

Rif – SEO-PR002-07 - RT - AK

Data: 27/08/07

Versione: 00

Modifiche: Versione Originale

File: PR001-07 - PARCO EOLICO GOLFO DI MANFREDONIA _Allegato J.doc

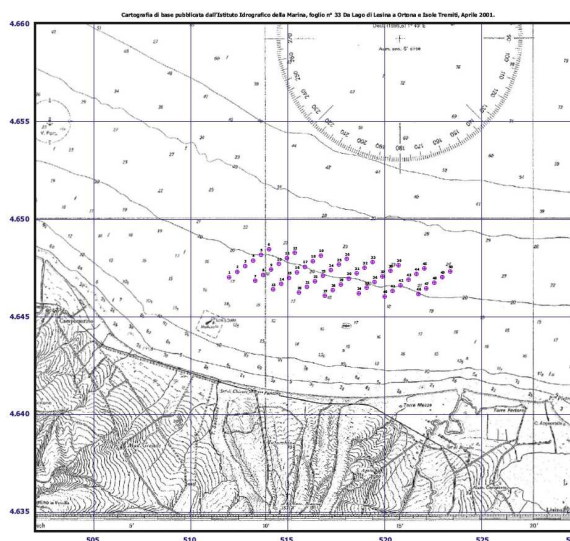
Redatto da:	Verificato da:	Approvato da:
Nell Franchi	Michele Cingotti	Davide Trevisani

Committente: TREVI Energy S.p.A
Via Larga, 201 – 47023 CESENA (FC)

Opera: “CENTRALE EOLICA OFF-SHORE CHIEUTI”.

Capitaneria di Porto di Manfredonia (FG)

Oggetto: Valutazione preliminare di impatto acustico.



Progettista:



Sedi operative ed amministrative:

Via Roma 7, 20099 Sesto San Giovanni (MI)
Tel. 02 24417058 – Fax 02 24303700
Via Roma, 98/B – 23855 Pescate (LC)
Tel. 0341 365045 – Fax 0341 365091

Sede Legale:

Viale Gian Galeazzo, 8
20136 Milano

Cod. Fisc. & P. IVA 13029730150

Cap. soc. € 41.600 interamente versato

N° REA 1619077

N° Iscrizione Registro Imprese di Milano MI – 2000 - 148146

Arch. Michele Cingotti

Revisioni

Versione	Data	Totale Pagine	Modifiche
00	27/08/2007	13	Versione Originale

Indice della Relazione.

1 Premessa	pag. 3
2 Valutazione preliminare di impatto acustico	pag. 4
2.1 Modello di calcolo.....	pag. 5
2.2 Parametri di calcolo.....	pag. 5
2.3 Risultati ottenuti.....	pag. 6
3 Lista degli allegati	pag. 7
Tabelle	pag. 8
Tavole	pag. 10

1 Premessa.

Oggetto del presente studio, realizzato da Tecnogaia S.r.l. per conto della Società TREVI Energy SpA, è la valutazione preliminare di impatto acustico 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 (vedi **Tabella 1**, **Tabella 2** e **Tavola 1**).

2 Valutazione preliminare d'impatto acustico.

L'impatto acustico causato da un impianto eolico dipende da numerosi fattori di natura meccanica ed aerodinamica. Il continuo sviluppo tecnologico delle turbine eoliche permette di realizzare oggi macchine sempre più silenziose, tuttavia il rumore emesso e la conseguente sua immissione nell'ambiente costituiscono un elemento di verifica nella progettazione di un impianto eolico.

I livelli di rumore emessi sono di norma misurati e forniti dal fabbricante delle macchine secondo quanto previsto dalla Norma EN 61400-11 "Acoustic noise measurement techniques". E' noto che la percezione fisiologica del rumore è parzialmente soggettiva, tuttavia, al di sotto di un certo livello, la percezione del rumore proveniente da un impianto eolico (come da ogni altro emettitore) tende a confondersi con il rumore generale di fondo. E' quindi buona norma progettuale verificare che presso eventuali recettori sensibili (abitazioni o zone di attività umana) i livelli di rumore immessi si mantengono al di sotto di detti limiti.

I principali provvedimenti legislativi che regolano la materia sono:

- D.P.C.M. 1° Marzo 1991 "Limiti massimi di esposizione al rumore degli ambienti abitativi e nell'ambiente esterno"
- Decreto Ministero Ambiente 16 marzo 1998 "Tecniche di rilevamento e di misurazione dell'inquinamento acustico"

Il primo Decreto regola i livelli massimi ammissibili di rumore in base alla classificazione (locale) del territorio, il secondo detta le norme per l'esecuzione dei rilievi acustici ad opere ultimate. Da questi sono originati altri provvedimenti la cui discussione esula comunque dallo scopo del presente lavoro.

La valutazione dell'impatto acustico di una sorgente rumorosa, oltre che tenere conto dei limiti massimi di esposizione della realtà in cui la sorgente viene inserita si deve basare anche sulla misurazione del rumore di fondo. In questo caso si fornisce una valutazione, realizzata in via del tutto preliminare, semplicemente del livello di pressione acustica generata dagli aerogeneratori di progetto.

2.1 Modello di calcolo.

Al fine di determinare il livello di pressione acustica ad una distanza nota dalla sorgente, è necessario definire in quale modo avviene la propagazione delle onde sonore.

In generale, se il suono si propaga senza ostacoli da una sorgente, il livello di pressione sonora diminuisce con la distanza con una particolare legge logaritmica. Nella propagazione del suono, bisogna considerare, in generale, i seguenti fattori che influenzano il percorso delle onde sonore:

- caratteristiche della sorgente (direzionalità, altezza, ecc.);
- distanza della sorgente dal recettore;
- assorbimento dell'aria, il quale dipende dalla frequenza del suono;
- effetto del suolo (riflessione ed assorbimento del terreno dipendente a sua volta dall'altezza della sorgente, dalle proprietà del terreno, dalla frequenza ecc.);
- effetti di blocco o schermo delle onde sonore causati da ostacoli;
- condizioni meteorologiche (velocità del vento e temperatura e loro variazioni con l'altezza);
- orografia del territorio in cui avviene la propagazione del suono.

Un modello basato sulle ipotesi più conservative è quello suggerito dalla IEA (International Energy Agency, 1994) che considera una propagazione emisferica del suono (che presuppone cioè un suolo perfettamente riflettente) con un assorbimento dell'aria descritta da una funzione che dipende dalla potenza emessa, dalla distanza tra emissione e recettore e dell'assorbimento dell'aria.

$$L_P = f(L_W, R^2, \alpha)$$

L_P è il livello di pressione sonora [dB(A)] rilevabile ad una distanza R da una sorgente che immette un livello di potenza sonora L_W [dB(A)], α è il coefficiente di assorbimento dipendente dalla frequenza del suono.

Il valore totale del rumore prodotto da tutte le macchine dell'impianto, con riferimento ad un determinato punto, viene calcolato sommando il contributo di ciascuna turbina attraverso le regole matematiche delle operazioni svolte nel dominio delle frequenze.

In questo modo è possibile tracciare una mappa del rumore immesso che, a partire dalle sorgenti (aerogeneratori), si propaga nell'intorno dell'impianto.

2.2 Parametri di calcolo.

Ai fini della valutazione preliminare di impatto acustico dell'impianto eolico in oggetto, è preso in esame il modello di aerogeneratore Vestas V90 da 3 MW le cui caratteristiche sono

descritte nell'**Allegato A** e la cui emissione acustica nominale alla velocità di riferimento di 8 m/s risulterebbe essere 109,4 dB(A).

COSTRUTTORE	MODELLO	MW	DIAMETRO ROTORE	CLASS E	RUMORE
VESTAS	V90	3	90	IEC I	109,4 dB

La sorgente, come è nella generalità dei casi per le turbine eoliche, si considera puntiforme e non direttiva e si colloca all'altezza del mozzo (in questo caso di 90 m).

Trattandosi di un impianto ubicato in mare aperto, non si considerano corpi ricettori sensibili prossimi all'impianto. Come coefficiente di attenuazione dell'aria si è adottato il valore di 0.005.

Il layout d'impianto fornito è riportato come elenco di coordinate nella **Tabella 1** e **Tabella 2** e sulla carta batimetria alla **Tavola 1**. La mappa territoriale tridimensionale di lavoro è rappresentata sulla **Tavola 2**. Essa consta di un modello con superficie molto elevata corrispondente a 7500 km², precisamente un rettangolo di 100x75 km. La mappa è stata derivata della 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.

2.3 Risultati ottenuti.

Per l'impianto eolico offshore ipotizzato, la mappa di propagazione acustica del rumore prodotto è illustrata sulla **Tavola 3** dove si deduce che le isofoniche al limite di 50 dB(A), generalmente considerate sensibili, si trovano soltanto in prossimità delle turbine, mentre quelle a 30 dB(A) non raggiungono la terraferma.

3 Lista degli allegati.

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

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

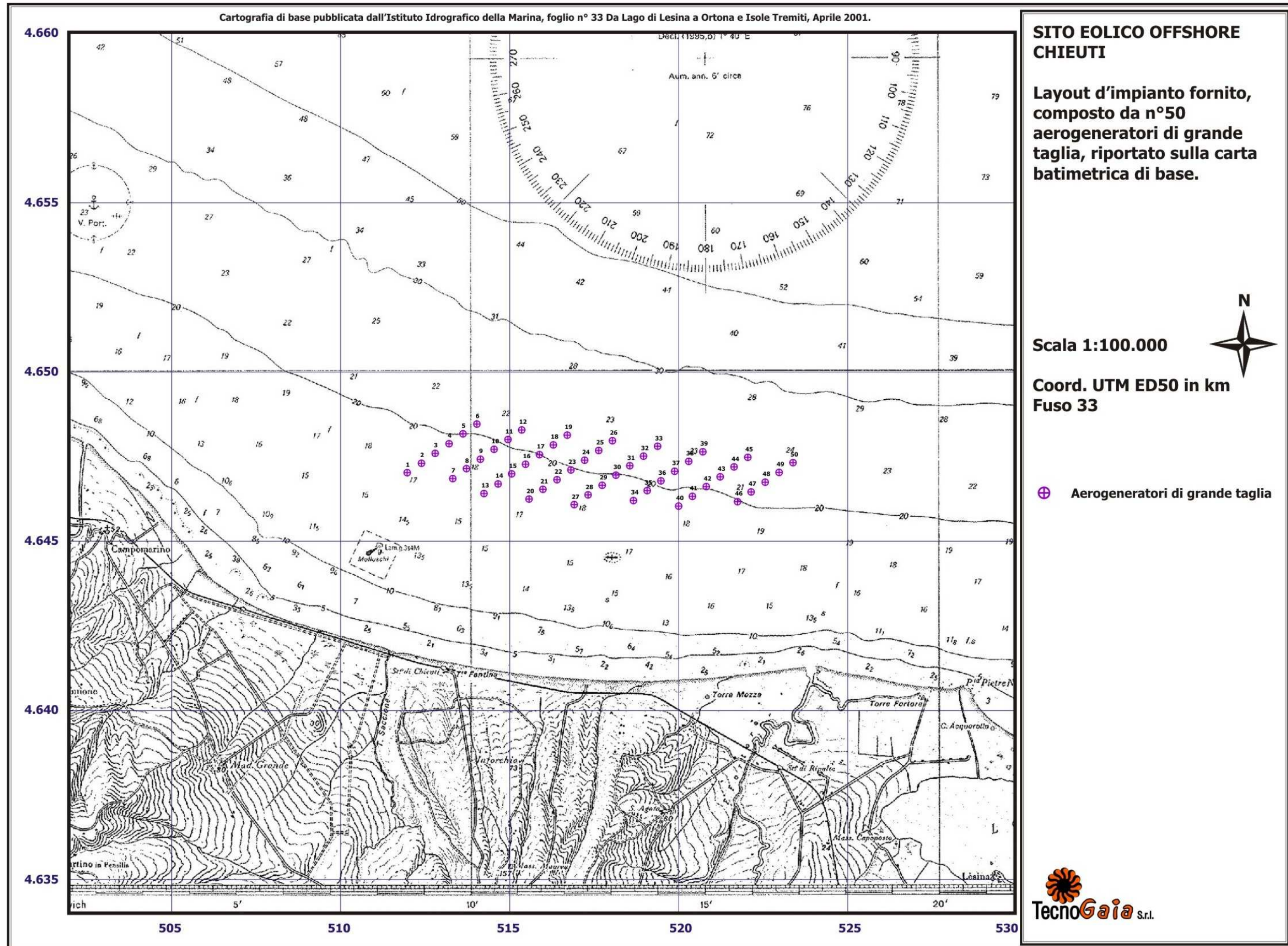
**Sistema Roma 40
 (origine longitudini Greenwich)**

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

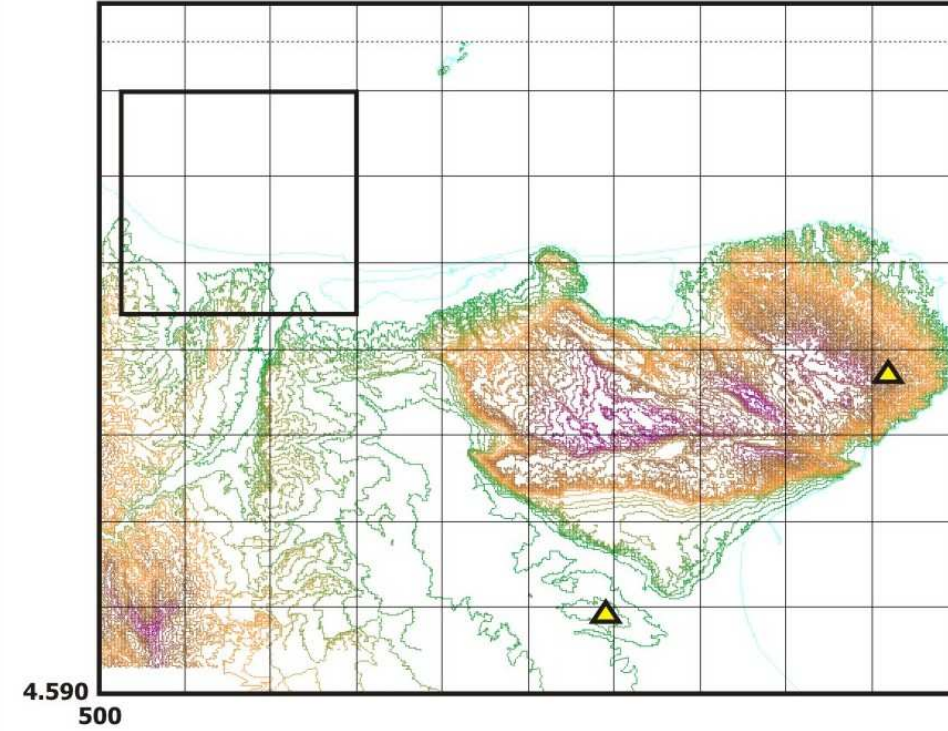
	X	Y
Stazione	15,120906	41,580767

Tavole.



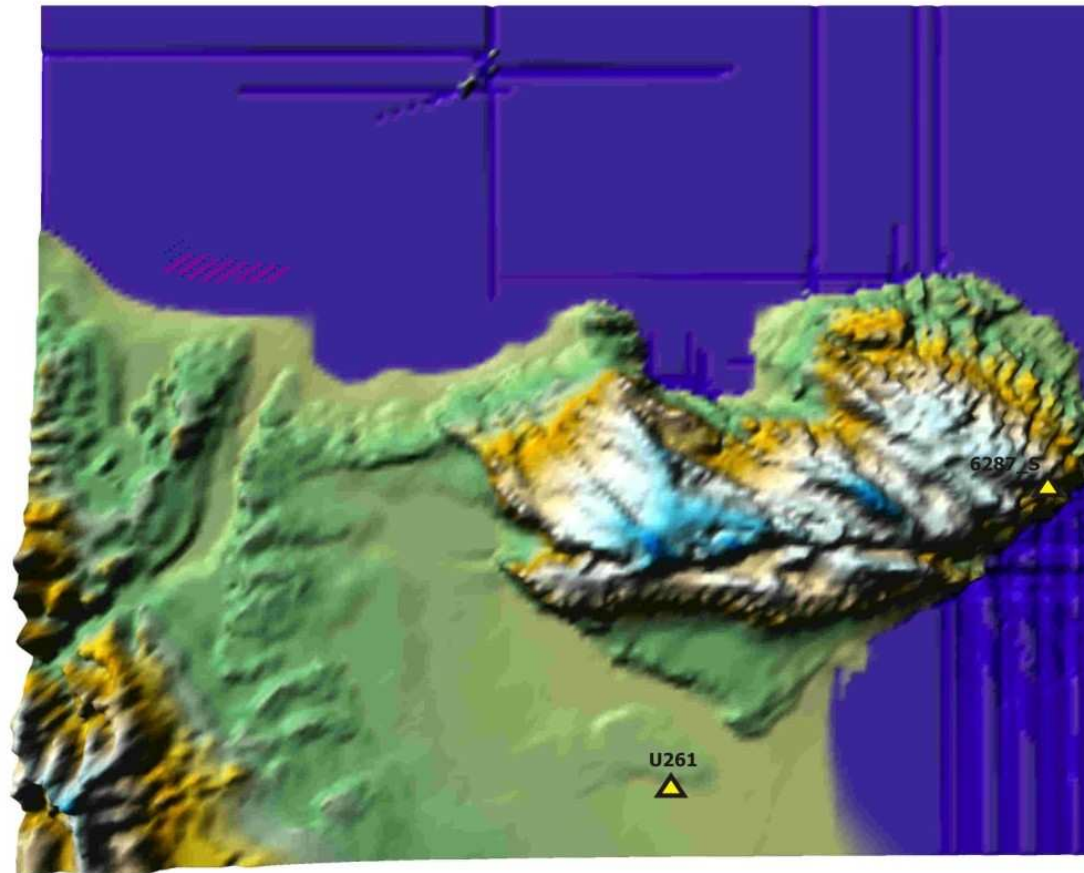
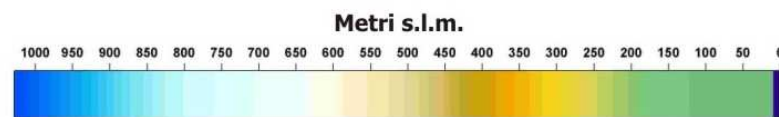
Rel. TG47/2007-VPE Rif.: Vs. Ordine n° POA7001691 del 30/03/2007

Tavola1



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.

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





SITO EOLICO OFFSHORE CHIEUTI

Area di applicazione del modello ed area di studio.

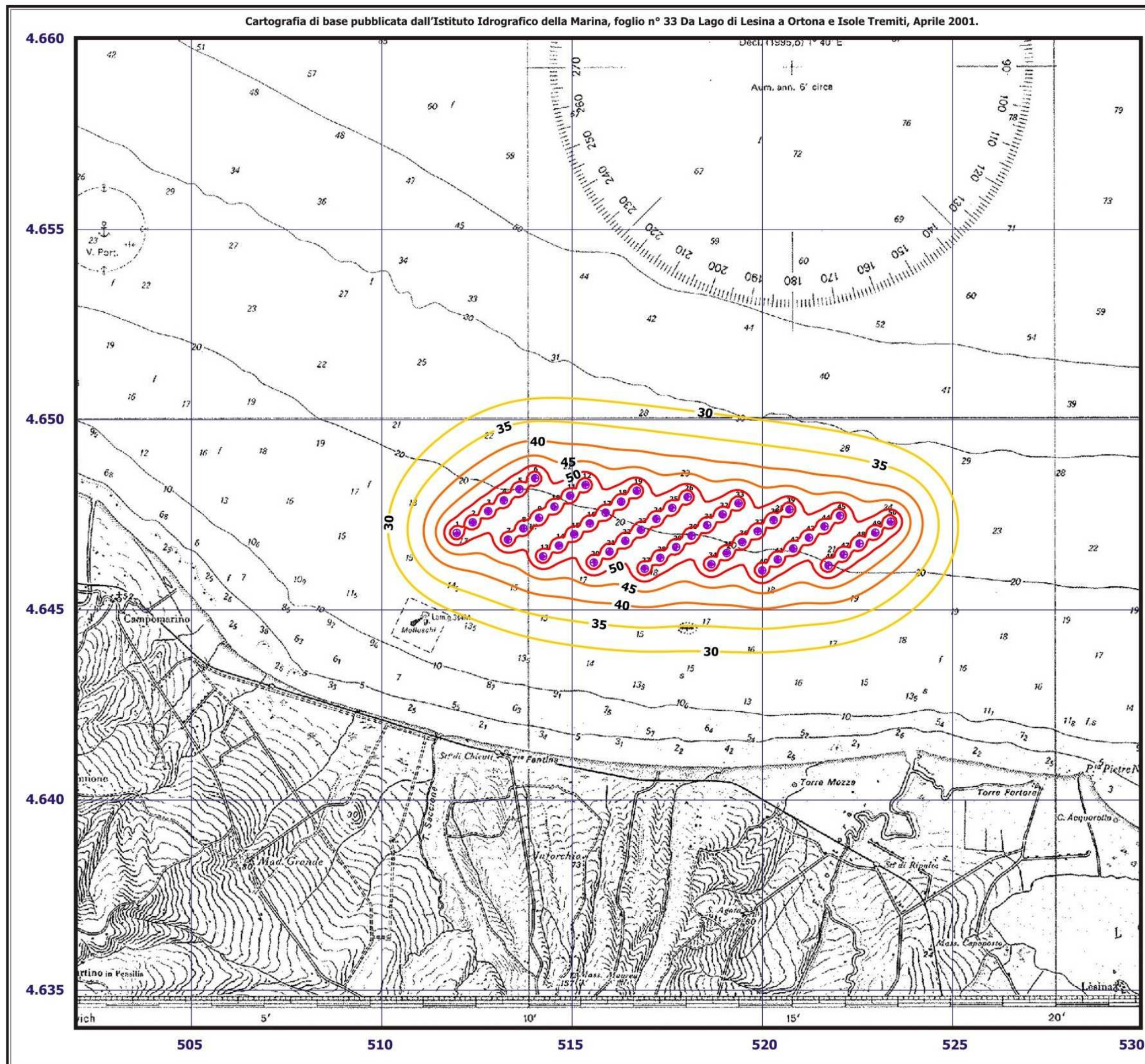
Scala libera



LEGENDA

-  Stazioni anemometriche
-  Layout d'impianto fornito





SITO EOLICO OFFSHORE CHIEUTI

Mappa di propagazione
acustica del rumore
prodotto dall'impianto
composto da 50
aerogeneratori da 3MW,
altezza del mozzo di 90m ed
emissione acustica alla
velocità di riferimento di 8
m/s pari a 109.4 dB(A).



Scala 1:100.000

Coord. UTM ED50 in km
Fuso 33

⊕ Aerogeneratori di grande taglia

