

00	07-2009	PROGETTO DEFINITIVO - S.I.A.	VENTURA	CAMPANELLA	CAMPANELLA
REV.	DATA	DESCRIZIONE	PREPARATO	CONTROLLATO	APPROVATO



FOUR WIND S.R.L.

Via Nunzio Morello n. 40 - 90144 PALERMO
 Tel/Fax +39 091 7829785 - +39 091 7829080
 e-mail: info@4wind.it - <http://www.4wind.it>
 P.I. / C.F. 05593830820

Project Manager:
Ing. Vito Aurelio Campanella



**C. & C. Consulting
 engineering S.r.l.**

Collaboratori:
 Ing. Calogero Cutaia
 Dott. Dario Modica



Q.I.S. S.r.l.

Collaboratori:
 Geom. Calogero Barletta
 Ing. Salvatore Cocciola
 Dott.ssa Bernadette Labruzzo
 Ing. Paolo G. Oieni
 Ing. Daniele Ventura

ELABORATO N°
 PDT/R/0/WRA/001

FORMATO ELABORATO: A4

REV.	00													
------	----	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

**PARCO EOLICO - STRETTO DI SICILIA
 BANCO DI TALBOT**

PROGETTO DEFINITIVO

SOSTITUISCE IL

Stima delle risorse di vento e valutazione della producibilità

SOSTITUITO DAL

STIMA DELLE RISORSE DI VENTO E VALUTAZIONE DELLA PRODUCIBILITÀ

INDICE GENERALE

PREMESSA.....	3
1 DATI DI VENTO - KNMI.....	4
2 DATI DI VENTO – SATELLITE QuikSCAT (NASA).....	11
2.1 Atlante COGOW.....	16
3 MAPPE EOLICHE: EUROPEAN WIND ATLAS, PROGETTO NOSTRUM	20
4 ATLANTE EOLICO ITALIANO.....	22
5 VALUTAZIONE DELLA PRODUCIBILITÀ ANNUALE.....	27
5.1 Producibilità del singolo aerogeneratore	27
5.2 Producibilità lorda e netta dell’impianto eolico.....	34

PREMESSA

Il funzionamento di un impianto eolico dipende dall'intensità e dalla durata della risorsa *vento*. Gli aerogeneratori per applicazioni *offshore* attualmente in commercio si azionano per velocità del vento (misurata all'altezza del mozzo) di circa 4 m/s (detta *velocità di azionamento o di cut-on*); al crescere di tale velocità, la potenza generata aumenta, fino al raggiungimento della *potenza nominale*, corrispondente a velocità del vento di 12 – 15 m/s (detta *velocità nominale*), a seconda dell'aerogeneratore considerato. Oltre tale valore di velocità, la potenza si mantiene costante al valore nominale, fino a valori di velocità all'altezza del mozzo pari a 25 – 30 m/s, detta *velocità di arresto o di cut-off*, oltre la quale l'aerogeneratore si mette in condizioni di *stallo*.

Per valutare la producibilità dell'impianto da realizzare sul **Banco di Talbot** e definirne il *layout*, ovvero la disposizione degli aerogeneratori, risulta quindi indispensabile conoscere il regime anemologico dello Stretto di Sicilia.

La società Four Wind S.r.l., in fase di studio di fattibilità, ha condotto a tal fine uno studio anemologico sulla base dei dati di vento attualmente disponibili (rilevazioni da parte di imbarcazioni in transito e dati satellitari), i cui risultati sono riportati nel presente elaborato progettuale.

Si sono inoltre confrontati i risultati ottenuti con le più recenti mappe eoliche *offshore*, redatte da accreditati centri di ricerca europei nell'ambito di progetti della Comunità Europea finalizzati alla definizione del potenziale eolico del Mediterraneo. Definito il regime anemologico dell'area, si è potuta infine valutare la producibilità teorica del singolo aerogeneratore di progetto e la corrispondente producibilità annuale - teorica e al netto delle perdite - della *wind farm*.

1 DATI DI VENTO - KNMI

La prima fonte di dati elaborata è stata acquisita dal centro di ricerca olandese KNMI (*Royal Netherlands Meteorological Institute*), che raccoglie le rilevazioni effettuate, mediante anemometri o osservazioni visive, da parte di imbarcazioni volontarie (VOS = *Voluntary Observing Ship*) in transito.

Il dato, una volta registrato, viene inviato all'Istituto Meteorologico della Corona Olandese, il quale verifica l'attendibilità della rilevazione e la correttezza del procedimento di misurazione.

Ogni misurazione comprende:

- data, ora, latitudine, longitudine della registrazione
- velocità [m/s] e direzione [°N] del vento alla quota di 10 m s.l.m.
- altezza [m], direzione [°N] e periodo [s] dell'onda.

Il KNMI acquisisce e archivia tali dati associando ad ogni valore il risultato del procedimento interno di verifica.

Nella elaborazione dei dati meteomarini, sono stati considerati i soli valori ritenuti affidabili e relativi all'area compresa tra 11° 30' - 12° 30' E e 37° 00' - 38° 00' N, dove sono stati acquisiti un totale di circa 6.000 dati (rilevazioni da navi in transito) nel periodo compreso tra il 1991 e il 2005.

In tabella 1-1 si riporta la distribuzione annuale della velocità del vento per direzione di provenienza; in figura 1-1 è riportata la corrispondente rosa dei venti a 10 m s.l.m.

Tabella 1-1 Distribuzione annuale (%) della velocità del vento [m/s] nello Stretto di Sicilia per direzione di provenienza [°N] – dati KNMI (1991- 2005) – rilevazioni da navi a 10 m s.l.m.

Stretto di Sicilia - dati KNMI 1991 - 2005														
direzione [°N] e intensità del vento [m/s] a 10 m s.l.m.														
direzione [°N]	velocità [m/s]													TOTALE
	0 - 2	2 - 4	4 - 6	6 - 8	8 - 10	10 - 12	12 - 14	14 - 16	16 - 18	18 - 20	20 - 22	22 - 24	>24	
0 - 30	0,09	0,83	1,06	0,76	0,39	0,21	0,09	0,12	0,04	0,00	0,00	0,00	0,16	3,73
30 - 60	0,26	0,95	1,25	0,98	0,37	0,26	0,12	0,07	0,04	0,02	0,02	0,00	0,05	4,40
60 - 90	0,11	0,65	1,09	0,65	0,33	0,09	0,09	0,04	0,04	0,05	0,00	0,00	0,11	3,24
90-120	0,32	1,28	1,72	1,42	0,93	0,60	0,37	0,26	0,09	0,04	0,05	0,04	0,18	7,30
120-150	0,12	1,25	2,18	2,11	1,41	0,86	0,70	0,33	0,23	0,09	0,02	0,05	0,12	9,48
150 - 180	0,21	0,91	1,34	1,23	1,06	0,62	0,37	0,28	0,07	0,09	0,02	0,02	0,04	6,24
180 - 210	0,23	1,09	1,42	1,00	1,02	0,46	0,16	0,11	0,00	0,02	0,00	0,00	0,05	5,56
210 - 240	0,14	0,90	1,07	0,70	0,39	0,19	0,14	0,05	0,02	0,02	0,00	0,00	0,04	3,66
240 - 270	0,16	0,65	0,83	0,65	0,53	0,46	0,37	0,16	0,09	0,05	0,00	0,00	0,02	3,96
270 - 300	0,42	1,83	2,81	2,48	2,58	2,09	1,69	1,14	0,42	0,30	0,11	0,05	0,21	16,14
300 - 330	0,21	1,93	3,73	3,69	3,41	2,60	1,72	0,67	0,49	0,40	0,23	0,09	0,18	19,36
330 - 360	0,30	1,78	3,29	3,20	2,22	1,69	1,06	0,56	0,16	0,18	0,05	0,04	0,14	14,65
TOTALE	2,57	14,05	21,79	18,89	14,63	10,13	6,88	3,80	1,67	1,25	0,49	0,28	1,28	97,70
CALME	2,30													

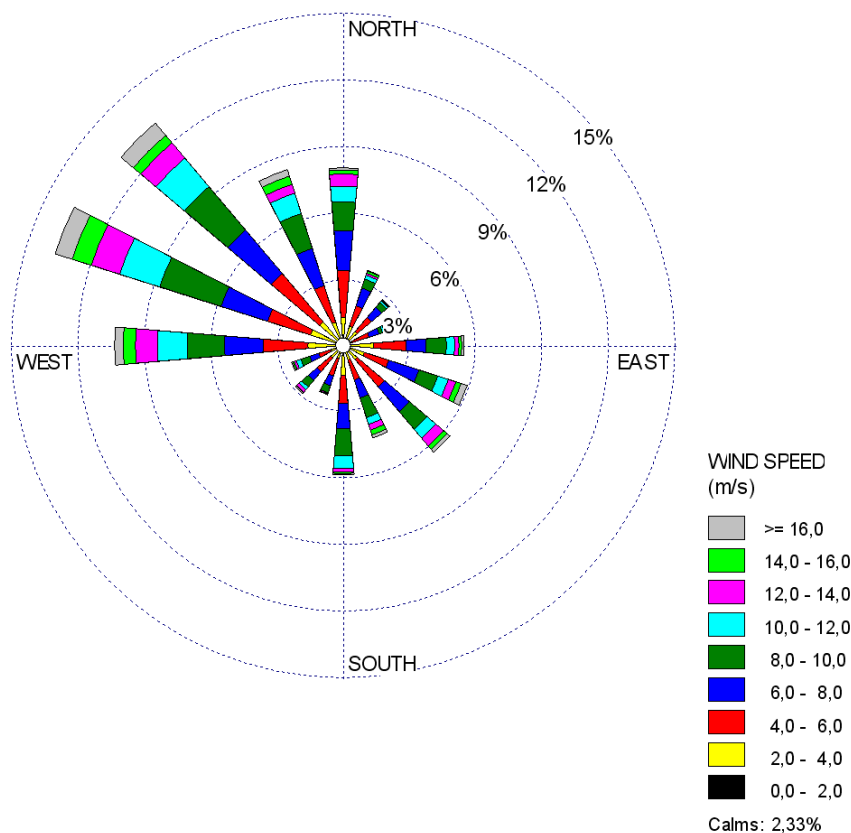


Figura 1-1 Rosa dei venti a 10 m s.l.m. – dati KNMI (1991- 2005) – rilevazioni da navi.

Si riscontra che i fetch più estesi si trovano in direzione SE verso le coste dell’Africa e NO verso le coste della Spagna. I fetch in direzione SO e NE risultano invece limitati dalla presenza delle vicine coste della Tunisia e della Sicilia.

Di seguito (Fig.1-2) è riportata la funzione densità di probabilità della velocità del vento alla quota di 10 m s.l.m.

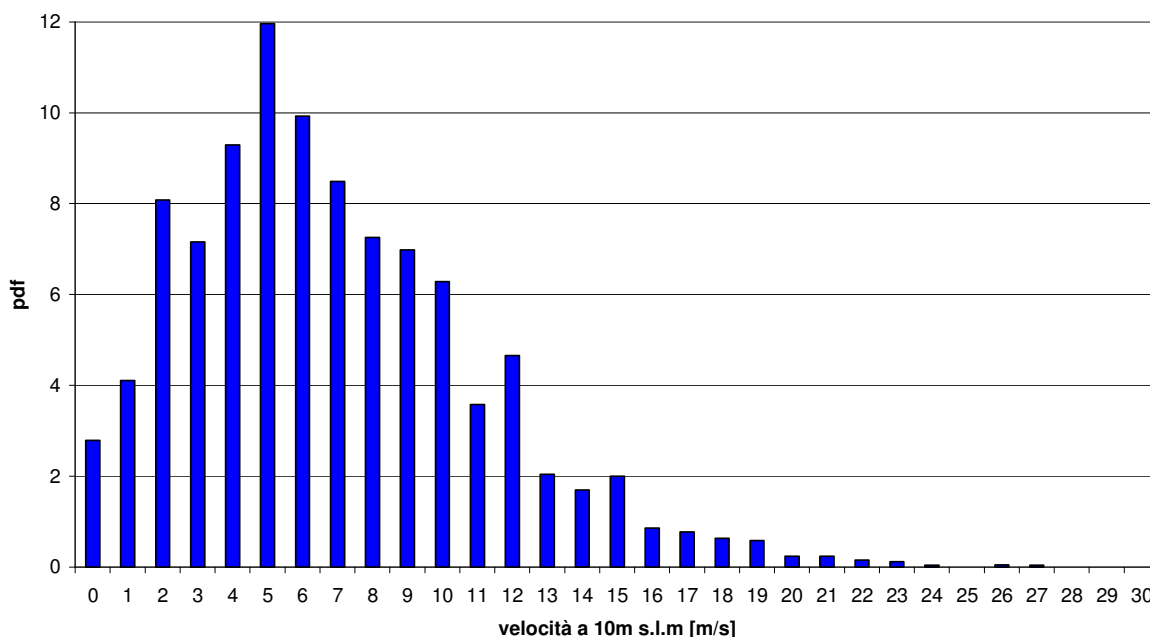


Figura 1-2 Funzione densità di probabilità – dati KNMI (1991 - 2005) – rilevazioni da navi

Le medie annuali si attestano intorno ad un valore medio pari a 7,12 m/s; per quanto riguarda la dispersione dei dati intorno al valore medio, la distribuzione delle velocità è assimilabile ad una distribuzione di Weibull.

Per una valutazione delle risorse di vento effettivamente sfruttabili, la velocità di riferimento per il calcolo della producibilità è la *velocità del vento all'altezza del mozzo* dell'aerogeneratore scelto. Nel caso delle moderne turbine commerciali di grossa taglia per applicazioni *offshore*, l'altezza del mozzo è generalmente pari a circa 90 m s.l.m, variabile anche a seconda delle caratteristiche meteomarine del sito (altezza d'onda massima per un periodo di ritorno di 50 anni, massimo innalzamento del livello medio del mare, ecc).

La distribuzione verticale della componente orizzontale della velocità del vento, dalla superficie del terreno o del mare fino ad una quota di circa 100 m rispetto al terreno (*boundary layer*), segue un andamento logaritmico che può essere ben approssimato, in condizioni di *stabilità atmosferica neutrale* (ovvero in assenza di gradienti di temperatura), mediante la seguente equazione:

$$v(z) = v_{rif} \frac{\ln(z/z_0)}{\ln(z_{rif}/z_0)}$$

in cui:

$v(z)$ *velocità alla quota z*

v_{rif} *velocità alla quota di riferimento*

z_0 *lunghezza di rugosità, dipendente dalle caratteristiche del terreno ($z_0 = 0,0002$ per la superficie del mare)*

E' dunque possibile trasporre i dati KNMI dalla quota di rilevazione (10 m s.l.m.) alla quota di 90 m s.l.m., mediante l'equazione:

$$v_{90m} = v_{10m} \frac{\ln(90/0,0002)}{\ln(10/0,0002)} = 1,2031 v_{10m}$$

I risultati della trasposizione a 90 m sono riportati di seguito (Tab. 1-2, Fig. 1-4).

Tabella 1-2 Distribuzione annuale (%) della velocità del vento [m/s] nello Stretto di Sicilia per direzione di provenienza [°N] – dati KNMI (1991- 2005) – dati trasposti a 90 m s.l.m.

Stretto di Sicilia - dati KNMI 1991 – 2005														
direzione [N°] e intensità del vento [m/s] a 90 m s.l.m.														
Direzione [N°]	Velocità [m/s]													TOTALE
	0 - 2	2 - 4	4 - 6	6 - 8	8 - 10	10 - 12	12 - 14	14 - 16	16 - 18	18 - 20	20 - 22	22 - 24	>24	
0 - 30	0,09	0,77	0,56	0,86	0,62	0,21	0,21	0,09	0,12	0,00	0,04	0,00	0,16	3,73
30 - 60	0,26	0,83	0,70	1,00	0,83	0,19	0,23	0,16	0,05	0,05	0,00	0,02	0,07	4,40
60 - 90	0,11	0,55	0,63	0,88	0,44	0,23	0,09	0,07	0,02	0,05	0,05	0,02	0,11	3,24
90-120	0,32	1,09	0,95	1,46	1,28	0,58	0,56	0,37	0,19	0,14	0,07	0,02	0,26	7,30
120-150	0,12	0,98	1,13	2,04	1,86	0,93	0,84	0,55	0,32	0,30	0,19	0,02	0,19	9,48
150 - 180	0,21	0,77	0,62	1,28	1,30	0,56	0,56	0,40	0,12	0,21	0,09	0,04	0,07	6,24
180 - 210	0,23	0,95	0,81	1,16	1,04	0,58	0,42	0,19	0,09	0,02	0,02	0,00	0,05	5,56
210 - 240	0,14	0,72	0,70	0,76	0,65	0,23	0,19	0,12	0,05	0,04	0,00	0,02	0,04	3,66
240 - 270	0,16	0,51	0,53	0,67	0,69	0,26	0,39	0,40	0,14	0,12	0,04	0,04	0,02	3,96
270 - 300	0,42	1,46	1,65	2,29	2,73	1,58	1,99	1,53	0,72	0,93	0,28	0,19	0,37	16,14
300 - 330	0,21	1,48	1,85	3,46	3,83	2,15	2,39	1,46	0,70	0,67	0,44	0,23	0,49	19,36
330 - 360	0,30	1,44	1,88	2,92	2,87	1,37	1,58	0,91	0,49	0,40	0,19	0,05	0,23	14,65
TOTALE	2,57	11,55	12,01	18,78	18,13	8,88	9,46	6,26	3,02	2,94	1,41	0,63	2,06	97,70
CALME	2,30													

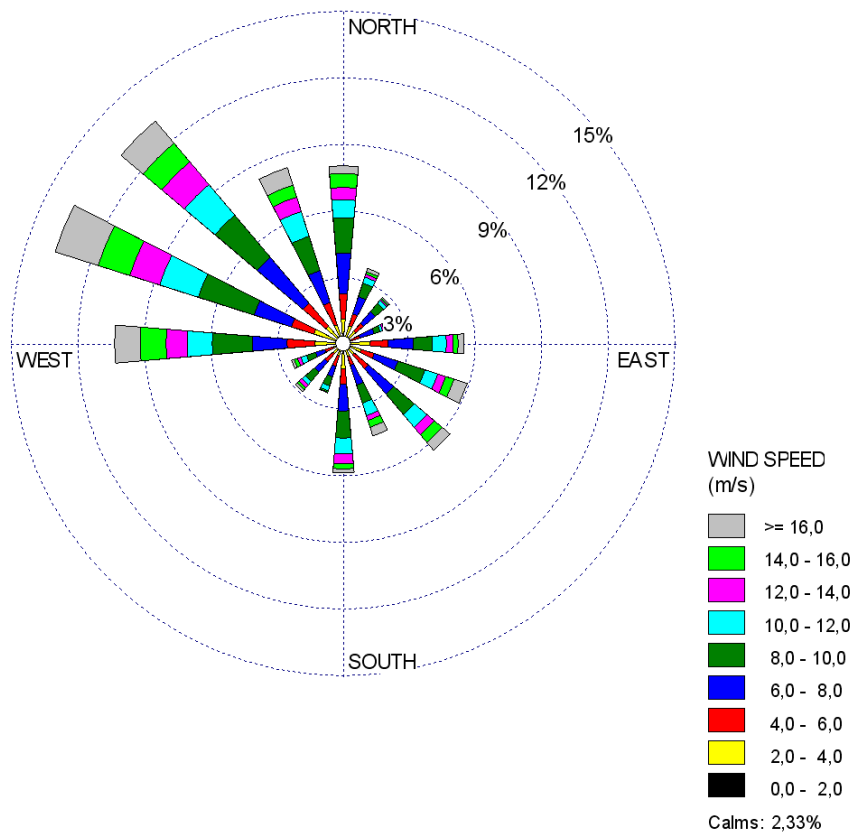


Figura 1-3 Rosa dei venti a 90 m s.l.m. – dati KNMI (1991- 2005).

La velocità media per il periodo 1991 - 2005 alla quota di rilevazione (10 m s.l.m.) risulta pari a 7,12 m/s, a cui corrisponde una velocità media di 8,57 m/s all'altezza di 90 m.

Di seguito (Tab. 1-4 e 1-5) si riportano i valori delle velocità medie annuali e mensili alle quote di 10 m s.l.m. e 90 m s.l.m. (dati trasposti), relativamente al periodo 1991 – 2005.

Per quanto riguarda la variazione della media annuale alla quota di 10 m s.l.m., i cui valori sono riportati in tabella 1-4, si riscontra una variazione di circa $\pm 0,5$ m/s attorno al valore medio complessivo (7,12 m/s).

Nelle tabelle a pagina seguente si riportano inoltre i valori estremi di vento registrati alla quota di 10 m s.l.m. e trasposti a 90 m s.l.m.

Per quanto riguarda invece la variazione dell'intensità del vento nel corso dell'anno (Tab. 1-4 e Grafico 1-5), il periodo più ventoso risulta essere quello invernale, in cui si raggiungono velocità medie superiori a 8 m/s a 10 m s.l.m.; viceversa, i mesi estivi sono i meno ventosi, con medie anche inferiori a 6 m/s.

Tabella 1-3 Velocità media e massima annuale [m/s] del vento nello Stretto di Sicilia – dati KNMI (1991- 2005) – rilevazioni a 10 m s.l.m. e dati trasposti a 90 m s.l.m.

Stretto di Sicilia – dati KNMI – 1991 - 2005 velocità medie e massime annuali del vento [m/s] a 10 m e 90 m s.l.m.				
ANNO	velocità media a 10 m [m/s]	velocità massima a 10 m [m/s]	velocità media a 90 m [m/s]	velocità massima a 90 m [m/s]
1991	6,9	23,2	8,3	27,9
1992	6,6	19,5	7,9	23,5
1993	6,8	26,8	8,2	32,2
1994	7,2	26,8	8,7	32,2
1995	7,3	27,3	8,8	32,8
1996	7,5	27,0	9,0	32,5
1997	7,2	22,0	8,6	26,5
1998	7,2	23,2	8,7	27,9
1999	7,3	26,0	8,8	31,3
2000	6,8	21,6	8,2	26,0
2001	7,6	22,6	9,1	27,2
2002	7,4	22,1	8,9	26,6
2003	6,6	20,0	7,9	24,1
2004	7,5	21,0	9,1	25,3
2005	7,1	21,0	8,6	25,3
MEDIA 91-05	7,12		8,57	

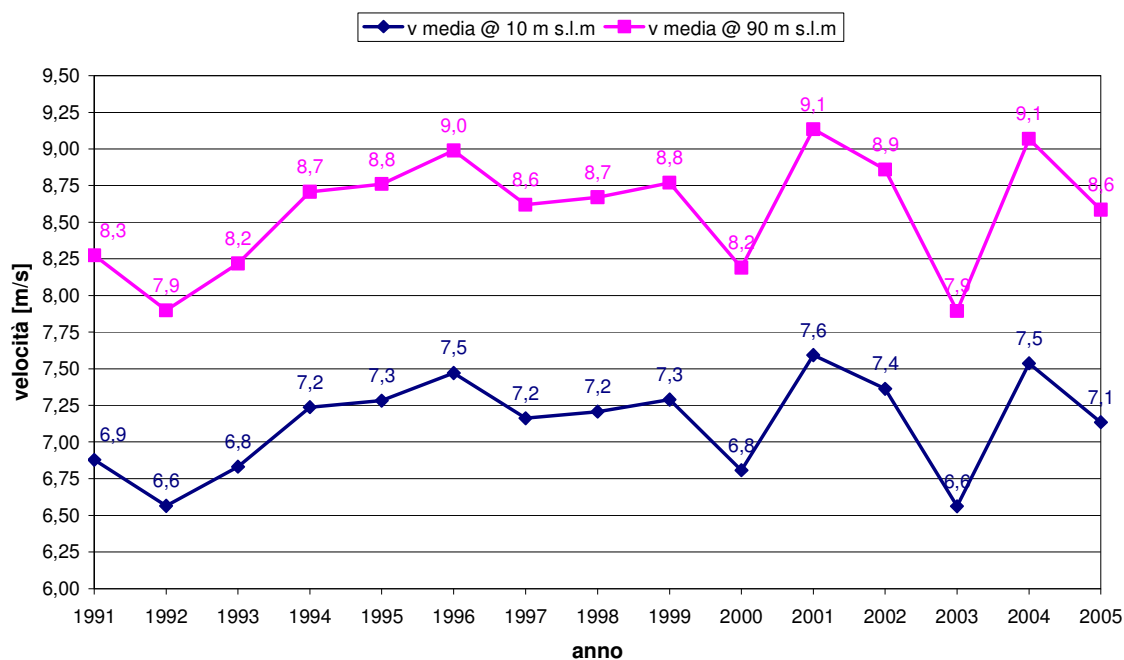


Grafico 1-1 Velocità medie annuali [m/s] del vento nello Stretto di Sicilia – dati KNMI (1991- 2005) – rilevazioni a 10 m s.l.m. e dati trasposti a 90 m s.l.m.

Tabella 1-4 Velocità medie mensili [m/s] del vento nello Stretto di Sicilia – dati KNMI (1991- 2005) – rilevazioni a 10 m s.l.m. e dati trasposti a 90 m s.l.m.

Stretto di Sicilia – dati KNMI – 1991 - 2005 velocità medie mensili del vento [m/s] a 10 m e 90 m s.l.m.		
MESE	velocità media a 10 m [m/s]	velocità media a 90 m [m/s]
Gennaio	8,4	10,1
Febbraio	8,4	10,1
Marzo	8,4	10,1
Aprile	8,0	9,6
Maggio	6,4	7,7
Giugno	6,0	7,2
Luglio	5,5	6,7
Agosto	5,2	6,3
Settembre	6,1	7,3
Ottobre	6,9	8,3
Novembre	7,9	9,5
Dicembre	8,5	10,3
MEDIA ANNUALE	7,13	8,58

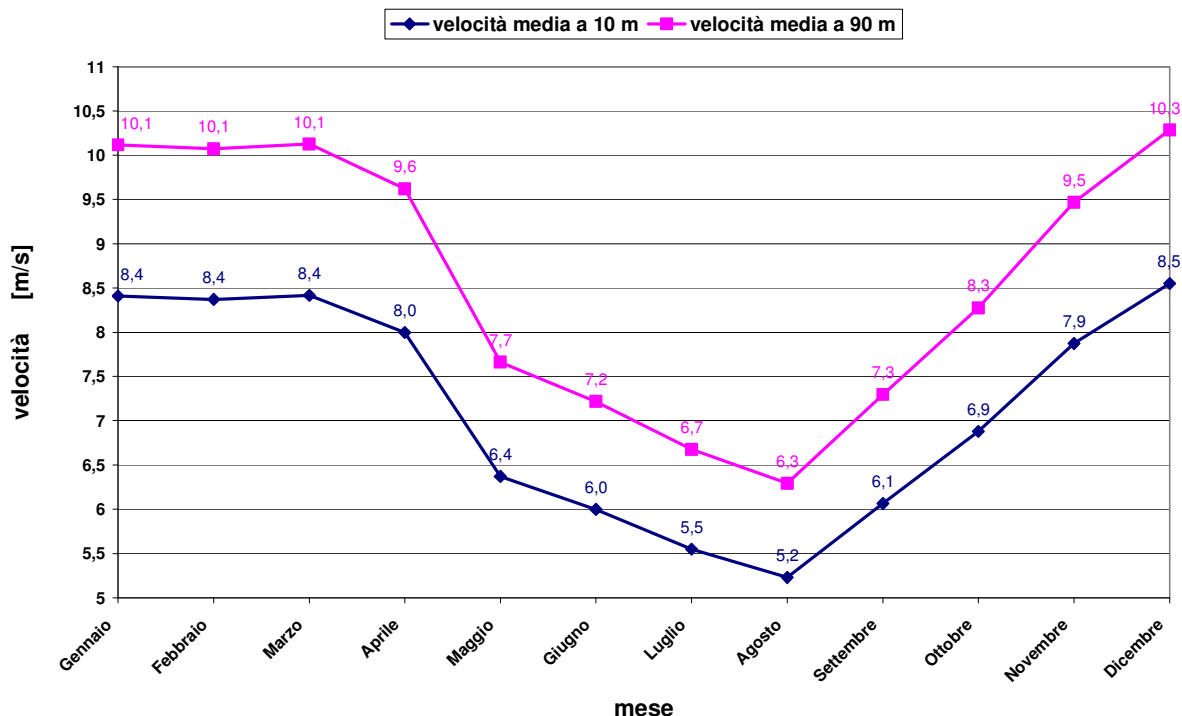


Grafico 1-2 Velocità medie mensili [m/s] del vento nello Stretto di Sicilia – dati KNMI (1991- 2005) – rilevazioni a 10 m s.l.m. e dati trasposti a 90 m s.l.m.

2 DATI DI VENTO – SATELLITE QuikSCAT (NASA)

Un'ulteriore fonte di dati disponibile è costituita dalle rilevazioni dello Scatterometro Quik (QuikSCAT) posto a bordo dell'omonimo satellite della National Aeronautics and Space Agency's (NASA), lanciato il 19 giugno 1999, i cui dati sono distribuiti dal Centro di Oceanografia Fisica (PO.DAAC).

I dati sono registrati per mezzo di un radar attivo a microonde (*SeaWinds*), che consente di misurare la velocità del vento utilizzando una tecnica inversa, ovvero a partire dagli effetti che il vento provoca sulla superficie del mare. Il vento genera infatti *ripple* e onde di modesta entità che increspano la superficie del mare. Queste onde modificano la sezione trasversale della superficie della mare interessata dal raggio incidente e quindi l'intensità della riflessione.

Il radar *SeaWinds* invia impulsi a microonde ad una frequenza di 13,4 GHz sulle superfici oceaniche, misurando la radiazione elettromagnetica riflessa dalla superficie del mare increspata dal vento. L'atmosfera, infatti, non incide sostanzialmente sulla radiazione emessa e ricevuta dal radar.

La velocità del vento a 10 m s.l.m. viene calcolata in ragione di un modello fisico che mette in relazione sezione trasversale e intensità del vento in prossimità della superficie, nell'ipotesi di *stabilità atmosferica neutrale* (ovvero in assenza di gradienti di temperatura).

L'errore *random* associato ai dati rilevati da QuikSCAT, per la componente velocità del vento lungo la direzione prevalente e perpendicolarmente ad essa, è rispettivamente di 0,75 e 1,5 m/s.

Lo scatterometro effettua misurazioni giornaliere con una risoluzione di 25 km ($0,25^\circ \times 0,25^\circ$), su una superficie corrispondente a circa il 90% di quella complessivamente occupata dagli oceani.

Per ogni cella della griglia così ottenuta sono disponibili due set di dati, corrispondenti al passaggio ascendente (che avviene alle 6,00 AM $\pm$ 30 min locali) e al passaggio discendente del satellite (che avviene alle 6,00 PM $\pm$ 30 min locali).

I dati acquisiti dal satellite passano attraverso il SeaPAC Processing and Analysis Center, che è responsabile della elaborazione, dell'analisi e della consegna dei risultati al PO.DAAC per la pubblicazione. I dati sono processati attraverso diversi livelli di elaborazione; dai livelli più bassi (livello 0, 1A e 1B), ai livelli più elevati (livello 2A, livello 2B e livello 3).

Il PO.DAAC riceve i dati dal SeaPAC, li archivia e li rende disponibili alla comunità scientifica. Funge inoltre da archivio a lungo termine di dati telemetrici nei livelli 0, 1A e nei file correlati raccolti durante la missione di QuikSCAT.

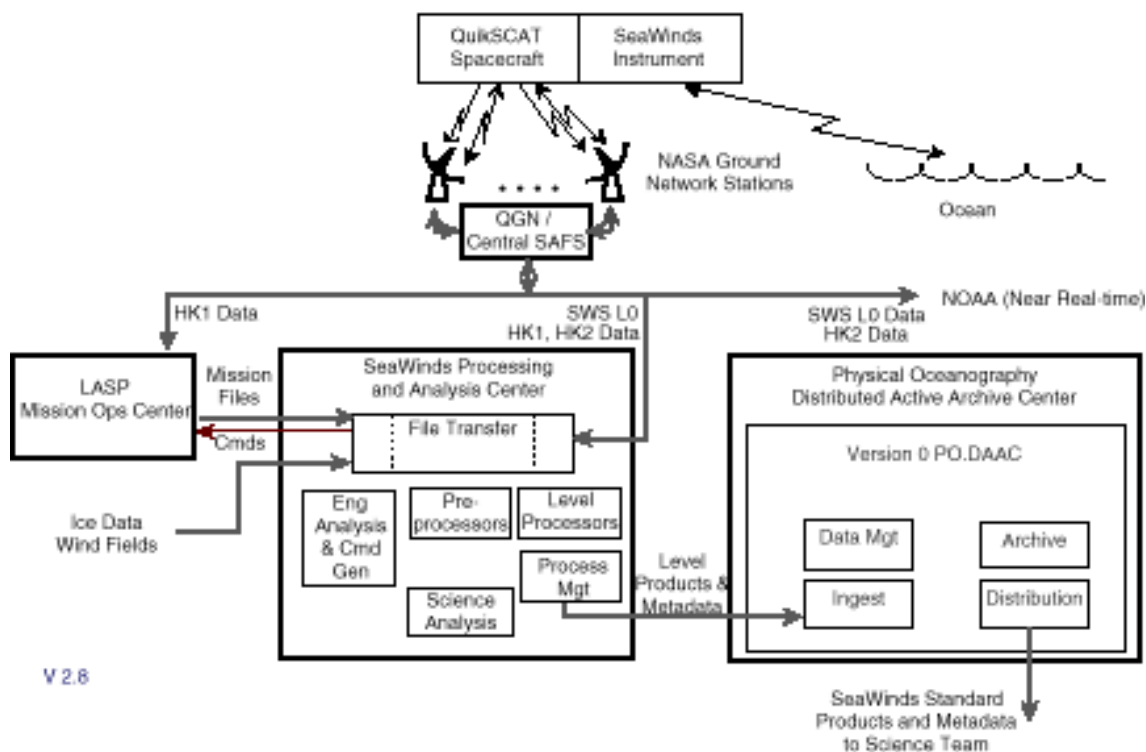


Figura 2-1 Schema di flusso del processo di misurazione, elaborazione, archiviazione e distribuzione dei dati di vento

I dati di vento sono liberamente scaricabili dal seguente sito internet:

http://podaac.jpl.nasa.gov/DATA_CATALOG/quikscatinfo.html

Ad ogni giorno dell'anno corrisponde un file, in formato HDF (*Hierarchical Data Format*), contenente 8 coppie di matrici 720 x 1440 (associate rispettivamente al passaggio ascendente e discendente del satellite). Ad ognuna delle 1.036.800 celle corrisponde un'area della superficie terrestre di circa 625 km² (0,25° x 0,25°), per la quale sono riportati i seguenti dati (con riferimento ai dati di livello 3):

- modulo della velocità del vento [cm/s], riferita a 10 m s.l.m.;
- componente u (lungo i paralleli) della velocità del vento [cm/s];
- componente v (lungo i meridiani) della velocità del vento [cm/s];
- quadrato del modulo della velocità del vento [cm²/s²];
- distinzione tra velocità nulle e dati mancanti;
- istante in cui è avvenuta la misurazione [frazione di giorno];
- indicazione di probabilità di pioggia superiore a 2 km*mm/h;
- indicazione se il *rain flag algorithm* ha rilevato o meno la presenza di pioggia.

Nel presente studio sono stati utilizzati ed elaborati i dati di livello 3 relativi all'area compresa tra $11^{\circ} 30' E$ - $12^{\circ} 30' E$ e $37^{\circ} 00' N$ - $38^{\circ} 00' N$, nel periodo compreso tra il 17 luglio 1991 e il 31 dicembre 2008, per un totale di circa **6.900 rilevazioni** (2 rilevazioni/giorno), riportanti i moduli delle velocità medie del vento a 10 m s.l.m.

Ogni dato corrisponde alla media dei moduli delle velocità associati alle celle comprese tra le righe 508 – 511 e le colonne 46 – 49, corrispondenti alle coordinate geografiche citate.

I dati sono stati trasposti ad una altezza di 90 m s.l.m., utilizzando la medesima metodologia descritta per i dati KNMI.

I risultati sono del tutto compatibili con quelli derivanti dai dati KNMI: la media annuale a 10 m s.l.m. risulta pari a **7,01 m/s**, inferiore dell'1,5 % rispetto al valore di 7,12 m/s relativo ai dati KNMI.

Nel seguito si riportano i risultati delle elaborazioni.

Tabella 2-1 Velocità medie e massime annuali [m/s] del vento nello Stretto di Sicilia – dati satellitari NASA – rilevazioni a 10 m s.l.m. e dati trasposti a 90 m s.l.m. nel periodo di osservazione luglio 1999-dicembre 2008.

Stretto di Sicilia – dati satellitari QuikSCAT 07/1999– 12/2008 velocità medie e massime annuali del vento [m/s] a 10 m e 90 m s.l.m.				
ANNO	velocità media a 10 m [m/s]	velocità massima a 10 m [m/s]	velocità media a 90 m [m/s]	velocità massima a 90 m [m/s]
1999*	6,9*	18,8*	8,3*	22,6*
2000	6,9	22,5	8,3	27,1
2001	6,9	19,1	8,3	23,0
2002	7,1	19,6	8,6	23,6
2003	7,0	22,3	8,5	26,8
2004	7,0	20,3	8,5	24,4
2005	7,2	19,1	8,6	23,0
2006	6,9	21,0	8,3	25,3
2007	7,0	21,4	8,4	25,7
2008	6,9	18,6	8,3	22,4
MEDIA 2000-2008	7,01		8,43	

* dati disponibili dal 17/07/1999

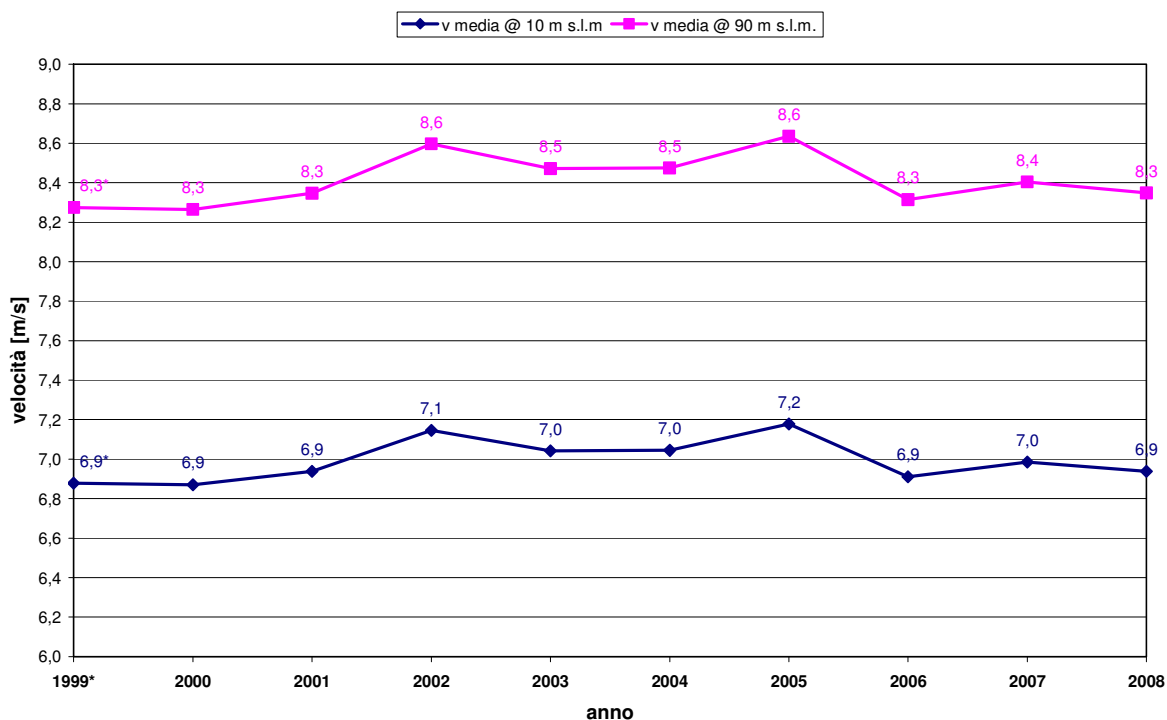


Grafico 2-1 Velocità medie annuali alle quote di 10 m s.l.m. e 90 m s.l.m. (dati trasposti) nello Stretto di Sicilia - dati satellitari NASA luglio 1999 – dicembre 2008

Tabella 2-2 Velocità medie e massime mensili [m/s] del vento nello Stretto di Sicilia – dati satellitari NASA – rilevazioni a 10 m s.l.m. e dati trasposti a 90 m s.l.m. nel periodo luglio 1999-dicembre 2008.

Stretto di Sicilia – dati satellitari QuikSCAT 07/1999 – 12/2008		
velocità medie mensili del vento [m/s] a 10 m e 90 m s.l.m.		
MESE	velocità media a 10 m [m/s]	velocità media a 90 m [m/s]
Gennaio (00-08)	8,0	9,6
Febbraio (00-08)	8,0	9,7
Marzo (00-08)	7,5	9,1
Aprile (00-08)	7,5	9,0
Maggio (00-08)	6,5	7,8
Giugno (00-08)	5,3	6,4
Luglio (99-08)	5,8	7,0
Agosto (99-08)	5,6	6,8
Settembre (99-08)	6,5	7,8
Ottobre (99-08)	6,3	7,6
Novembre (99-08)	8,2	9,8
Dicembre (99-08)	8,9	10,7
MEDIA ANNUALE (00-08)	7,01	8,43

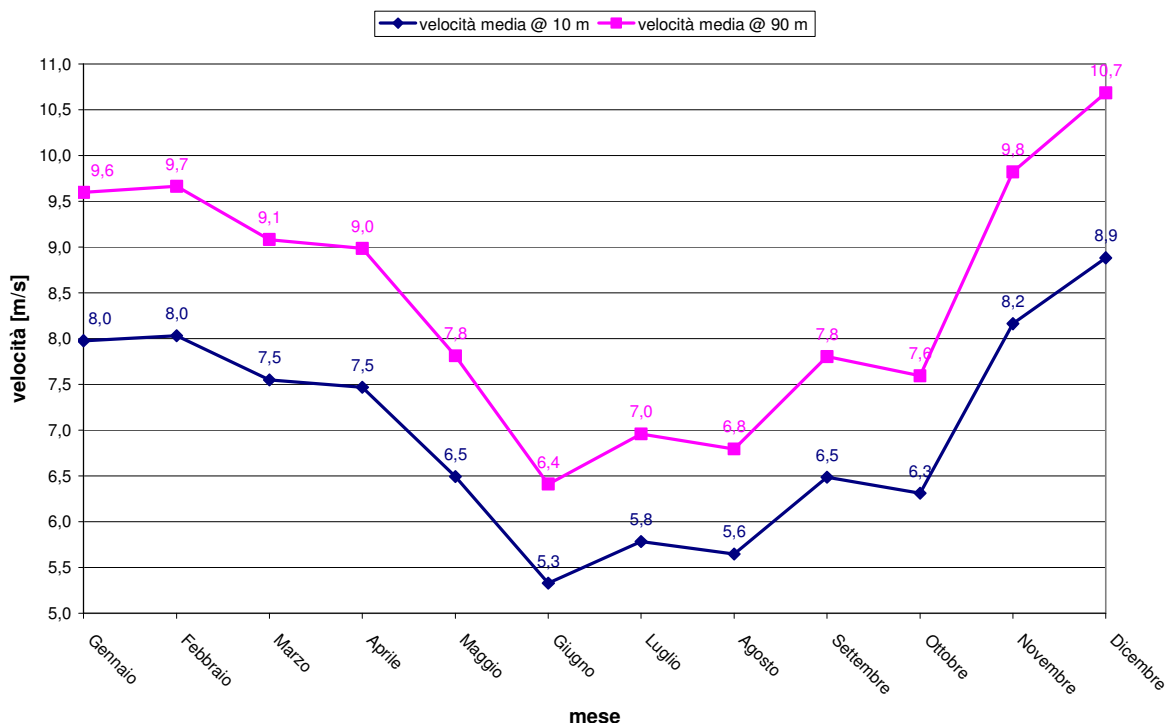


Grafico 2-2 Velocità medie mensili alle quote di 10 m s.l.m. e 90 m s.l.m. (dati trasposti) nello Stretto di Sicilia - dati satellitari NASA luglio 1999 – dicembre 2008

2.1 Atlante COGOW

Sulla base dei dati di velocità e direzione del vento acquisiti nell'arco di cinque anni (dal primo agosto 1999 al 31 Luglio 2004) dal satellite QuikSCAT, è stato realizzato l'atlante web interattivo Climatology of Global Ocean Winds (COGOW) prodotto dalla Oregon State University - College of Oceanic & Atmospheric Sciences, consultabile liberamente all'indirizzo internet:

<http://numbat.coas.oregonstate.edu/cogow>

Esso rappresenta il primo atlante *online* contenente dati di vento su aree oceaniche ad alta risoluzione spaziale e basato su dati misurati. Gli utenti possono visualizzare sull'atlante web COGOW i dati di vento, sia in forma tabulare che grafica, come medie mensili per la maggior parte delle aree occupate dagli oceani, ottenuti dal Remote Sensing Systems come medie giornaliere su una griglia di $0,5^\circ \times 0,5^\circ$.

I colori rappresentano la velocità del vento, espressa in nodi¹, su una griglia di $0,25^\circ \times 0,25^\circ$; il vettore direzione del vento è stato, invece tracciato su una griglia di $1^\circ \times 1^\circ$.

Di seguito sono riportate le elaborazioni mensili prodotte dal suddetto atlante relative ad una vasta area comprendente quella interessata dal progetto.

¹ 1 nodo = 0,5144 m/s

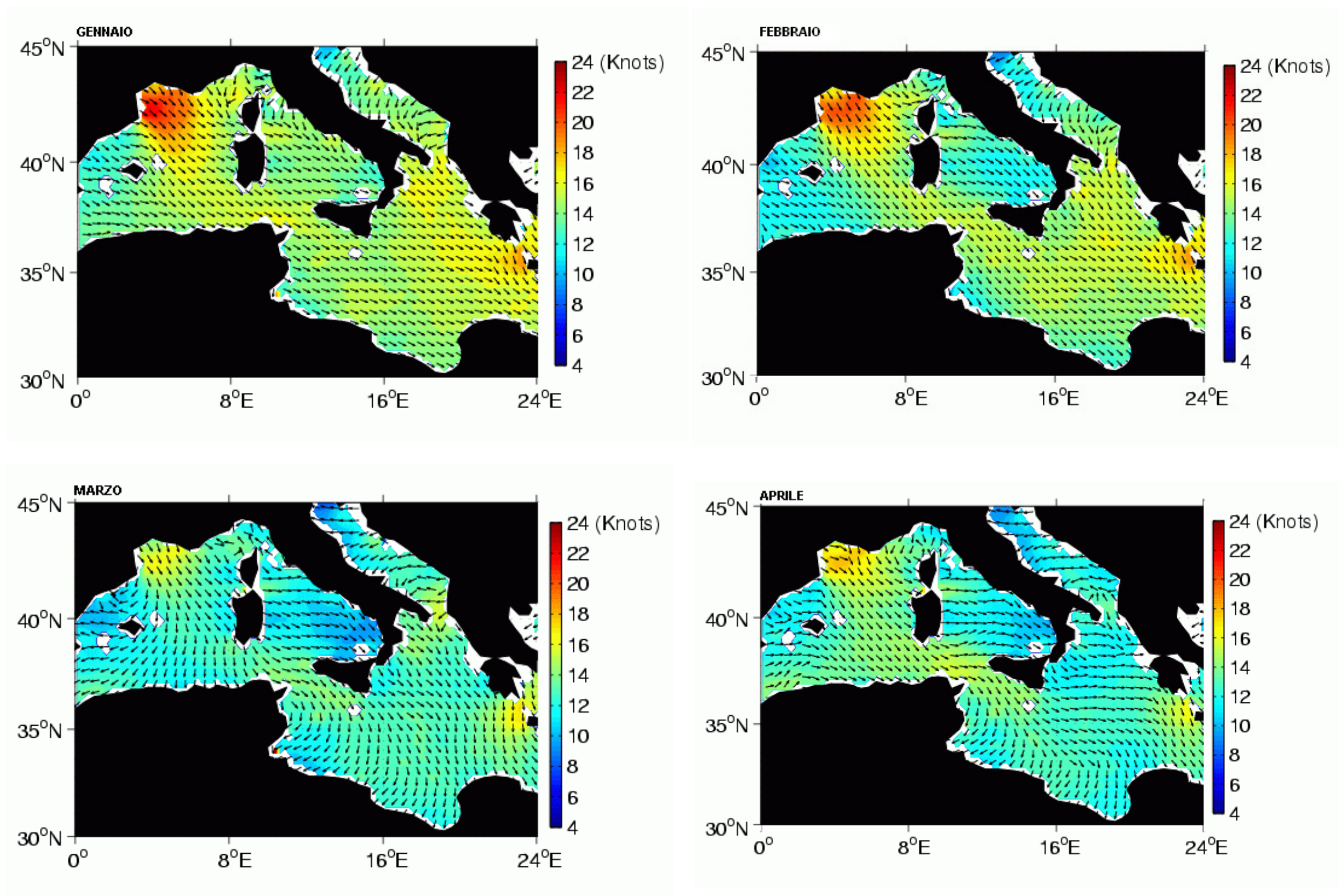


Figura 2-2 Rappresentazione dei valori medi mensili di velocità e direzione del vento a 10 m s.l.m., derivanti dall'elaborazione dei dati satellitari QuikSCAT per il periodo 01/08/1999 ÷ 31/07/2004 – Atlante COGOW, mesi di Gennaio ÷ Aprile

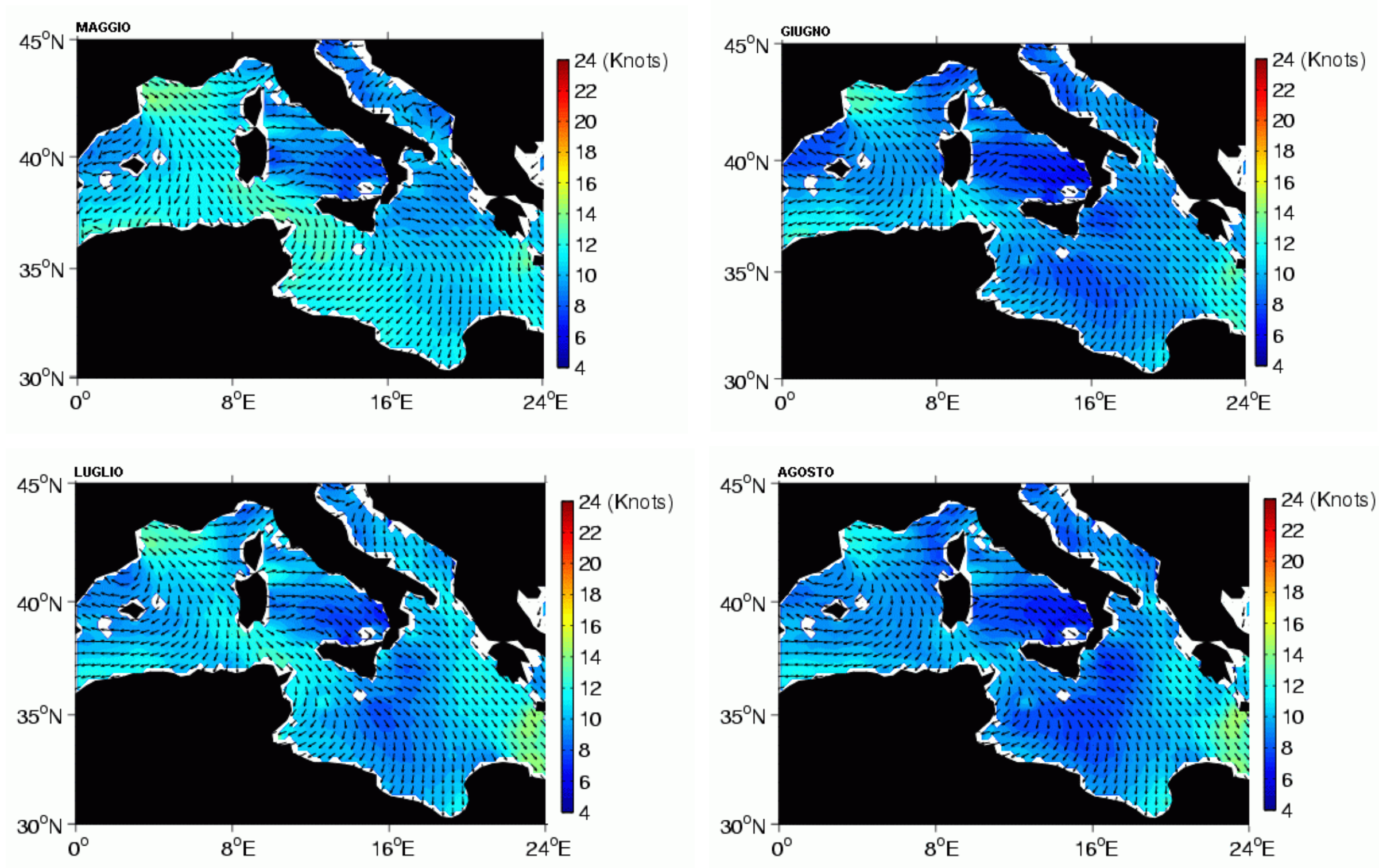


Figura 2-3 Rappresentazione dei valori medi mensili di velocità e direzione del vento a 10 m s.l.m., derivanti dall'elaborazione dei dati satellitari QuikSCAT per il periodo 01/08/1999 ÷ 31/07/2004 – Atlante COGOW, mesi di Maggio ÷ Agosto

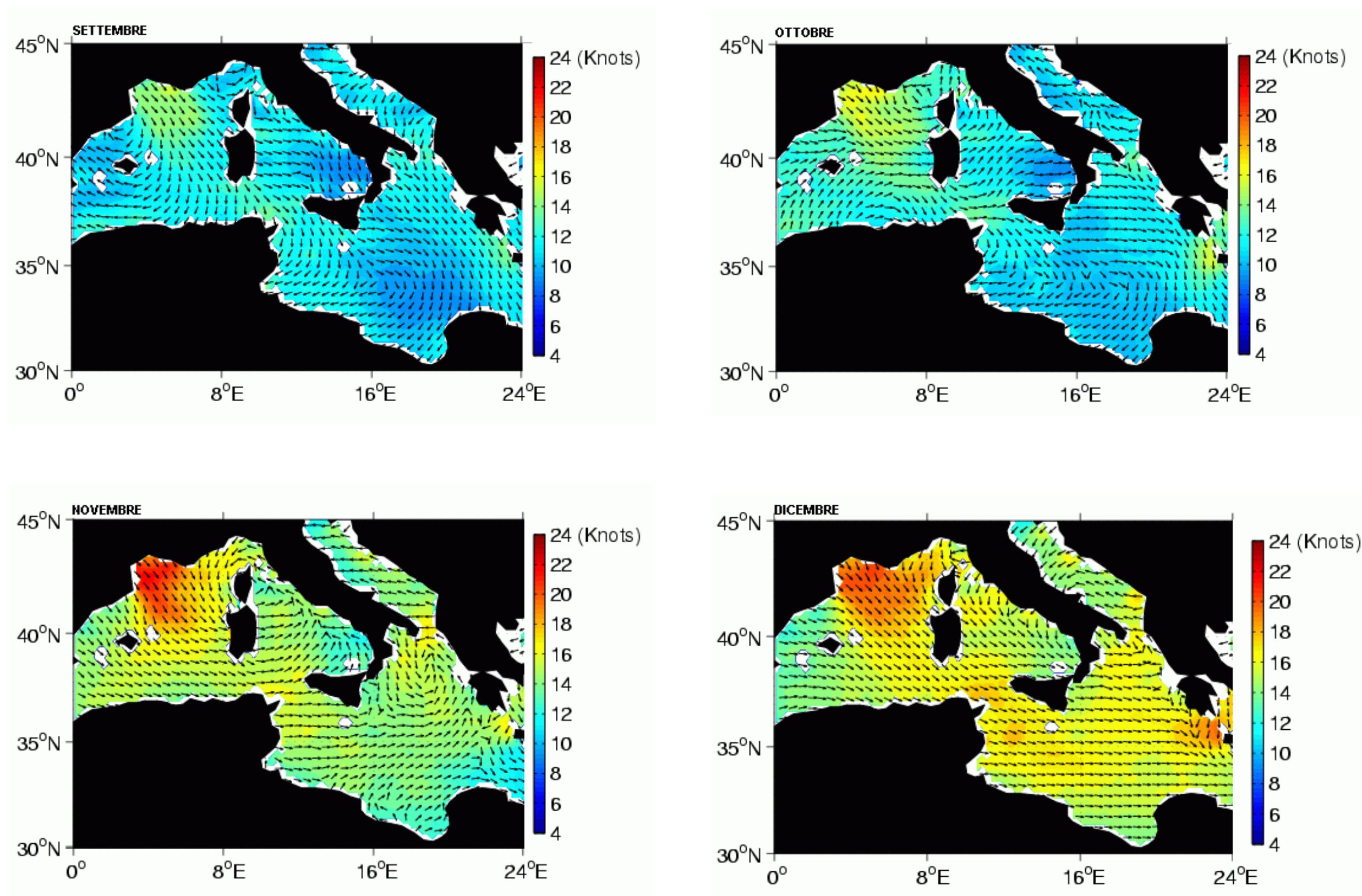
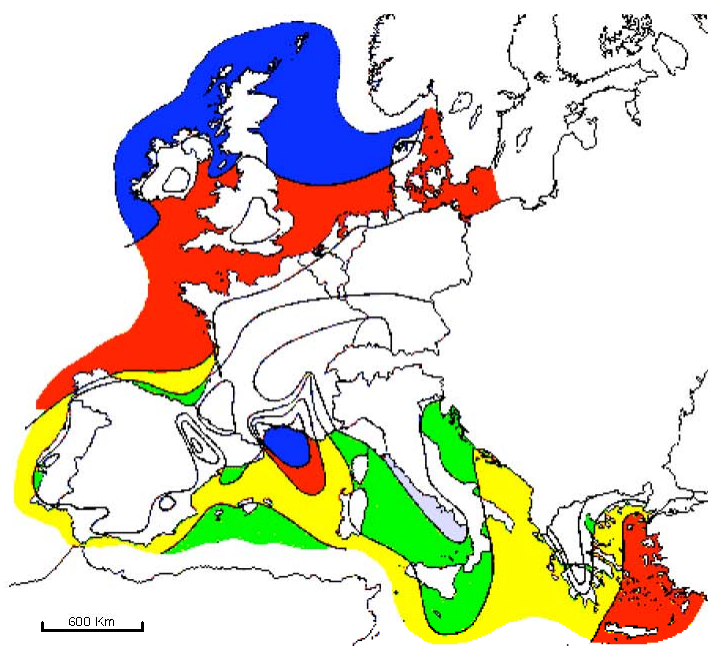


Figura 2-4 Rappresentazione dei valori medi mensili di velocità e direzione del vento a 10 m s.l.m., derivanti dall'elaborazione dei dati satellitari QuikSCAT per il periodo 01/08/1999 ÷ 31/07/2004 – Atlante COGOW, mesi di Settembre ÷ Dicembre

3 MAPPE EOLICHE: EUROPEAN WIND ATLAS, PROGETTO NOSTRUM

Una prima valutazione delle risorse di vento specifica per applicazioni *offshore* è stata elaborata dall'istituto danese *Risø National Laboratory, Roskilde*, all'interno del **European Wind Atlas**²; la figura 3-1 illustra le risorse di vento in mare aperto (a oltre 10 km dalla costa) relativamente al bacino del Mediterraneo, al Mar Baltico e al Mare del Nord.



	10 m	25 m	50 m	100 m	200 m
Blue	> 8.0 m/sec. > 600 w/m ²	> 8.5 m/sec. > 700 w/m ²	> 9.0 m/sec. > 800 w/m ²	> 10.0 m/sec. > 1100 w/m ²	> 11.0 m/sec. > 1500 w/m ²
Red	7.0-8.0 m/sec. 350-600 w/m ²	7.5-8.5 m/sec. 450-700 w/m ²	8.0-9.0 m/sec. 600-800 w/m ²	8.5-10.0 m/sec. 650-1100 w/m ²	9.5-11.0 m/sec. 900-1500 w/m ²
Yellow	6.0-7.0 m/sec. 250-300 w/m ²	6.5-7.5 m/sec. 300-450 w/m ²	7.0-8.0 m/sec. 400-600 w/m ²	7.5-8.5 m/sec. 450-650 w/m ²	8.0-9.5 m/sec. 600-900 w/m ²
Green	4.5-6.0 m/sec. 100-250 w/m ²	5.0-6.5 m/sec. 150-300 w/m ²	5.5-7.0 m/sec. 200-400 w/m ²	6.0-7.5 m/sec. 250-450 w/m ²	6.5-8.0 m/sec. 300-600 w/m ²
Light Blue	< 4.5 m/sec. < 100 w/m ²	< 5.0 m/sec. < 150 w/m ²	< 5.5 m/sec. < 200 w/m ²	< 6.0 m/sec. < 250 w/m ²	< 6.5 m/sec. < 300 w/m ²

Figura 3-1 Risorse di vento in mare aperto (distanza maggiore di 10 km dalla costa) per 5 altezze standard – European Wind Atlas (1989)

² 1989 - Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark

Per quanto riguarda il territorio italiano, la Sicilia occidentale risulta essere una delle zone a maggior intensità di vento. La zona del Banco di Talbot risulta avere una velocità media del vento, misurata alla quota di 100 m, compresa tra **7,5 e 8,5 m/s**.

Una recente stima delle potenzialità offshore del Bacino del Mediterraneo, riportata in figura 3-2, è stata elaborata nell'ambito del progetto NOSTRUM (*Net for Offshore Sustainable Technologies, Resources and Use in the Mediterranean Sea*), da parte del EED (Espace Eolien Development centre, Lille, Francia).

Tale progetto, finanziato dalla Comunità Europea con lo scopo di facilitare lo sviluppo sostenibile dell'energia eolica *offshore* nel Mediterraneo, coinvolge società pubbliche e private spagnole (BESEL S.A., Dragados Offshore S.A.), italiane (ENEA), francesi (Espace Eolien Development centre) e greche (CRES).

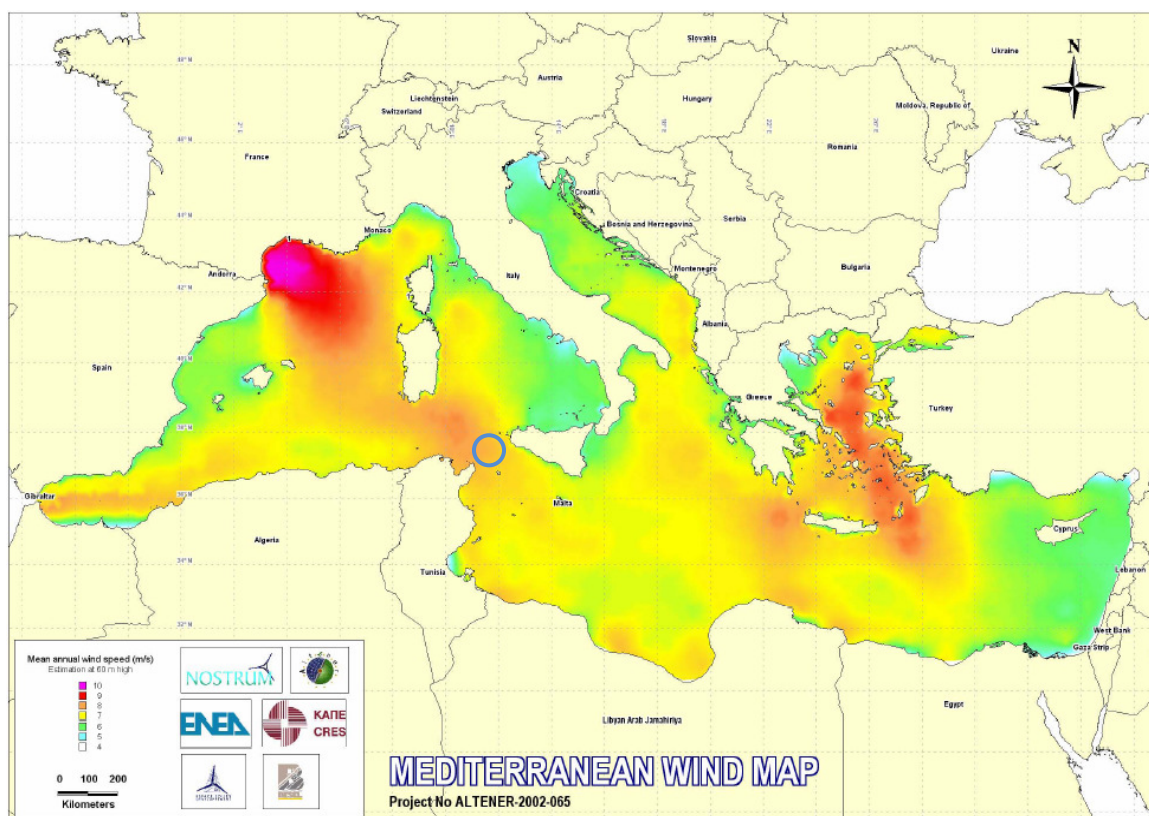


Figura 3-2 Risorse del vento in mare aperto (medie annuali) a 60 m s.l.m. – Mediterranean Wind Map

L'area del Banco di Talbot, evidenziata con un cerchio blu e ricadente nella zona di colore arancio, presenta una velocità media del vento, a 60 m s.l.m., pari a **8 m/s**, in perfetto accordo con le elaborazioni dei dati KNMI e satellitari precedentemente riportate.

4 ATLANTE EOLICO ITALIANO

La più recente stima delle risorse *offshore* è fornita dall' *Atlante Eolico dell'Italia*, recentemente esteso anche alle zone costiere (versione 2006). Con l'Atlante Eolico dell'Italia (2002), realizzato dal CESI in collaborazione col Dipartimento di Fisica dell'Università di Genova, vengono rese disponibili informazioni sulla distribuzione delle risorse eoliche sul territorio italiano, dando così la possibilità di riconoscere le aree dove tali risorse possono essere interessanti per lo sfruttamento energetico attraverso impianti eolici.

Le mappe aggiornate dell'Atlante Eolico (2006) sono disponibili all'indirizzo internet: <http://atlanteeolico.cesiricerca.it>

Le figure 4-1 ÷ 4-4 riportano l'elaborazione dell'Atlante eolico nell'area di interesse, compresa nella *Tavola 27* dello stesso. In particolare esse visualizzano la distribuzione della velocità del vento alle quote di 25 m, 50 m, 75 m e 100 m s.l.m. L'area di progetto ricade in una fascia nella quale viene riportata, per le altezze di 75 m e 100 m s.l.m. (tra cui è compresa l'altezza del mozzo dell'aerogeneratore), una velocità media del vento compresa tra **8 e 9 m/s**, in accordo con le elaborazioni sopra esposte.

Tabella 4-1 Velocità medie del vento nello Stretto di Sicilia a diverse altezze standard – Atlante Eolico Italiano 2006

ALTEZZA	VELOCITÀ MEDIA DEL VENTO
25 m s.l.m.	7 ÷ 8 m/s
50 m s.l.m.	8 ÷ 9 m/s
75 m s.l.m.	8 ÷ 9 m/s
100 m s.l.m.	8 ÷ 9 m/s

Scala 1:750.000 **Mappa della velocità media annua del vento a 25 m s.l.t./s.l.m. Tavola 27**

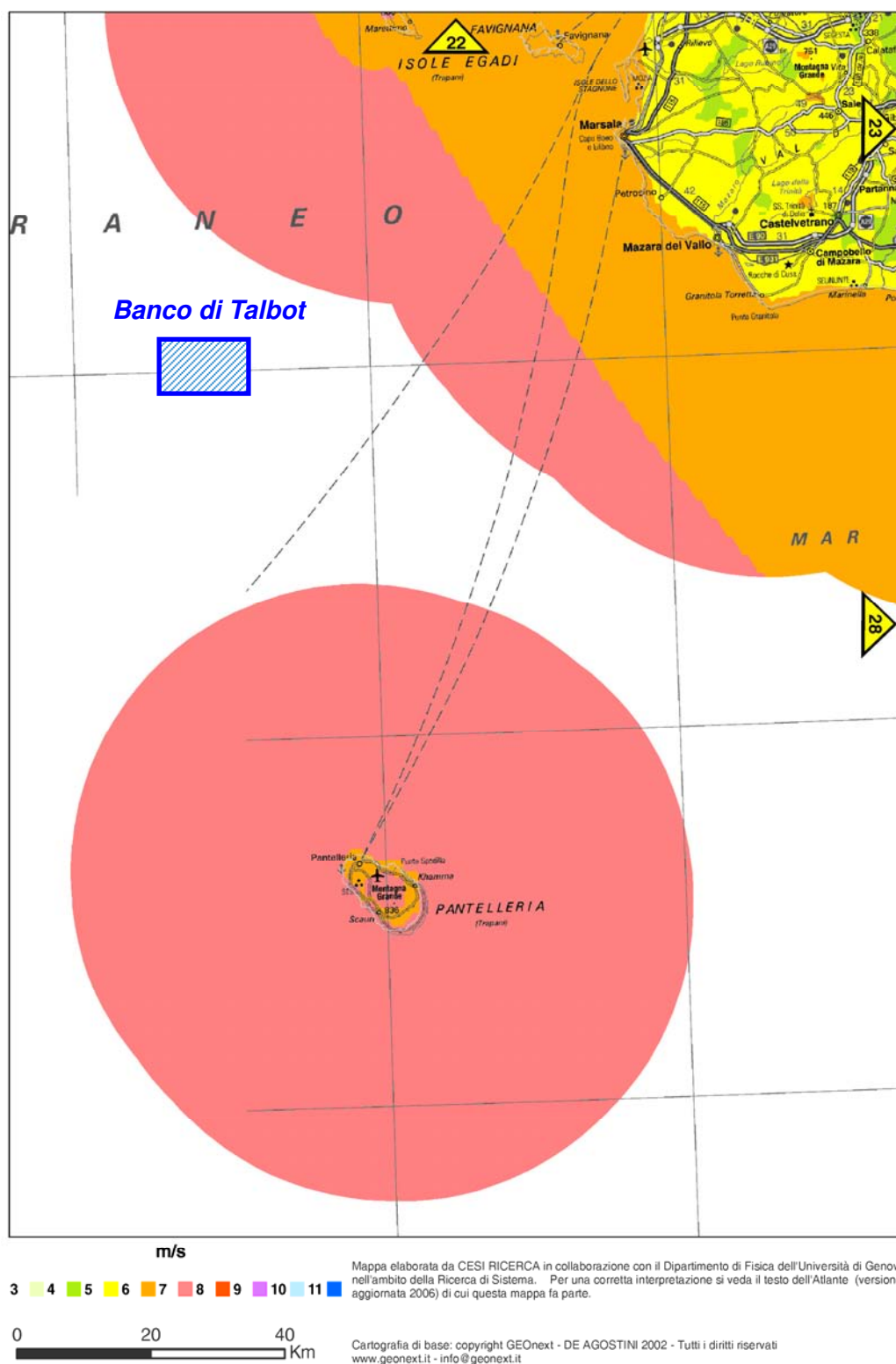


Figura 4-1 Atlante Eolico d'Italia (2006) - Tavola 27

Scala 1:750.000 **Mappa della velocità media annua del vento a 50 m s.l.t./s.l.m.** **Tavola 27**

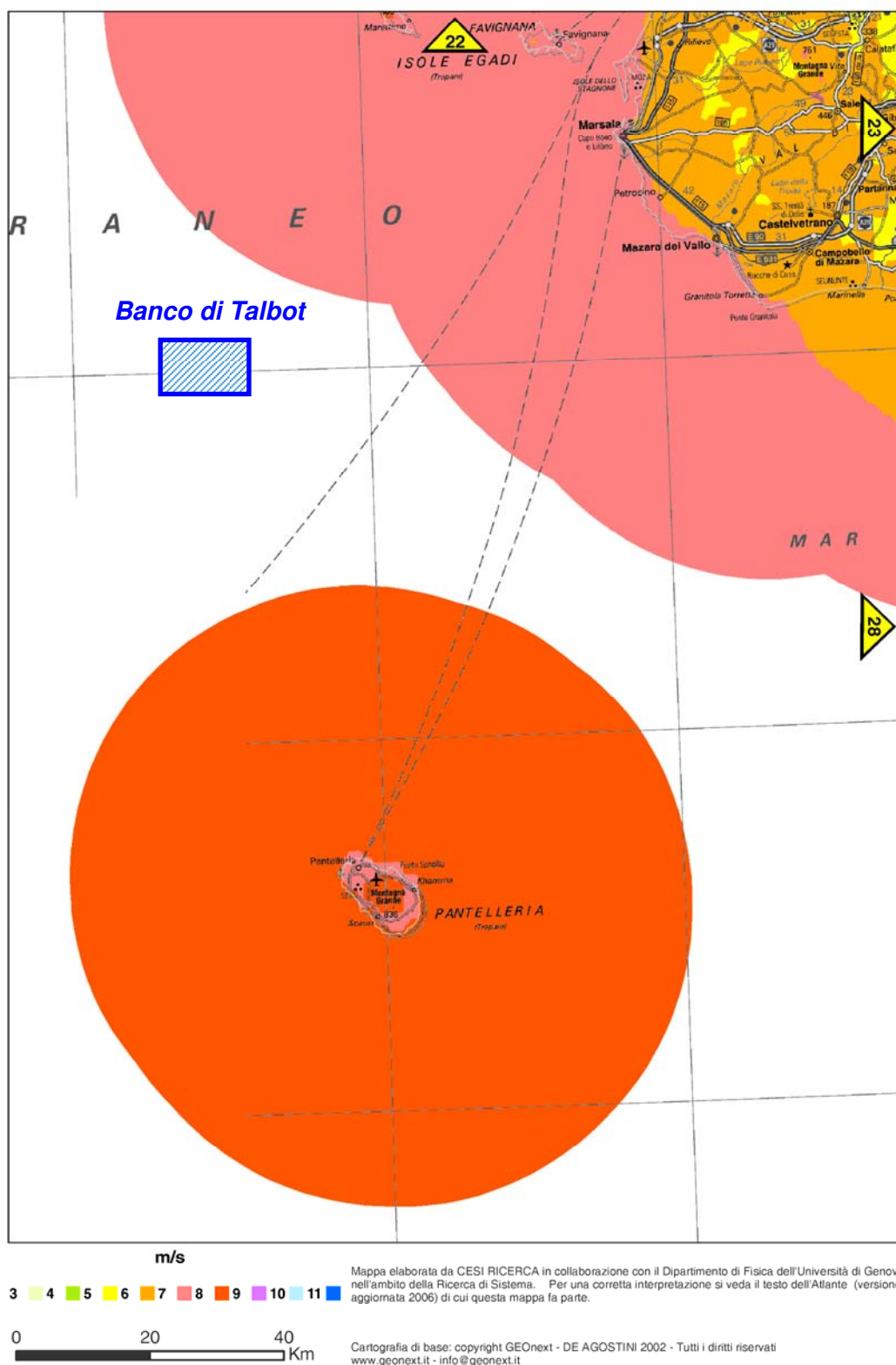


Figura 4-2 Atlante Eolico d'Italia (2006) - Tavola 27

Scala 1:750.000 **Mappa della velocità media annua del vento a 75 m s.l.t./s.l.m.** **Tavola 27**

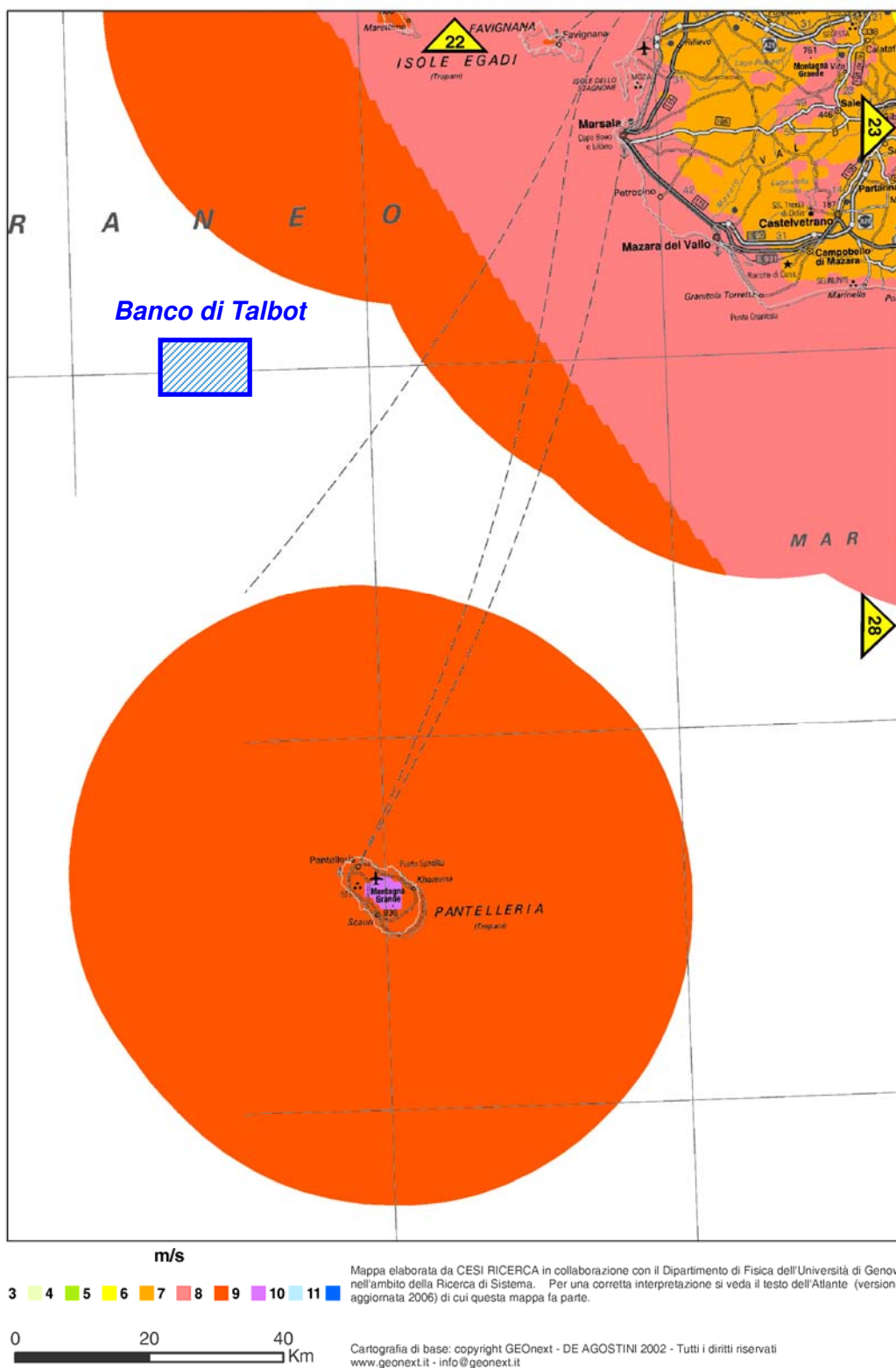


Figura 4-3 Atlante Eolico d'Italia (2006) - Tavola 27

Scala 1:750.000 **Mappa della velocità media annua del vento a 100 m s.l.t./s.l.m.** **Tavola 27**

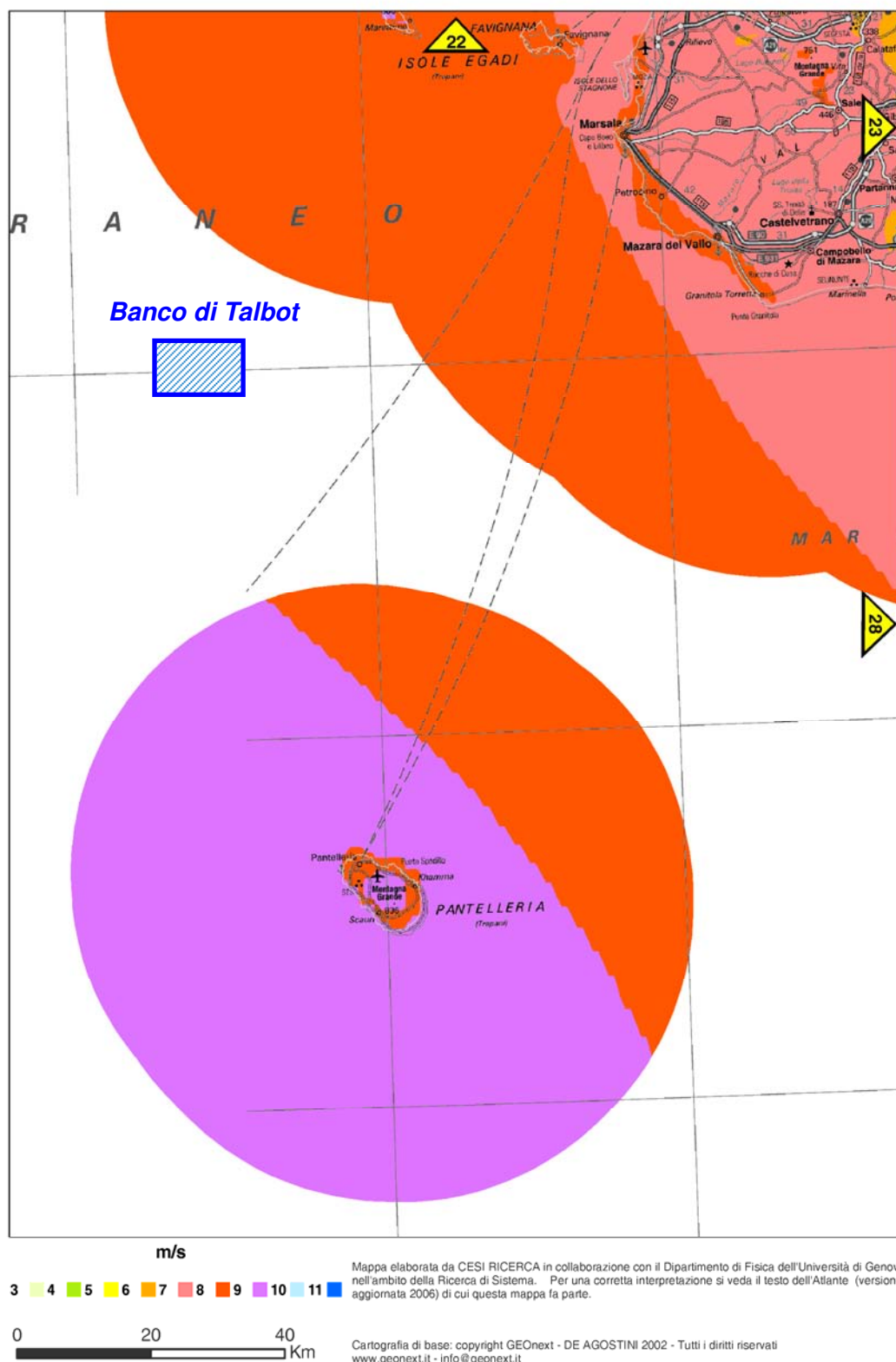


Figura 4-4 Atlante Eolico d'Italia (2006) - Tavola 27

5 VALUTAZIONE DELLA PRODUCIBILITÀ ANNUALE

La producibilità annuale, ovvero l'energia elettrica generata dalla singola turbina o dall'intero parco eolico nel corso di un anno, è espressa generalmente in **ore equivalenti annue** [ore/anno o MWh prodotti / MW installati]. Per *ore equivalenti annue* (*full net equivalent hours*) si intendono le ore *nette* di funzionamento dell'aerogeneratore (o dell'intero impianto) nel corso di un anno, valutate nell'ipotesi che la potenza erogata sia sempre la potenza nominale. Esse sono date dal rapporto tra l'energia elettrica generata nel corso di un anno (espressa in MWh) e la potenza nominale installata (espressa in MW). Sono dunque sempre inferiori rispetto alle ore effettive di funzionamento, in cui la potenza dell'aerogeneratore varia tra il valore minimo (pochi kW) e il valore massimo (la potenza nominale).

Per la valutazione della producibilità delle aree individuate, ovvero della resa energetica annua degli aerogeneratori installati, occorre in primo luogo conoscere la distribuzione della velocità del vento.

In secondo luogo occorre conoscere le caratteristiche di funzionamento dell'aerogeneratore di progetto, in modo da rapportare i dati di vento alla *curva di potenza* dell'aerogeneratore considerato.

5.1 Producibilità del singolo aerogeneratore

Attualmente, l'unico aerogeneratore di grande taglia pronto per la commercializzazione su larga scala e di cui esistono già esemplari installati anche versione *offshore*³, è prodotto dalla *REpower Systems*: il REpower 5M. Tale aerogeneratore, avente un diametro di 126 m e una potenza nominale di 5 MW, rappresenta il più grande aerogeneratore *offshore* mai installato finora. Esso verrà a breve commercializzato anche nella versione 6M, attualmente in fase di test: si tratta del medesimo aerogeneratore della serie 5M, avente diametro del rotore di 126 m, ma in grado di sviluppare una potenza nominale pari a 6 MW.

Nel seguito si farà dunque riferimento all'aerogeneratore REpower 6M, i cui dati sono riportati nell'elaborato progettuale **PDT/R/0/WT/001**.

Si sottolinea che la scelta della casa costruttrice verrà definita in fase esecutiva, sulla base degli aerogeneratori da 6 MW disponibili sul mercato.

Di seguito sono riportati i principali dati tecnici (Tab. 5-1) e la *curva di potenza* dell'aerogeneratore REpower 6M, sia in formato tabellare (Tab.5-1) che grafico (Graf.5-1).

³ 17 aerogeneratori REpower 5M installati a tutto gennaio 2009 di cui 8 *offshore*, come di seguito specificato:
[Progetto Beatrice – Scozia](http://www.beatricewind.co.uk): 2 aerogeneratori 5M installati alla profondità di -45 m a 25 km dalla costa (agosto 2007)
<http://www.beatricewind.co.uk>
[Thornton Bank – Belgio](http://www.c-power.be): 6 aerogeneratori 5M installati alla profondità di -25 m a 30 km dalla costa (settembre 2008)
<http://www.c-power.be>

Tabella 5-1 Principali dati tecnici dell'aerogeneratore REpower 6M *offshore*

Diametro del rotore	126 m
Altezza del mozzo	c.a 90 m
Velocità di inserimento	3,5 m/s
Velocità nominale	14 m/s
Velocità di disinserimento	30 m/s
Potenza nominale	6.000 kW

Tabella 5-2 Potenza elettrica dell'aerogeneratore REpower 6M al variare della velocità vento all'altezza del mozzo (*curva di potenza*)

Velocità del vento al mozzo [m/s]	Potenza elettrica [kW]
3,5	60
4	137
5	359
6	658
7	1098
8	1670
9	2382
10	3232
11	4093
12	4935
13	5626
[14, 30]	6000
>30	0

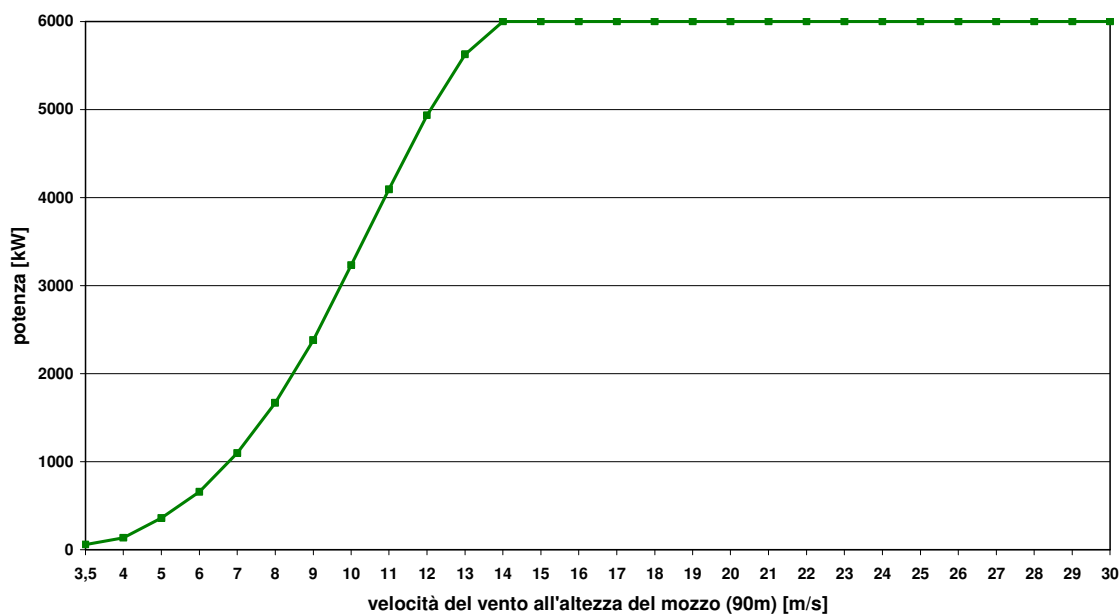


Grafico 5-1 *Curva di potenza* : potenza generata dall'aerogeneratore REpower 6M in funzione della velocità del vento all'altezza del mozzo

La valutazione della producibilità annua dell'aerogeneratore di progetto è stata effettuata sia sulla base dei dati di vento raccolti dal KNMI, descritti nel capitolo 1, sia a partire dai dati registrati dal satellite QuikSCAT della NASA, descritti nel capitolo 2.

In base al set di dati KNMI (1991-2005) trasposti a 90 m s.l.m., l'aerogeneratore REpower 6M è in grado di generare circa 21,9 GWh/anno, corrispondenti a 3650 ore equivalenti annuali.

In base alle rilevazioni del satellite QuikSCAT (07/1999-12/2008) trasposte a 90 m s.l.m., l'energia generata annualmente risulta in media pari a circa 20,9 GWh/anno, corrispondenti a 3465 ore equivalenti annuali, circa il 5% in meno rispetto ai risultati ottenuti sulla base dei dati KNMI.

Le tabelle e i grafici seguenti riportano i risultati della simulazione relativa alla stima della producibilità media annua della singola macchina, in termini di *ore equivalenti annue* [h/anno o MWh prodotti annualmente / MW installati], *ore equivalenti mensili* [h/mese o MWh prodotti mensilmente / MW installati] ed energia totale prodotta [GWh/anno], relativamente all'aerogeneratore di progetto.

Tabella 5-3 Velocità medie annuali del vento a 10 m s.l.m. e 90 m s.l.m, ore equivalenti annue per aerogeneratore da 6 MW. - dati KNMI relativi allo Stretto di Sicilia per il periodo 1991-2005 suddivisi per anno

PRODUCIBILITÀ MEDIA ANNUALE – dati KNMI 91-05			
ANNO	Velocità media a 10 m s.l.m. [m/s]	Velocità media a 90 m s.l.m. [m/s]	Ore equivalenti [h/y]
1991	6,9	8,3	3.398
1992	6,6	7,9	3.268
1993	6,8	8,2	3.344
1994	7,2	8,7	3.826
1995	7,3	8,8	3.733
1996	7,5	9	3.907
1997	7,2	8,6	3.688
1998	7,2	8,7	3.785
1999	7,3	8,8	3.659
2000	6,8	8,2	3.436
2001	7,6	9,1	4.127
2002	7,4	8,9	3.943
2003	6,6	7,9	3.058
2004	7,5	9,1	3.923
2005	7,1	8,6	3.583
PERIODO 91-05	7,12	8,57	3.647 ≡ 21,88 GWh/y

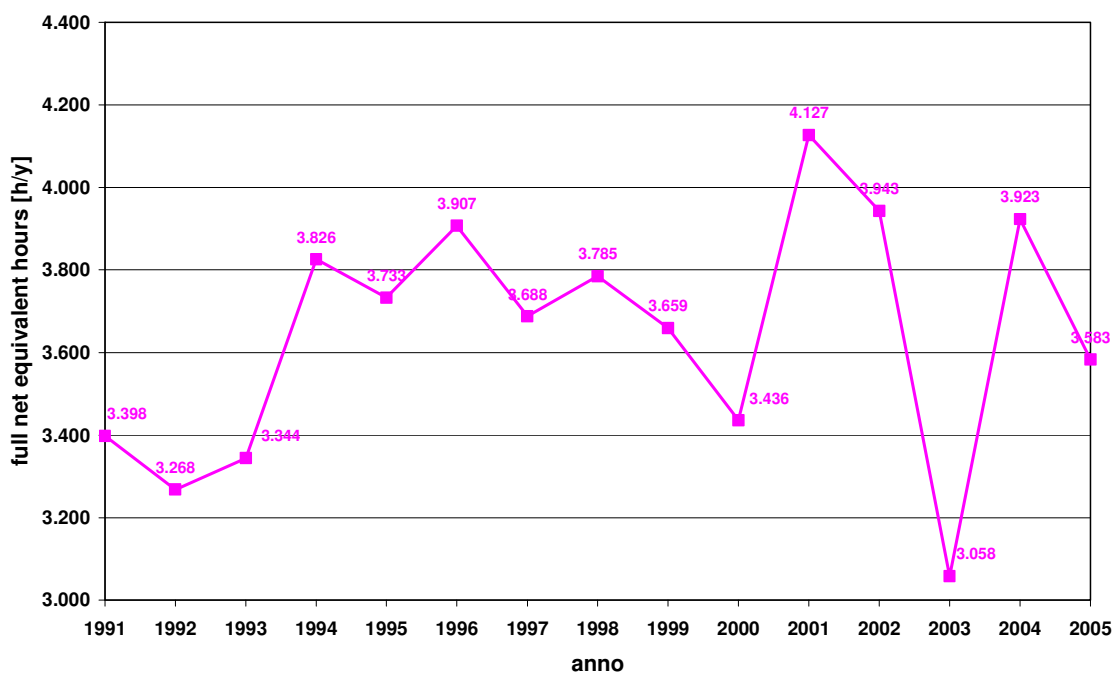


Grafico 5-2 Ore equivalenti medie mensili per aerogeneratore da 6 MW – dati KNMI 1991 – 2005 suddivisi per anno

Tabella 5-4 Velocità medie mensili del vento a 10 m s.l.m. e 90 m s.l.m, ore equivalenti annue per aerogeneratore da 6 MW. - dati KNMI relativi allo stretto di Sicilia per il periodo 1991-2005 suddivisi per mese

PRODUCIBILITÀ MEDIA MENSILE – dati KNMI 91-05			
MESE	Velocità media a 10 m [m/s]	Velocità media a 90 m [m/s]	Ore equivalenti [h/m]
Gennaio	8,4	10,1	383
Febbraio	8,4	10,1	348
Marzo	8,4	10,1	399
Aprile	8,0	9,6	358
Maggio	6,4	7,7	260
Giugno	6,0	7,2	236
Luglio	5,5	6,7	205
Agosto	5,2	6,3	186
Settembre	6,1	7,3	239
Ottobre	6,9	8,3	299
Novembre	7,9	9,5	353
Dicembre	8,5	10,3	388
TOTALE ORE EQUIVALENTI			3.655 h/y

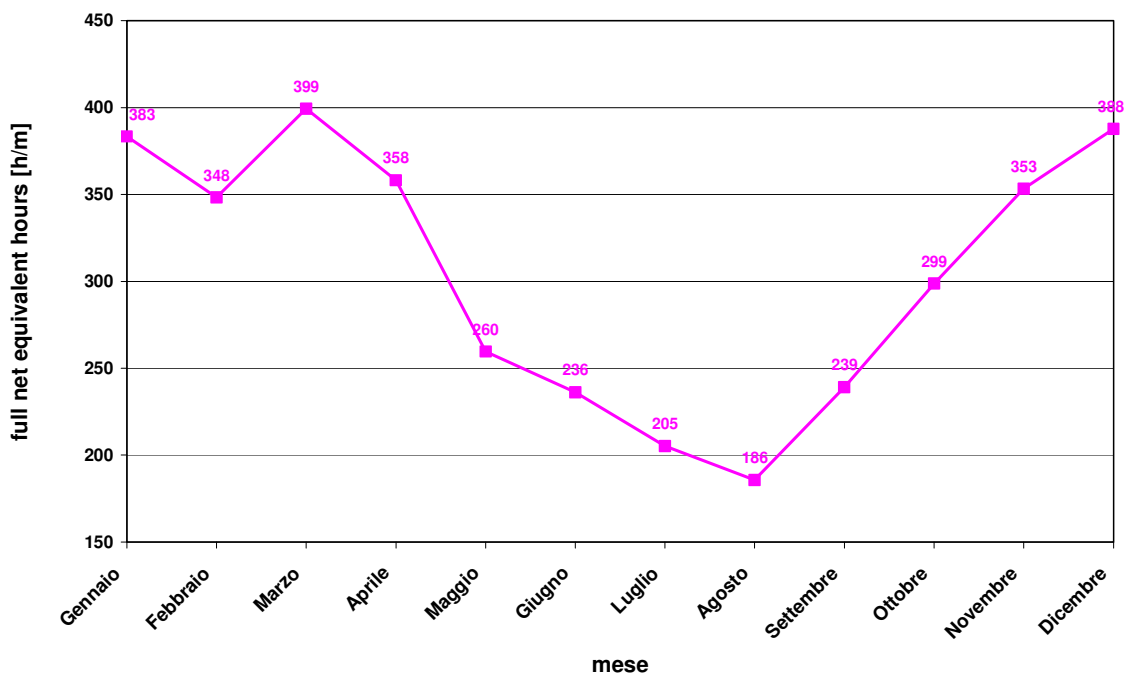


Grafico 5-3 Ore equivalenti medie mensili per aerogeneratore da 6 MW – dati KNMI 1991 – 2005 suddivisi per mese

Tabella 5-5 Velocità medie del vento a 10 m s.l.m. e 90 m s.l.m., ore equivalenti annue per aerogeneratore da 6 MW – dati satellitari QuikSCAT relativi allo Stretto di Sicilia per il periodo 2000 – 2008 suddivisi per anno

PRODUCIBILITA' MEDIA ANNUALE dati satellitari QuikSCAT 00-08			
ANNO	Velocità media a 10 m [m/s]	Velocità media a 90 m [m/s]	ore equivalenti [h/y]
2000	6,9	8,3	3.315
2001	6,9	8,3	3.424
2002	7,1	8,6	3.721
2003	7,0	8,5	3.486
2004	7,0	8,5	3.535
2005	7,2	8,6	3.619
2006	6,9	8,3	3.254
2007	7,0	8,4	3.557
2008	6,9	8,3	3.283
MEDIA PERIODO 2000-08	7,01	8,43	3.466 = 20,80 GWh/y



Grafico 5-4 Ore equivalenti medie annuali per aerogeneratore da 6 MW – dati satellitari QuikSCAT 00-08

Tabella 5-6 Velocità medie del vento a 10 m s.l.m. e 90 m s.l.m., ore equivalenti mensili per aerogeneratore da 6 MW – dati satellitari QuikSCAT relativi allo stretto di Sicilia per il periodo 07/1999 – 12/2008 suddivisi per mese

PRODUCIBILITÀ MEDIA MENSILE dati satellitari QuikSCAT 07/99 – 12/08			
MESE	Velocità media a10m [m/s]	Velocità media a 90m [m/s]	ore equivalenti [h/m]
Gennaio	8,0	9,6	374
Febbraio	8,0	9,7	344
Marzo	7,5	9,1	341
Aprile	7,5	9,0	319
Maggio	6,5	7,8	246
Giugno	5,3	6,4	149
Luglio	5,8	7,0	197
Agosto	5,6	6,8	177
Settembre	6,5	7,8	246
Ottobre	6,3	7,6	235
Novembre	8,2	9,8	393
Dicembre	8,9	10,7	443
TOTALE ORE EQUIVALENTI			3.465 h/y

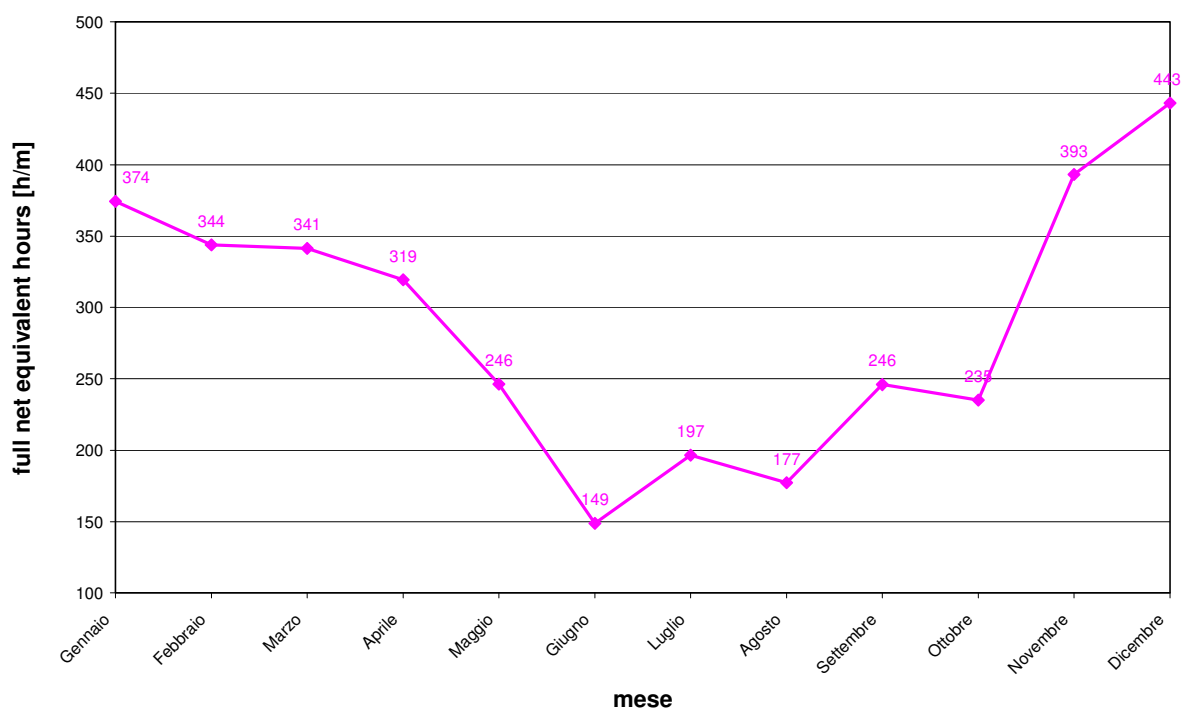


Grafico 5-5 Ore equivalenti medie mensili per aerogeneratore da 6 MW – dati satellitari QuikSCAT 07/99 – 12/08

5.2 Producibilità lorda e netta dell'impianto eolico

Nota la quantità di energia elettrica che ogni aerogeneratore è mediamente in grado di produrre ogni anno, è infine possibile valutare la produzione energetica media annua dell'intero impianto.

La tabella seguente sintetizza la potenzialità del parco eolico di progetto in termini di numero di aerogeneratori installabili per banco, potenza nominale installabile e corrispondente producibilità teorica espressa in GWh/anno, valutata sia sulla base dei dati di vento registrati dal satellite QuikSCAT nel periodo 2000-2008, sia a partire dai dati di vento raccolti dal KNMI per il periodo 1991-2005.

Tabella 5-7 Potenzialità banchi di progetto, in termini di potenza nominale installabile e producibilità annua teorica

AREE DI PROGETTO	n. pali 6 MW	Potenza [MW]	Producibilità dati NASA 00-08 [GWh/y]	Producibilità dati KNMI 91-05 [GWh/y]
Banco Talbot Ovest	10	60	207,9	218,8
Banco Talbot Est	49	294	1018,7	1.072,2
TOTALE BANCHI	59	354	1.226,6	1.291,0

Per valutare la quantità di energia elettrica che verrà mediamente immessa ogni anno nella Rete di Trasmissione Nazionale, occorre fornire una stima delle perdite, così classificabili:

- perdite dovute a effetti di mutua turbolenza tra aerogeneratori (*wake effect*);
- perdite elettriche;
- perdite dovute a malfunzionamenti, guasti o interruzioni dovute a manutenzione programmata.

Le perdite dovute agli effetti di mutua turbolenza tra turbine sono di modesta entità, grazie alla notevole distanza prevista in fase progettuale tra aerogeneratori contigui; il layout prevede infatti una distanza minima di circa 1.000 m (8 diametri rotore) nella direzione di vento prevalente e di circa 630 m (5 diametri rotore) nella direzione di minore prevalenza (vedi tavole **PDT/T/0/LY/001**).

Le perdite dovute a tali effetti sono quantificabili in circa il 5% per il Banco Talbot Est (su cui verranno installati 49 aerogeneratori), il 2% per il Banco Talbot Ovest (10 aerogeneratori). Tali valori di perdita comprendono anche quelle dovute alla progressiva perdita di energia del vento nel passaggio tra una fila di aerogeneratori e le successive.

Complessivamente, le perdite dovute a effetti di mutua turbolenza tra turbine eoliche sono pari a circa il 4,5%.

Le *perdite elettriche* derivano sostanzialmente dalla doppia trasformazione AC/DC e DC/AC; la potenza dissipata è pari a circa il 3,3 % della potenza trasmessa (vedi elaborati **PDT/R/0/EL/002** e **PDT/R/0/EL/004**). Tale valore di perdita, dipendente dall'efficienza dei trasformatori delle due stazioni di conversione a mare e a terra (ESP *offshore* ed ESP *onshore*), è circa costante al variare della potenza trasmessa.

Per quanto riguarda invece i cavi di trasmissione, le perdite elettriche sono, grazie alla scelta della tipologia di connessione (cavidotto in corrente continua a 150 kV), di modesta entità; la potenza dissipata dai cavi è proporzionale al quadrato della corrente in essi circolante (vedi elaborati **PDT/R/0/EL/001** e **PDT/R/0/EL/003**).

Le perdite complessive di trasmissione, espresse in percentuale, crescono dunque linearmente con la potenza trasmessa espressa in percentuale (carico %), come illustrato nel grafico seguente.

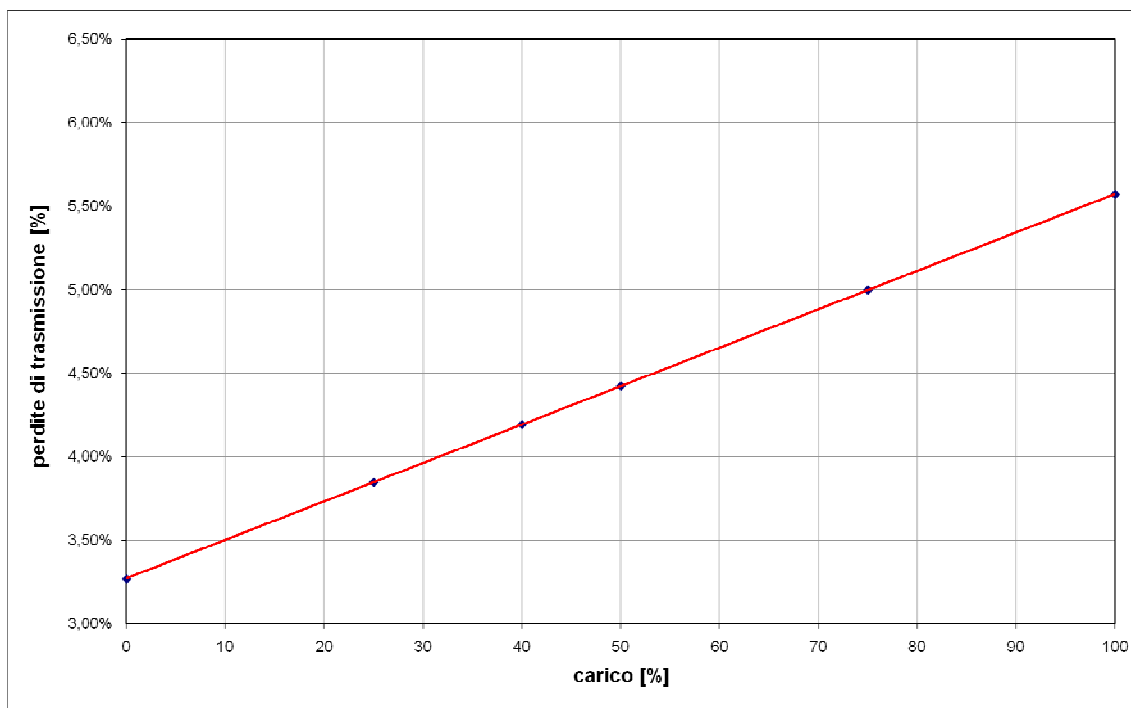


Grafico 5-6 Perdite elettriche complessive [%] in funzione della potenza trasmessa [%]

Considerando che la producibilità dell'impianto, al netto delle perdite per *wake effect*, è pari a circa 3.360 ore equivalenti, corrispondenti ad un carico medio (*load factor*) del 38%, ne consegue che le perdite elettriche saranno pari in media al valore di perdita corrispondente al 38% del carico nominale, ovvero al **4,2%**.

La *manutenzione* dei pali eolici verrà effettuata nel periodo estivo, privilegiando le giornate in cui le condizioni meteomarine siano favorevoli, dunque a ventosità modesta o nulla. Durante le operazioni di manutenzione verrà spento temporaneamente solamente l'aerogeneratore interessato dall'intervento. Le perdite dovute al temporaneo spegnimento

degli aerogeneratori per le operazioni di manutenzione programmate sono dunque trascurabili. Diverso è il caso in cui si verifichi un guasto ad una turbina eolica: il tempo necessario alla riparazione e conseguente riavvio può variare da un minimo di 2 giorni ad un massimo di alcune settimane, nei casi in cui le condizioni meteomarine si mantengano sfavorevoli per diversi giorni consecutivi o se la tipologia di guasto richiede una dettagliata programmazione dell'intervento. Grazie all'elevata affidabilità e all'elevato valore di disponibilità degli aerogeneratori progettati per applicazioni *offshore*, la probabilità di guasti di grave entità è estremamente bassa.

Nel complesso, le perdite dovute a manutenzione programmata ed eventuali guasti è quantificabile in circa l'1%.

Le perdite complessive, dovute alla combinazione delle tre componenti descritte, sono dunque pari al 9,4%, come indicato nel seguente prospetto:

ore equivalenti teoriche del parco eolico (dati NASA):	3.465 h/anno
perdite per <i>wake effect</i> – Banco Talbot Ovest:	~ 2 %
<u>perdite per <i>wake effect</i> – Banco Talbot Est:</u>	<u>~ 5 %</u>
perdite per <i>wake effect</i> complessive:	~ 4,5 %
perdite elettriche:	4,2 %
<u>perdite per manutenzione programmata / guasti:</u>	<u>~ 1 %</u>
perdite complessive:	9,4 %
ore equivalenti nette del parco eolico:	3.140 h/anno
producibilità media annua netta:	1.111 GWh_{el}/anno

La producibilità netta annuale dell'impianto sarà dunque pari a circa 1.111 GWh_{el}, in grado di coprire il fabbisogno energetico annuo di 247.000 famiglie, considerando un consumo medio annuale di 4.500 kWh / nucleo familiare.

Nel seguito si riporta la tavola 27 dell'Atlante Eolico d'Italia, in cui si prospetta, per aerogeneratori aventi un'altezza del mozzo compresa tra 75 m e 100 m s.l.m. installati nelle aree di progetto, una producibilità teorica compresa tra 3.500 e 4.000 ore equivalenti annue. Tale previsione è superiore rispetto ai risultati riportati nel presente studio. Si fa a tal proposito presente che l'aerogeneratore di riferimento per le elaborazioni (REpower 6M) presenta un rapporto tra potenza nominale (6 MW) e area spazzata dal rotore (12.469 m²) superiore rispetto alla media degli aerogeneratori *offshore*, in quanto progettato specificatamente per siti a media e alta ventosità. La versione da 5 MW (REpower 5M),

avente il medesimo diametro rotore della versione da 6 MW, consentirebbe di avere un numero di ore equivalenti superiore rispetto alla versione 6M (3.808 h/anno in base ai dati KNMI; 3.729 h/anno in base ai dati satellitari QuikSCAT), in linea con i valori riportati dall'Atlante Eolico, a cui però corrisponde una produzione energetica inferiore, rispetto al modello da 6 MW, di oltre il 10%, come riportato nella tabella seguente.

Tabella 5-8 Producibilità teorica annuale dell'aerogeneratore REpower 5M (5 MW) e 6M (6 MW), espressa in ore equivalenti annue e in GWh/anno, in base ai dati di vento KNMI 91-05 e in base ai dati del satellite QuikSCAT

DATI DI VENTO	REpower 5M		REpower 6M	
	ore eq.	GWh/y	ore eq.	GWh/y
dati KNMI 91-05	3.808	19,04	3.647	21,88
dati NASA 00-08	3.729	18,65	3.466	20,80
Atlante Eolico	3500 ÷ 4000 ore eq. a 75 m s.l.m.			

Scala 1:750.000

Mappa della producibilità specifica a 75 m s.l.t./s.l.m.

Tavola 27

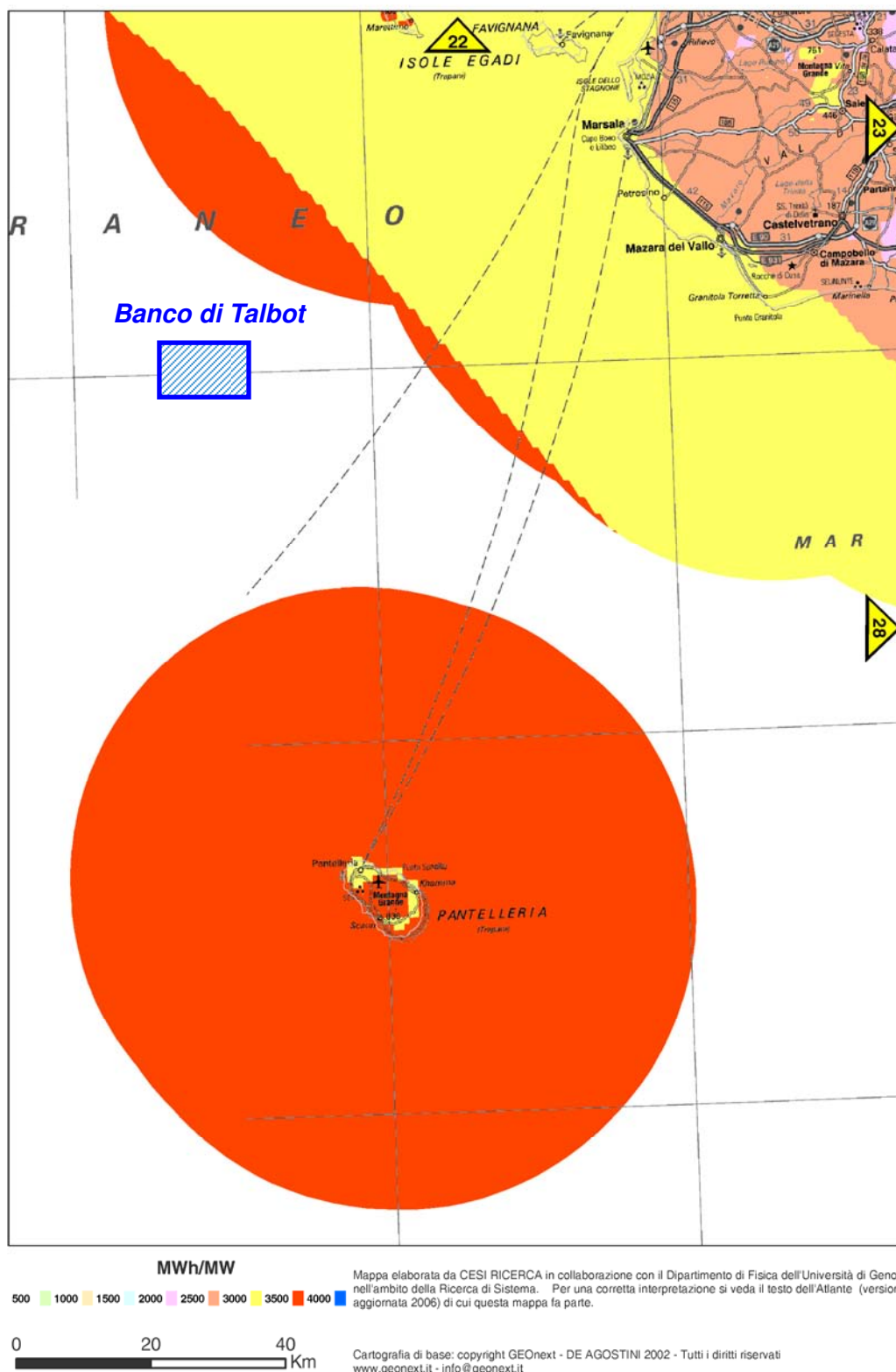


Figura 5-1 Atlante Eolico d'Italia (2006) - Tavola 27

Scala 1:750.000

Mappa della producibilità specifica a 100 m s.l.t./s.l.m.

Tavola 27

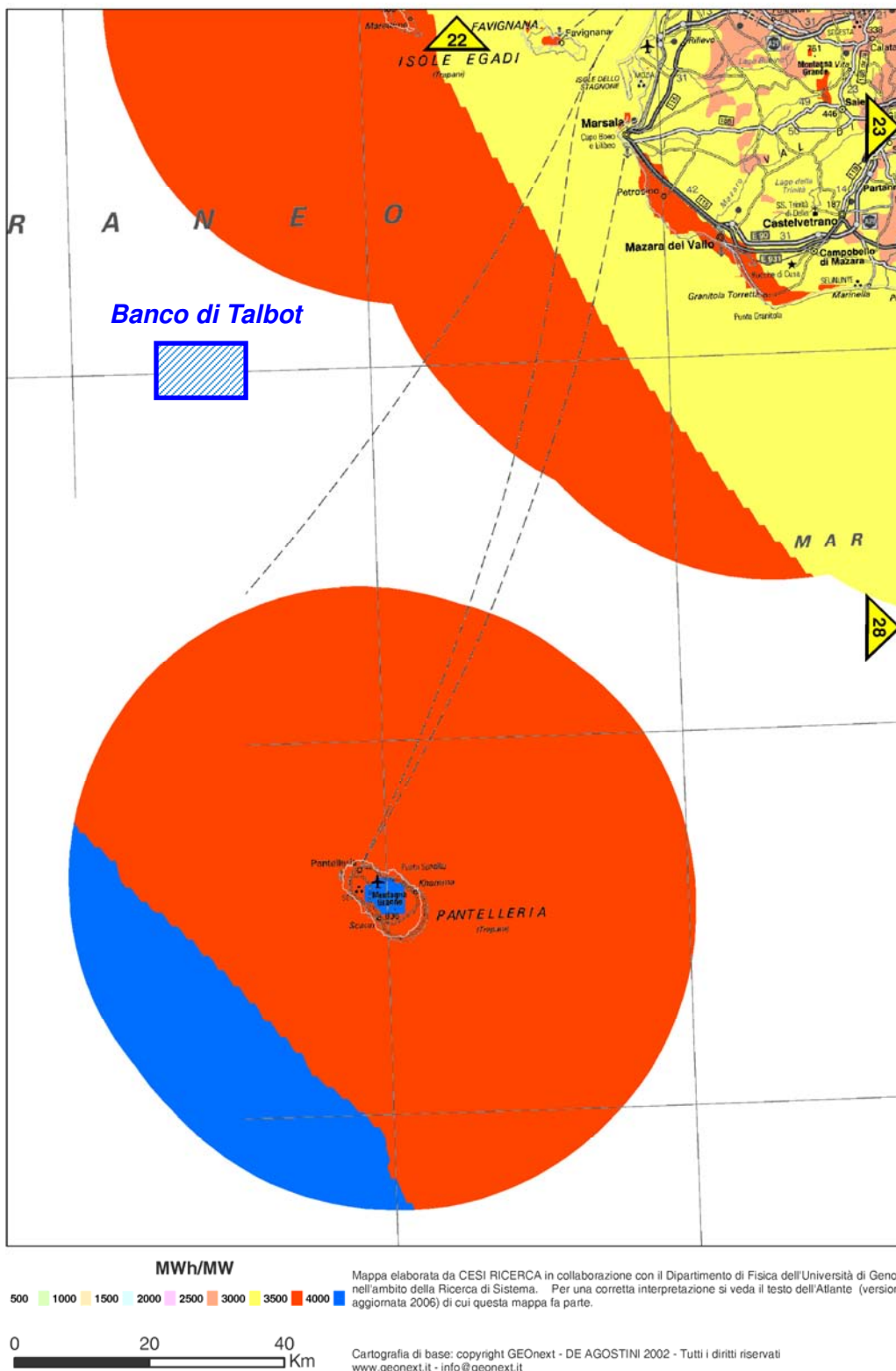


Figura 5-2 Atlante Eolico d'Italia (2006) - Tavola 27