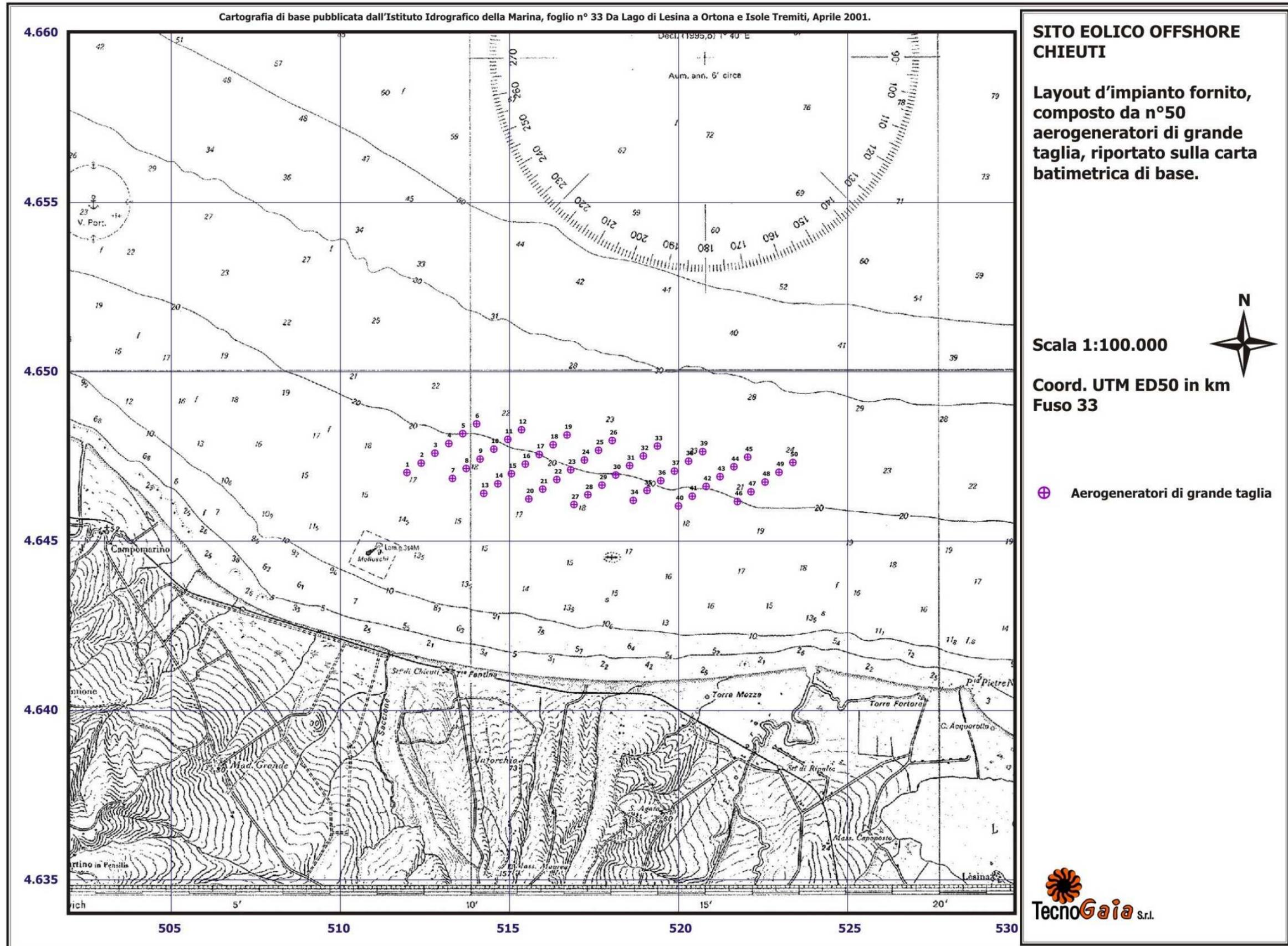


Figura A1

Tavole.



Rel. TG47/2007-VPE Rif.: Vs. Ordine n° POA7001691 del 30/03/2007

Tavola 1



Cartina di base: Atlante stradale d'Italia, Volume Sud, Ediz. Touring Club Italiano, Milano 2000.

SITO EOLICO OFFSHORE CHIEUTI

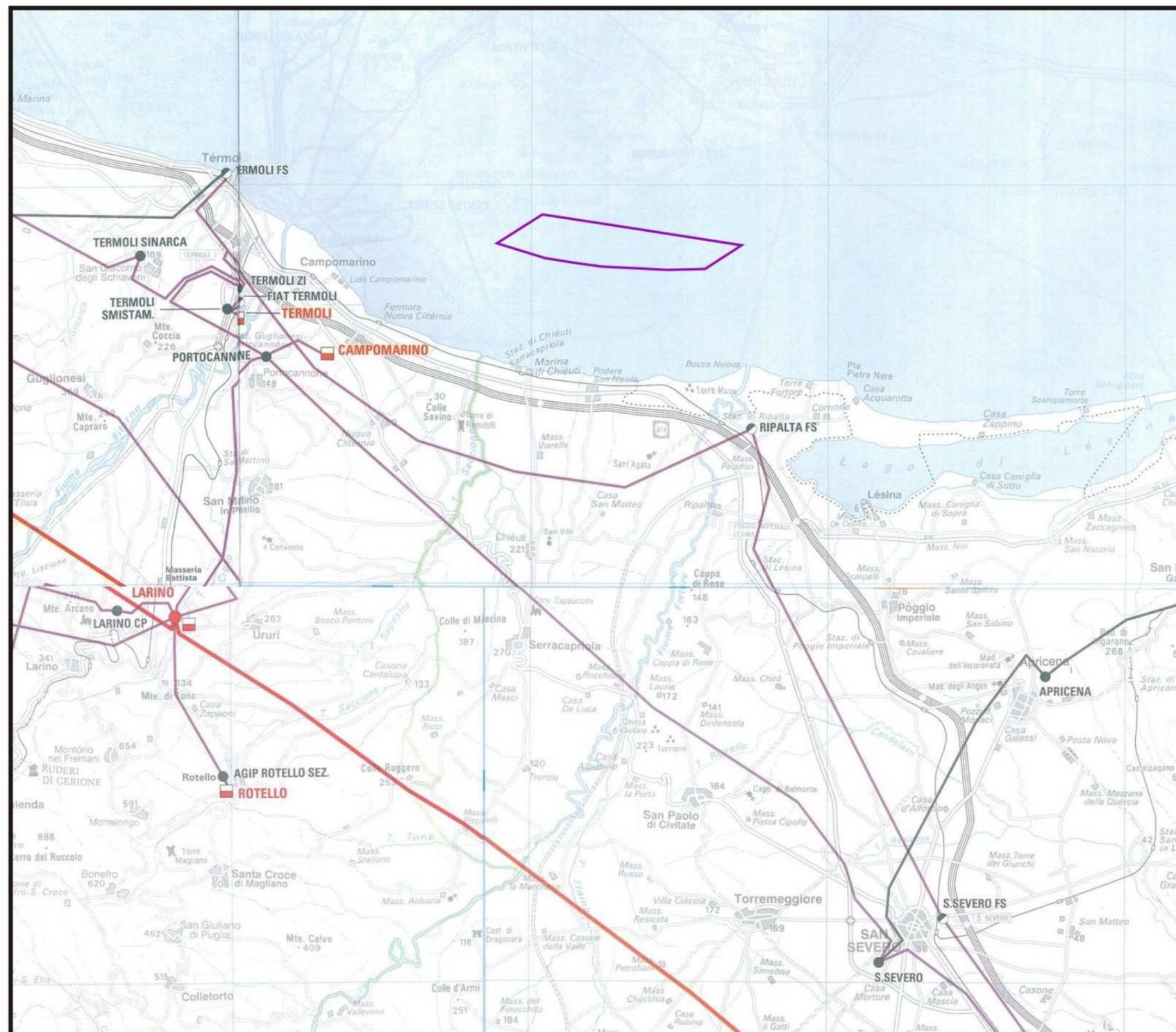
Ubicazione geografica del
sito eolico.

Scala 1:400.000



-  Stazioni anemometriche
-  Sito eolico





SITO EOLICO OFFSHORE CHIEUTI

Ubicazione del sito nella rete elettrica nazionale.

Legenda della rete

ELETTRODOTTI		RTN	Non RTN
Linea aerea 380 kV			
Linea aerea doppia terra 380 kV			
Linea in cavo 380 kV			
Linea in cavo 400 kV cc			
Linea aerea 220 kV			
Linea aerea doppia terra 220 kV			
Linea in cavo 220 kV			
Linea aerea 200 kV cc			
Linea in cavo 200 kV cc			
Linea aerea 150 kV			
Linea aerea doppia terra 150 kV			
Linea in cavo 150 kV			
Linea aerea 120 - 132 kV			
Linea aerea doppia terra 120 - 132 kV			
Linea in cavo 120 - 132 kV			

STAZIONI	
Stazione 380 kV RTN	
Stazione 220 kV RTN	
Stazione 150 kV RTN	
Stazione 132 kV RTN	
Stazione non RTN e Cabina Primaria	
Cabina Utente	

CENTRALI	
Centrale Idroelettrica	
Centrale Eolica	
Centrale Termoelettrica	
Centrale Geotermoelettrica	

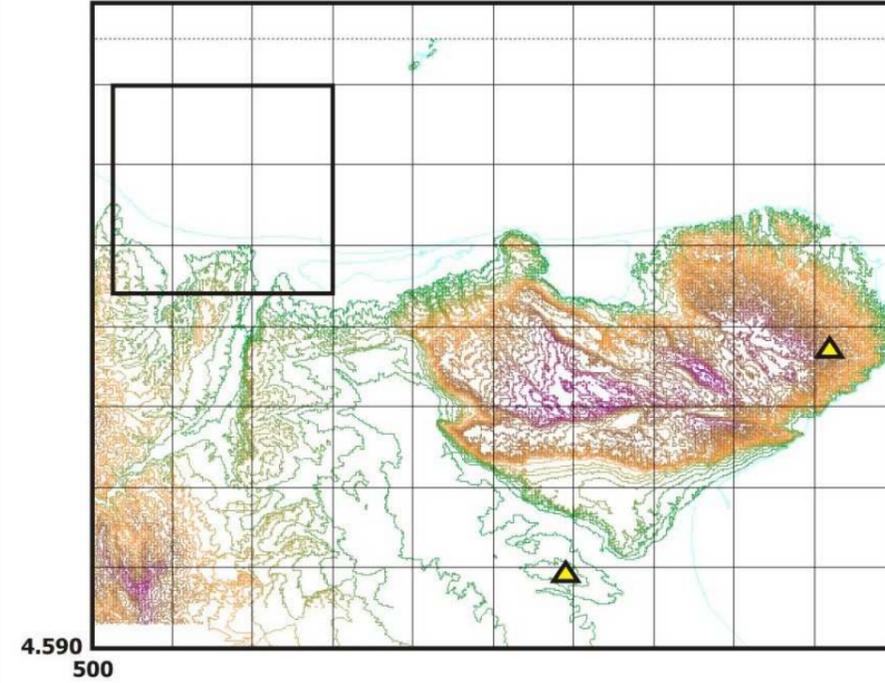
Scala 1:200.000



Sito eolico



AtlaRete a cura del GRN in collaborazione con i Titolari della Rete di Trasmissione Nazionale RTN e altri proprietari non RTN tra cui Enel Distribuzione : Atlante della Rete Elettrica Italiana 380-220-150-132 kV Vol. II - Lazio, Umbria, Marche, Abruzzo, Molise, Campania, Puglia, Basilicata, Calabria, Sicilia. Realizzato da GEOnext - Istituto Geografico De Agostini, Novara, Prima edizione 2002.



Area di applicazione del modello, digitalizzata con passo di quota di 25m e con inserita la rugosità del territorio, ed area di studio (28x26 km) all'interno della quale viene realizzata la valutazione di producibilità.

SITO EOLICO OFFSHORE CHIEUTI

Area di applicazione del modello ed area di studio.

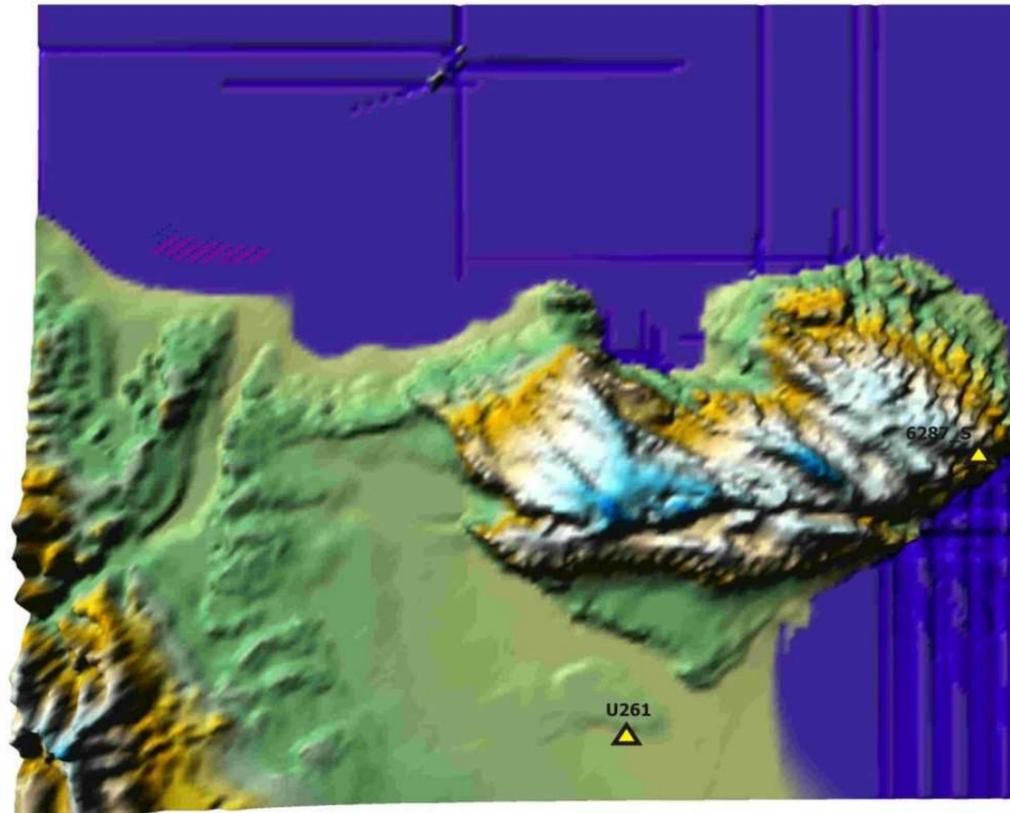
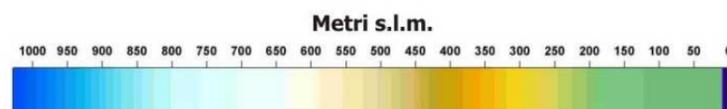
Scala libera



LEGENDA

-  Stazioni anemometriche
-  Layout d'impianto fornito

Rappresentazione tridimensionale dell'area di applicazione del modello con indicata l'ubicazione delle stazioni anemometriche e del layout d'impianto fornito.



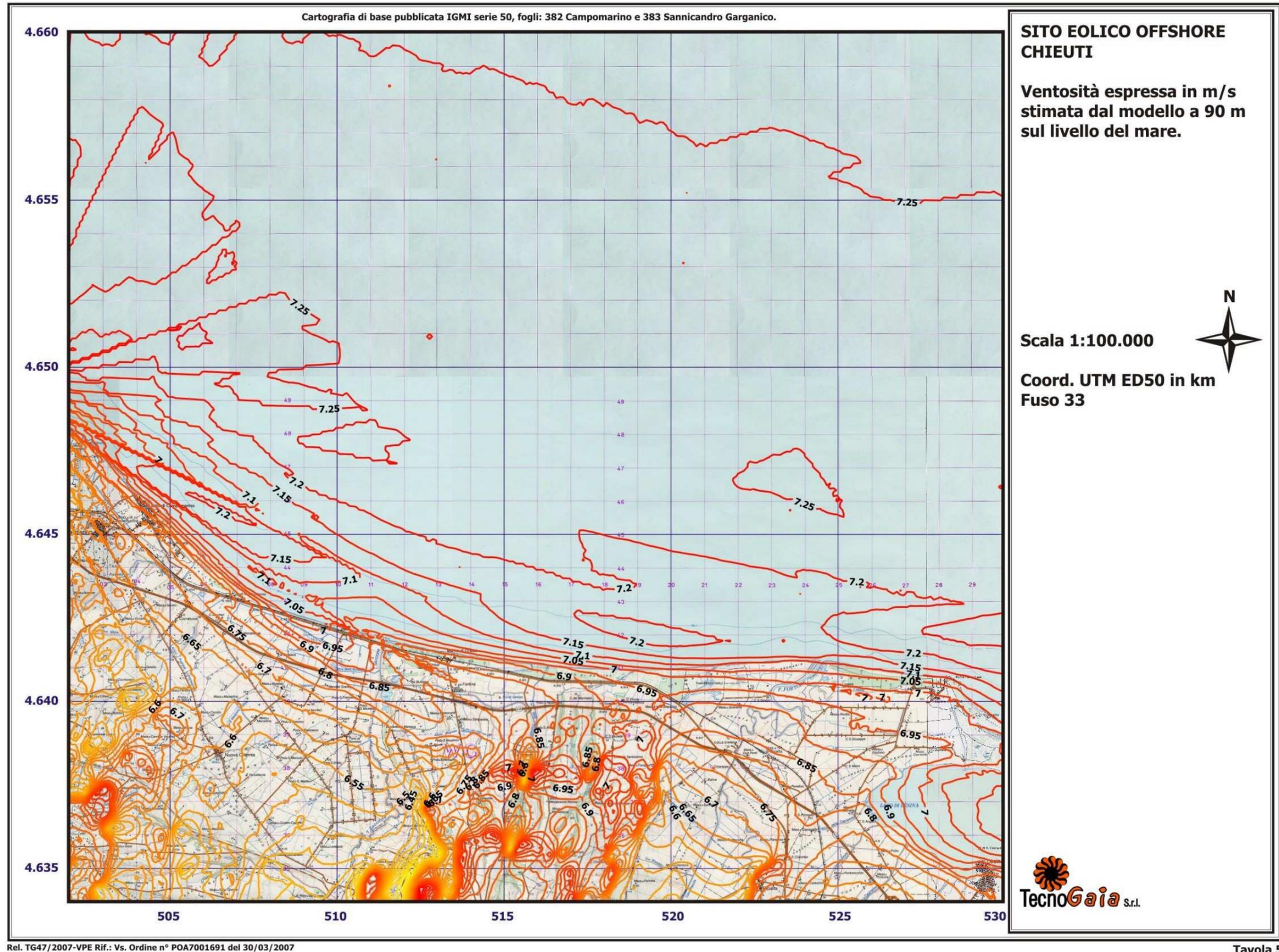


Tavola 5

